

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DEL ANÁLISIS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS.**

**OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO EXPERIMENTAL**

**JHONNY JAVIER REATIQUI COMINA**

jhonny.reatiqui@outlook.com

**DIRECTOR: Ing. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLAROEL MSc.**

jose.paz@epn.edu.ec

Quito, Enero 2018

## DECLARACIÓN

Yo, Jhonny Javier Reatiqui Comina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado 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.

---

JHONNY JAVIER  
REATIQUI COMINA

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Jhonny Javier Reatiqui Comina, bajo mi supervisión.

---

Ing. JOSÉ FRANCISCO PAZ  
DIRECTOR DE PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por bendecir mi vida y guiar mis pasos sobre el camino del bien.*

*A mi madre, Hilda razón de mi existencia, gracias por todo el apoyo durante toda mi vida. Gracias por ser el pilar de mi vida y un verdadero ejemplo de madre luchadora y trabajadora que dejo de lado todo por sus hijos.*

*A Consorcio Shushufindi S.A. y Schlumberger, en especial a los ingenieros de SPM: José Luis Freire y Wilmar Pastrana que fueron mis tutores y mentores que guiaron este trabajo hasta su culminación. Al Ing. Jorge Hurtado y Galo Chacon por darme la oportunidad de aprender y crecer dentro de tan prestigiosa empresa, muchas gracias.*

*Al Ing, José Francisco Paz por su guía durante el desarrollo de este trabajo. Y a Ximenita por el apoyo brindado.*

*A mis compañeros y amigos: Estefy, Katty, Anita, Mabe, Nixon, Katy, Michelle, Santy, Eva, gracias por su amistad y apoyo constante durante mi vida universitaria.*

*A mis amigos de siempre y hermanos de vida: Pablo, Mimi, Giss, Kathy, Cristian, gracias por su amistad eterna y sincera.*

## **DEDICATORIA**

*A mi madre, mi mujer luchadora, perseverante y ejemplo de vida. Quien no se dejó vencer nunca por todas las adversidades que se le presentaron en su vida y dio todo por sacarnos adelante a mi hermana y a mí, te amo mom.*

*A mi hermana, espero ser un ejemplo para ti, recuerda siempre luchar por tus sueños y no darte por vencida.*

*A mis amigos y hermanos de la vida que estuvieron junto a mí y compartieron este sueño, que se ha hecho realidad.*

## CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE TABLAS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XIV
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
PRESENTACIÓN.....	XVII
CAPÍTULO I.....	1
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	1
1.1. RESEÑA HISTORICA.....	1
1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO.....	2
1.3. CONFIGURACIÓN GEOLÓGICA.....	2
1.4. ESTRUCTURA.....	4
1.5. ROCAS RESERVORIO.....	5
1.6. FORMACIONES PRODUCTORAS.....	5
1.6.1. FORMACIÓN TENA.....	5
1.6.2. FORMACIÓN NAPO.....	6
1.6.3. FORMACIÓN HOLLÍN.....	7
1.7. ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	8
1.7.1. DIFRACCIÓN DE RAYOS X Y ANÁLISIS SEM.....	8
1.7.2. MINERALOGÍA.....	10
1.7.3. MAPAS DE VOLUMEN DE ARCILLOCIDAD.....	13
1.8. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	14
1.8.1. ARENA T.....	14
1.8.2. ARENA U.....	15
1.8.3. BASAL TENA.....	15
1.8.4. ANÁLISIS DE SATURADOS, AROMÁTICOS, RESINAS Y ASFALTENOS (S.A.R.A).....	16
1.9. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN.....	19
1.10. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	21
1.10.1. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	21
1.10.2. ESTACIONES DE PRODUCCIÓN.....	22
1.10.3. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO.....	22
1.11. CONCEPTOS GENERALES.....	23

1.11.1.	POROSIDAD .....	23
1.11.2.	PERMEABILIDAD .....	24
1.11.3.	MOJABILIDAD .....	26
1.11.4.	SATURACIÓN .....	27
1.11.5.	PRESIÓN CAPILAR.....	27
1.12.	DAÑO DE FORMACIÓN .....	28
1.12.1.	ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	28
1.12.2.	ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	29
1.12.3.	CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	31
1.13.	ANÁLISIS DEL TRANSIENTE DE PRESIÓN (PTA).....	35
1.13.1.	INTRODUCCIÓN .....	35
1.13.2.	FUNDAMENTOS GENERALES.....	36
1.13.3.	CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO .....	37
1.13.4.	GEOMETRÍAS DE FLUJO .....	37
1.13.5.	REGÍMENES DE FLUJO .....	39
1.13.6.	ECUACIONES FUNDAMENTALES. ....	40
1.13.7.	PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN .....	43
1.14.	ANÁLISIS DEL TRANSIENTE DE PRODUCCIÓN (RTA) .....	49
1.14.1.	INTRODUCCIÓN .....	49
1.14.2.	FUNDAMENTO MATEMÁTICO .....	50
1.14.3.	CURVAS TIPO DE ARPS .....	51
1.14.4.	CURVAS TIPO DE FETKOVICH.....	54
1.14.5.	CURVAS FETKOVICH-ARPS.....	55
1.14.6.	CURVAS TIPO DE BLASINGAME .....	57
1.15.	RELACIÓN ENTRE PTA Y RTA .....	59
CAPÍTULO II.....		60
2.	METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	60
2.1.	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN .....	61
2.2.	ANÁLISIS MECÁNICO DEL POZO .....	62
2.2.1.	EVALUACIÓN EQUIPO BES.....	62
2.2.2.	EVALUACIÓN DE CEMENTO Y CORROSIÓN.....	64
2.3.	SELECCIÓN DE POZOS.....	68
2.3.1.	POZO SSF-140D-TI .....	69
2.3.2.	POZO SSF-119D-TI .....	78
2.3.3.	POZO AGU-047H-UI .....	86
2.3.4.	POZO SSF-130D-UI .....	94

2.3.5.	POZO SSF-159D-UI.....	101
2.3.6.	POZO SSF-145-UI.....	108
2.3.7.	POZO SSF-073D-UI.....	115
CAPÍTULO III.....		121
3.	ANÁLISIS ECONÓMICO .....	121
3.1.	INDICADORES DE RENTABILIDAD .....	121
3.1.1.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	121
3.1.2.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	122
3.1.3.	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB).....	122
3.1.4.	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	122
3.2.	COSTOS .....	122
3.2.1.	COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL .....	123
3.2.2.	PRECIO POR BARRIL DE PETRÓLEO .....	123
3.2.3.	DECLINACIONES DE PRODUCCIÓN .....	123
3.3.	IMPUESTOS .....	123
3.3.1.	IMPUESTO SOBRE LAS UTILIDADES.....	123
3.3.2.	IMPUESTO A LA RENTA.....	123
3.4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS.....	124
3.4.1.	POZO SSF-140D.....	124
3.4.2.	POZO SSF-119D.....	126
3.4.3.	POZO AGU-47H.....	127
3.4.4.	POZO SSF-130D.....	129
3.4.5.	POZO SSF-159D.....	130
3.4.6.	POZO SSF-145D.....	132
3.4.7.	POZO SSF-73D.....	133
CAPÍTULO IV .....		136
CONCLUSIONES .....		136
RECOMENDACIONES .....		139
BIBLIOGRAFÍA.....		140



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Composición mineralógica del campo Shushufindi-Aguarico. ....	12
Tabla 1.2. Características de los fluidos de formación en los reservorios. ....	16
Tabla 1.3. Resultados del análisis SARA para la arena U.....	16
Tabla 1.4. Resultados del análisis SARA para la arena T. ....	17
Tabla 1.5. Producción por estación del campo Shushufindi-Aguarico. ....	22
Tabla 1.6. Reservas del campo Shushufindi-Aguarico. ....	23
Tabla 1.7. Producción Acumulada y Reservas remanentes del campo Shushufindi-Aguarico. .....	23
Tabla 1.8. Clasificación de la porosidad.....	24
Tabla 1.9. Clasificación de la permeabilidad. ....	25
Tabla 1.10. Valores de daño. ....	28
Tabla 1.11. Clasificación del tamaño de sólidos cortados de la formación. ....	29
Tabla 1.12. Causas comunes de daño asociados a condiciones del pozo. ....	31
Tabla 1.13. Problemas debido a minerales presentes en arenas. ....	32
Tabla 1.14. Modelos de regímenes de flujo más utilizados en PTA. ....	47
Tabla 1.15. Cuadro resumen de las ecuaciones método de Arps. ....	51
Tabla 1.16. Comparación de métodos de análisis, PTA y RTA. ....	59
Tabla 2.1. Evaluación equipo BES problemas y causas. ....	64
Tabla 2.2. Tiempos de tránsito en medios sólidos y líquidos.....	66
Tabla 2.3. Casing desing pozo SSF-140D. ....	69
Tabla 2.4. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica pozo SSF-140.....	71
Tabla 2.5. Diseño de estimulación ácida SSF-140D. ....	75
Tabla 2.6. Diseño estimulación ácida antiescala SSF-140D .....	75
Tabla 2.7. Parámetros de producción pre y post estimulación, Pozo SSF-140D.....	76
Tabla 2.8. Casing desing pozo SSF-119D. ....	78
Tabla 2.9. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-119.....	80
Tabla 2.10. Diseño de estimulación ácida de limpieza SSF-119D.....	83
Tabla 2.11. Diseño de estimulación ácida SSF-119D .....	83
Tabla 2.12. Parámetros de producción pre y post estimulación matricial Pozo SSF-119-TI. .	84
Tabla 2.13. Casing desing pozo AGU-47H. ....	87
Tabla 2.14. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica, pozo AGU-47H. ...	88
Tabla 2.15. Diseño de limpieza ácida AGU-47H. ....	91
Tabla 2.16. Diseño de Cleansweep AGU-47H. ....	91
Tabla 2.17. Diseño remoción ácida de escala, AGU-47H. ....	92
Tabla 2.18. Parámetros de producción pre y post estimulación matricial Pozo AGU-47H-UI.	93
Tabla 2.19. Casing desing pozo SSF-130D. ....	95
Tabla 2.20. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-130D. ....	97
Tabla 2.21. Diseño de estimulación ácida, Pozo SSF-130D .....	99
Tabla 2.22. Diseño de estimulación antiescala, Pozo SSF-130D.....	99
Tabla 2.23. Parámetros de producción pre y post WO Pozo SSF-130D-UI.....	100
Tabla 2.24. Casing desing pozo, SSF-159D. ....	102
Tabla 2.25. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-159D. ....	104
Tabla 2.26. Parámetros de producción pre y post WO Pozo SSF-159D-UI.....	107
Tabla 2.27. Casing desing pozo SSF-145D. ....	109
Tabla 2.28. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-145D. ....	111

Tabla 2.29. Parámetros de producción Pozo SSF-145D-UI. ....	114
Tabla 2.30. Casing desing Pozo SSF-73D. ....	116
Tabla 2.31. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, Pozo SSF-73D. ....	117
Tabla 2.32. Parámetros de producción Pozo SSF-73D-UI. ....	120
Tabla 3.1. Costos y precios estimados del proyecto. ....	124
Tabla 3.2. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-140D. ....	124
Tabla 3.3. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-140D. ....	125
Tabla 3.4. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-119D. ....	126
Tabla 3.5. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-119D. ....	127
Tabla 3.6. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo AGU-47H. ....	127
Tabla 3.7. Indicadores de rentabilidad, Pozo AGU-47H. ....	128
Tabla 3.8. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-130D. ....	129
Tabla 3.9. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-130D. ....	130
Tabla 3.10. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-159D. ....	130
Tabla 3.11. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-159D. ....	131
Tabla 3.12. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-145D. ....	132
Tabla 3.13. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-145D. ....	133
Tabla 3.14. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-73D. ....	133
Tabla 3.15. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-73D. ....	135

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación del campo Shushufindi-Aguarico .....	2
Figura 1.2. Columna Estratigráfica de las formaciones Napo y Tena. ....	3
Figura 1.3. Mapa estructural Shushufindi-Aguarico base caliza A.....	4
Figura 1.4. (a) Imagen SEM muestra 2, 9.212 ft, AGU-10 (b) muestra 6, 9.362 FT, SSF-77...9	
Figura 1.5. (a) Imagen SEM muestra 47C, 9.741 ft, SSF-151D. (b) muestra 97B, 9.601,85 ft.9	
Figura 1.6. Composición de la Arena U Inferior.....	10
Figura 1.7. Mecanismos de daño en UI.....	10
Figura 1.8. Composición de la Arena T Inferior. ....	11
Figura 1.9. Mecanismo de daño en TI.....	11
Figura 1.10. Distribución de arcillas en las Arenas UI y TI. ....	12
Figura 1.11. Mapa del volumen de arcillosidad para la arena UI.....	13
Figura 1.12. Mapa del volumen de arcillosidad para la arena TI. ....	14
Figura 1.13. Índice de relaciones SARA por bloques de la arena U. ....	18
Figura 1.14. Índice de relaciones SARA por bloques de la arena T. ....	18
Figura 1.15. Comportamiento Presión Vs. Compartimentos - Arena UI.....	19
Figura 1.16. Comportamiento de la presión - Arena TI.....	20
Figura 1.17. Historial de producción Shushufindi-Aguarico-diciembre 2016.....	21
Figura 1.18.Representación de la porosidad efectiva y absoluta de una roca. ....	24
Figura 1.19.Curvas de permeabilidad relativa petróleo/agua, Arena U. ....	26
Figura 1.20. Mojabilidad ángulo de contacto.....	26
Figura 1.21. Diagrama del efecto por bloqueo de agua.....	33
Figura 1.22. Configuración de una prueba de pozos.....	35
Figura 1.23. Datos requeridos para el análisis. ....	35
Figura 1.24. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión. ....	36
Figura 1.25. Representación gráfica de tipos de pruebas de presión. ....	37
Figura 1.26. Representación flujo lineal en un yacimiento. ....	38
Figura 1.27. Representación de flujo radial.....	38
Figura 1.28. Representación flujo esférico y hemisférico. ....	39
Figura 1.29. Superposición de soluciones.....	42
Figura 1.30. representación de una prueba de restauración. ....	44
Figura 1.31. Comportamiento de la presión- Gráfico de Horner. ....	45
Figura 1.32. Comportamiento de la presión- Gráfico MDH.....	46
Figura 1.33. Curva de diagnóstico de las formas características de la deriva de presión en un modelo de interpretación. ....	47
Figura 1.34. La deriva de Bourdet y varios regímenes de flujo.....	48
Figura 1.35. La derivada de Bourdet y modelos de pozos. ....	48
Figura 1.36. Modelo de ajuste derivada de Bourdet.....	49
Figura 1.37. Resumen de reacciones de modelos de pozos - yacimientos. ....	49
Figura 1.38. Definición de tasa de declinación-gráfico lineal. ....	50
Figura 1.39. Declinación Exponencial. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada. ....	52
Figura 1.40. Declinación Hiperbólica. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada. ....	52

Figura 1.41. Declinación Armónica. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada. ....	52
Figura 1.42. Curvas tipo de Arps.....	53
Figura 1.43. Curvas tipo de Arps-VARIABLES adimensionales. ....	53
Figura 1.44. Curvas tipo de Fetkovich-Tasa de flujo adimensional y la declinación acumulada adimensional. ....	54
Figura 1.45. Curvas tipo de Fetkovich-Arps, declinación acumulada de la producción adimensional. ....	55
Figura 1.46. Curvas tipo de Fetkovich-Arps, Declinación de la tasa de flujo adimensional y La declinación acumulada de la producción adimensional. ....	56
Figura 1.47. Análisis de curvas de declinación de Fetkovich-Arps. ....	56
Figura 1.48. Curva de declinación de Blasingame. ....	58
Figura 1.49. Modelo de datos curva tipo de Blasingame. ....	58
Figura 2.1. Análisis avanzado de producción. ....	60
Figura 2.2. Gráfica ejemplo perfil de producción, SSF-140-TI. ....	62
Figura 2.3. Diagrama mecánico pozo, SSF-233D. ....	62
Figura 2.4. Parámetros BES pozo SSF-187D (sensor de fondo). ....	63
Figura 2.5. Perfil Registro CBL. ....	66
Figura 2.6. Perfil Registro VDL. ....	67
Figura 2.7. Interpretación del Registro VDL. ....	67
Figura 2.8. Perfil de producción SSF-140D-TI. ....	69
Figura 2.9. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-140. ....	70
Figura 2.10. Registros Eléctricos SSF-140D, Arena TI. ....	71
Figura 2.11. Pressure Transient Analysis, SFF-140. ....	73
Figura 2.12. Rate Transient Analysis, SSF-140. ....	74
Figura 2.13. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-140-TI. ....	76
Figura 2.14. Comportamiento del índice de productividad, SSF-140-TI. ....	77
Figura 2.15. Forecast Pozo SSF-140-TI. ....	77
Figura 2.16. Perfil de Producción SSF-119D. ....	78
Figura 2.17. Comportamiento BES (Sensores de Fondo), SSF-119. ....	79
Figura 2.18. Registros Eléctricos SSF-119D, Arena TI. ....	79
Figura 2.19. Pressure Transient Analysis, SSF-119D-TI. ....	81
Figura 2.20. Rate Transient Analysis, SSF-119D-TI. ....	82
Figura 2.21. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-119-TI. ....	84
Figura 2.22. Comportamiento del índice de productividad, SSF-119-TI. ....	85
Figura 2.23. Forecast Pozo SSF-119-TI. ....	85
Figura 2.24. Perfil de producción SSF-47H-TI. ....	86
Figura 2.25. Comportamiento BES (Sensores de Fondo), AGU-47H. ....	87
Figura 2.26. Pressure Transient Analysis, AGU-47H-UI. ....	89
Figura 2.27. Rate Transient Analysis, AGU-47H-UI. ....	90
Figura 2.28. Perfil de producción post estimulación matricial, AGU-47H-UI. ....	92
Figura 2.29. Comportamiento del índice de productividad, AGU-47H-UI. ....	93
Figura 2.30. Forecast Pozo AGU-47H-UI. ....	94
Figura 2.31. Perfil de producción SSF-130D-UI. ....	94
Figura 2.32. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-130D. ....	95
Figura 2.33. Registros Eléctricos SSF-130D, Arena TI. ....	96

Figura 2.34. Pressure Transient Analysis, SFF-130D. ....	98
Figura 2.35. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-130-UI. ....	100
Figura 2.36. Comportamiento del índice de productividad, SSF-130-UI. ....	101
Figura 2.37. Forecast Pozo SSF-130-UI. ....	101
Figura 2.38. Perfil de producción SSF-159D-UI. ....	102
Figura 2.39. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-159D. ....	103
Figura 2.40. Registros Eléctricos SSF-159D, Arena UI. ....	103
Figura 2.41. Pressure Transient Analysis, SFF-159D. ....	105
Figura 2.42. Rate Transient Analysis, SSF-159-UI. ....	106
Figura 2.43. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-159-UI. ....	107
Figura 2.44. Comportamiento del índice de productividad, SSF-159-UI. ....	108
Figura 2.45. Forecast Pozo SSF-159D-UI. ....	108
Figura 2.46. Perfil de producción SSF-145D-UI. ....	109
Figura 2.47. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-145D. ....	110
Figura 2.48. Registros Eléctricos SSF-145D, Arena UI. ....	111
Figura 2.49. Pressure Transient Analysis, SFF-145. ....	112
Figura 2.50. Comportamiento del índice de productividad, SSF-145D-UI. ....	113
Figura 2.51. Forecast Pozo SSF-145D-UI. ....	115
Figura 2.52. Perfil de producción SSF-073D-UI. ....	115
Figura 2.53. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-073D. ....	116
Figura 2.54. Registro de cemento pozo SSF-073D-UI. ....	117
Figura 2.55. Pressure Transient Analysis, SFF-073D-UI. ....	118
Figura 2.56. Comportamiento del índice de productividad, SSF-073-UI. ....	119
Figura 2.57. Forecast Pozo SSF-073D-UI. ....	120
Figura 3.1. Perfil de producción y producción acumulada de petróleo. ....	125
Figura 3.2. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-140D. ....	125
Figura 3.3. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-119D. ....	126
Figura 3.4. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-119D. ....	127
Figura 3.5. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo AGU-47H. ....	128
Figura 3.6. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo AGU-47H. ....	128
Figura 3.7. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-130D. ....	129
Figura 3.8. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-130D. ....	130
Figura 3.9. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-159D. ....	131
Figura 3.10. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-159D. ....	131
Figura 3.11. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-145D. ....	132
Figura 3.12. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-145D. ....	133
Figura 3.13. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-73D. ....	134
Figura 3.14. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-73D. ....	134

## SIMBOLOGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad Especifica en grados API	
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo	$L^3$
BPPD	Barriles de petróleo por Día	$L^3/T$
BFPD	Barriles de Fluido por Día	$L^3/T$
BAPD	Barriles de Agua por Día	$L^3/T$
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
F	Grados Fahrenheit	T
Ft	Pies	L
h	Espesor	L
K	Permeabilidad	$L^2$
MD	Profundidad Verdadera Medida	L
Pb	Presión de Burbuja	$M/Lt^2$
PIP	Presión de Fluido en el Intake	$M/Lt^2$
Pr	Presión de Reservorio	$M/Lt^2$
PRI	Periodo de Recuperación de la Inversión	t
PTA	Pressure Transient Anlysis	
Psi	Libra por Pulgada Cuadrada	$M/Lt^2$
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwh	Presión de cabeza	$M/Lt^2$
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	$M/Lt^2$
Q	Caudal de Fluido	$L^3/t$
Qo	Caudal de Petróleo	$L^3/t$
Rd	Radio de drenaje	L
RCB	Relación Costo Beneficio	
RTA	Rate Transient Anlysis	
S	Daño de formación (Skin)	
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
VAN	Valor Actual Neto	
Uo	Viscosidad del Petróleo	$M/Lt$
WO	Trabajo de Reacondicionamiento (Workover)	

## RESUMEN

El trabajo realizado y presentado en este documento fue desarrollado con el auspicio de las empresas Consorcio Shushufindi S.A. y Schlumberger. Los resultados obtenidos servirán para definir el potencial técnico del campo Shushufindi-Aguarico, optimización de modelos numéricos y portafolios de workovers/pozos nuevos.

El Campo Shushufindi-Aguarico está ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador. Este es uno de los campos más grande del corredor central y su producción actual representa alrededor del 13% de la producción total de petróleo en el Ecuador. Sin embargo, en la actualidad plantea un reto determinar cuál es el régimen óptimo de producción y recuperación mejorada para su etapa de madurez.

El daño de formación en un pozo es un factor de influencia en la disminución de sus características productivas durante su etapa de explotación. De manera tradicional, el daño se determina a partir del análisis del transiente presión (PTA). Sin embargo, la ejecución de este tipo de pruebas requiere de periodos de tiempo relativamente largos para lograr la estabilización del pozo.

El análisis del transiente de producción (RTA), es el complemento natural del PTA cuando se tiene datos de presión y tasas de producción. El RTA comenzó sobre una base puramente empírica. Sin embargo, ha evolucionado a una metodología moderna que comparte herramientas de análisis y modelado con PTA.

Se diseñó un flujo dinámico de trabajo completo para integrar no sólo PTA y RTA sino también una evaluación mecánica del pozo, datos geológicos y petrofísicos junto con el modelo conceptual completo del campo. Este análisis avanzado se convierte en una fuente de información que permite a los ingenieros caracterizar y determinar el daño en un pozo y el reservorio. En base a los resultados obtenidos se realizó un análisis económico de la remediación del daño en los pozos seleccionados para aplicar la metodología propuesta en este trabajo, y se demuestra su beneficio de aplicación.

**PALABRAS CLAVE:** Rate Transiente Anlysis, Pressure Transient Anlysis, Daño de formación, Oil Field Manager, Pipesim, Saphir, Topaze.

## ABSTRACT

The study showed and presented in this document was developed with the auspices of the companies Shushufindi Consortium and Schlumberger. The results obtained will be used to define the Shushufindi-Aguarico field technical potential, Numerical model with new information, Workovers and New Wells portfolio optimization.

Shushufindi-Aguarico field is located in the Oriente basin of Ecuador. This is one of the largest fields of the central play and its current production represents around 13% of the total oil production in Ecuador. However, it is now a challenge to determine the optimum rate of production and recovery for its maturity stage.

The Skin in a well is the major factor that influence the decrease of its productive characteristics during its exploitation stage. Traditionally, the skin is determined from the pressure transient analysis (PTA). However, the execution of this test requires relatively long periods of time to achieve stabilization of the well.

Rate transient analysis, or RTA, is the natural complement of PTA when pressure data and production rates are available. The RTA began on a purely empirical basis. However, it has evolved to a modern methodology that shares tools of analysis and modeling with PTA.

A full dynamic workflow was developed to integrate not only PTA and RTA but also a mechanical evaluation of the well, geological and petrophysical data along with the full field conceptual model. This advanced analysis becomes a source of information that allows engineers to characterize and determine the skin in a well and reservoir. Based on the results obtained, an economic analysis of the skin remediation was performed in the wells selected to apply the methodology proposed in this study, and its application benefit is demonstrated.

**KEY WORDS:** Rate Transiente Anlysis, Pressure Transient Analysis, Skin factor, Oil Field Manager, Pipesim, Saphir, Topaze



## **PRESENTACIÓN**

Este trabajo de titulación, describe una metodología de análisis completa que integra no solo el Rate Transient Analysis (RTA) y Pressure Transient Analysis (PTA) sino también una evaluación mecánica del pozo, datos geológicos y petrofísicos junto con el modelo conceptual completo del campo para caracterizar y determinar el daño de formación en pozos productores de petróleo y optimizar la producción de uno de los campos más grandes del corredor central.

El capítulo uno describe la situación actual del campo Shushufindi-Aguarico su ubicación, geología, estratigrafía, estaciones de producción y el historial de producción todo esto para dar un preámbulo sobre su etapa de madurez. Además, incluye conceptos de reservorio y fundamentos de PTA y RTA.

El capítulo dos describe una metodología de análisis avanzado que integra todas las partes que se involucran en la producción de un pozo, descartando problemas mecánicos y enfocándose en el reservorio. Optimizando actividades que un ingeniero de producción debe realizar para caracterizar el daño en un pozo y proponer métodos adecuados de remediación.

El capítulo tres incluye conceptos de indicadores de rentabilidad y costos operacionales manejados por la empresa. Además, muestra el análisis económico de los pozos seleccionados después de implementar el método de remediación propuesto para cada uno. Demostrando beneficio de aplicación de método de remediación.

El capítulo cuatro contiene conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron con el desarrollo de este trabajo de titulación.

## CAPÍTULO I

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

#### 1.1. RESEÑA HISTORICA

El Campo Shushufindi conformado por la estructura Shushufindi-Aguarico (S-A) fue descubierto por el consorcio TEXACO-GULF en 1968, con la perforación del pozo SSF-01 cuya perforación inicio el 4 de diciembre de 1968 con una profundidad total de 9.772 [ft] y completado oficialmente en enero de 1969. Las pruebas iniciales fueron de: 2.496 [BPPD] con 26.6 [°API] del reservorio "U", y 2.621 [BPPD] con 32,5 [°API] del reservorio "T".<sup>1</sup>

El Campo Shushufindi ha producido de cinco reservorios de hidrocarburos que son "T Inferior", "T Superior", "U Inferior" y "U Superior" correspondientes a la Formación Napo, "Basal Tena" de la Formación Tena y "Hollín Superior" de la Formación Hollín, este último sin beneficio rentable.

Fue considerado al inicio de sus operaciones como Shushufindi, por la presencia de un bajo estructural entre Shushufindi y Aguarico, se creyó eran dos campos diferentes. Debido a la continuidad de los yacimientos y la aproximada similitud de los cierres se determinó que es un solo campo, Shushufindi-Aguarico.<sup>1</sup>

La producción comercial inició en el año 1972 con 19.200 [BPPD] sin agua. Después de la primera campaña de perforación que duró 5 años, se tuvo un promedio de 50 pozos productores y la producción de líquido se incrementó a 100 000 [BPPD] sin agua.

En 1984 se inició la Inyección de Agua con 9 pozos inyectores; sistema implementado para la recuperación secundaria aplicado a los yacimientos "U" y "T". Ese año luego de una evaluación técnica se suspendió el proyecto por la falta de resultados.

Shushufindi-Aguarico está entre los campos más grandes del Ecuador, con 49 años de producción ininterrumpida. El campo tiene un área de drenaje de 500 [acres] que por más de dos décadas su producción promedio fue de 100.000 [BPPD] que ha venido declinando proporcional al incremento del corte de agua. En febrero de 2016 alcanzó una producción promedio de 90.310 [BPPD]. Este campo produce crudo oriente con valores de 24 - 32 [°API] para sus reservorios con un número aproximado de 225 pozos y cinco estaciones de producción, cuya producción representa alrededor del 13% del total de la producción de petróleo en el Ecuador.<sup>2</sup>

---

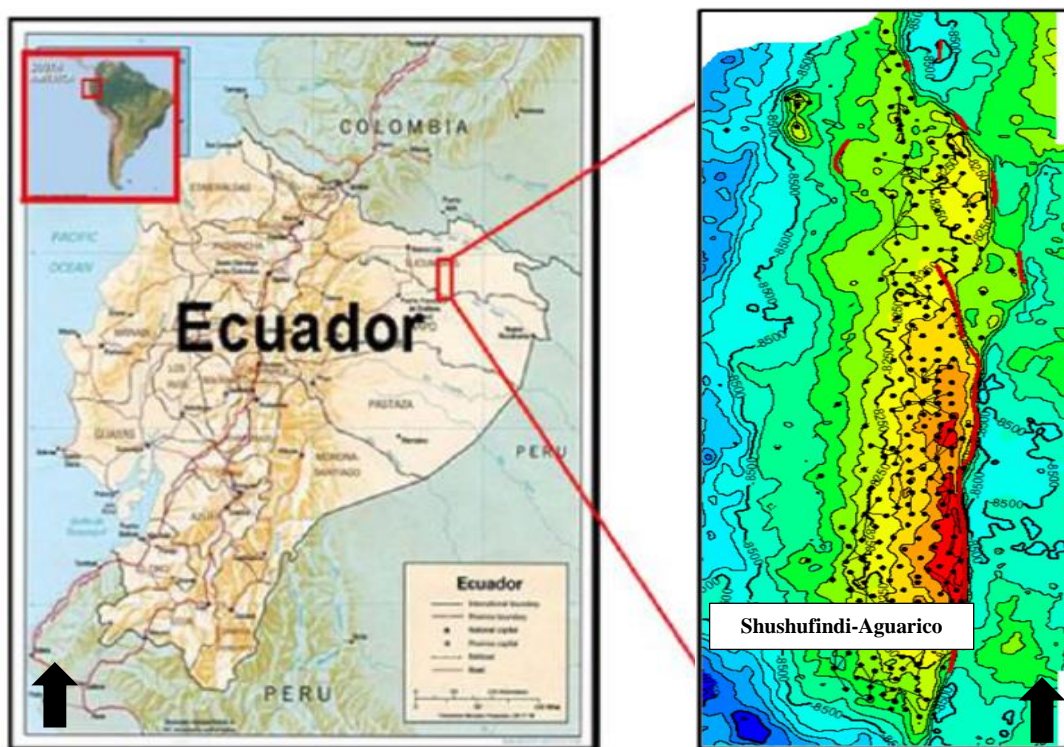
<sup>1</sup> (Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R., 2014)

<sup>2</sup> (Consortio Shushufindi S.A., 2015)

## 1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Shushufindi-Aguarico se encuentra ubicado en la región oriental del país, a 250 [km] al Este de la ciudad de Quito y 35 [km] al Sur de la frontera con Colombia, con las siguientes coordenadas referenciales: Shushufindi al Norte  $9^{\circ}978'857''$  y al Este  $316^{\circ}357'$ ; Aguarico con  $9^{\circ}995'171''$  al Norte y  $315^{\circ}686'$  al Este. Pertenece al denominado Corredor “Sacha-Shushufindi” en la Cuenca Oriente del Ecuador. Delimitado al NE al campo Libertador, al SO al campo Sacha y al Sur el campo Limoncocha.<sup>3</sup>

**Figura 1.1 Ubicación del campo Shushufindi-Aguarico**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

**Modificado:** Jhonny Reatiqui.

## 1.3. CONFIGURACIÓN GEOLÓGICA

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

El Campo Shushufindi-Aguarico presenta una secuencia sedimentaria y volcánica, de edades del Paleozoico al Cuaternario, con una profundidad que oscila entre los 8.000 a

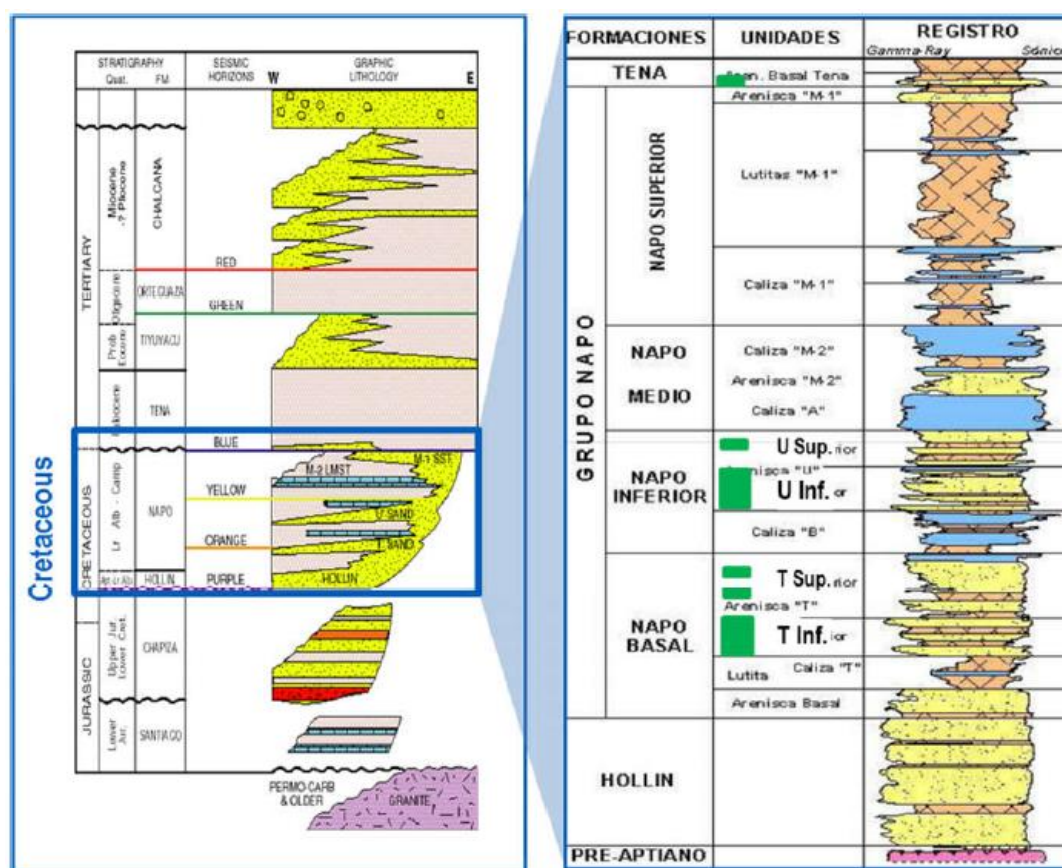
<sup>3</sup> (Moromenacho S., Salinas D., 2016)

12.000 [ft], que descansan sobre un substrato precámbrico. El detalle de las secuencias se muestra en la Columna Estratigráfica de las formaciones Napo y Tena, figura 1.2.

Los reservorios T y U de la formación Napo se consideran resultado de caídas en el nivel del mar, que dieron lugar a valles, sobre los que se depositaron secuencias arenosas, que evolucionan desde un ambiente fluvial-estuarino hasta culminar en areniscas glauconíticas y lodos de plataforma marina somera. Estos reservorios están limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes y en otras direcciones por acuíferos laterales que se extienden regionalmente los cuales son muy activos en los extremos Norte y Sur.

Las formaciones Hollín y Napo (areniscas T y U) están asociadas a depósitos de Cretácico Inferior a Medio, mientras que las areniscas Basal Tena corresponden a depósitos del Cretácico Superior. <sup>4</sup>

**Figura 1.2. Columna Estratigráfica de las formaciones Napo y Tena.**



**Fuente:** Plan de desarrollo Shushufindi-Aguarico, Petroamazonas EP, 2015.

<sup>4</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2015)

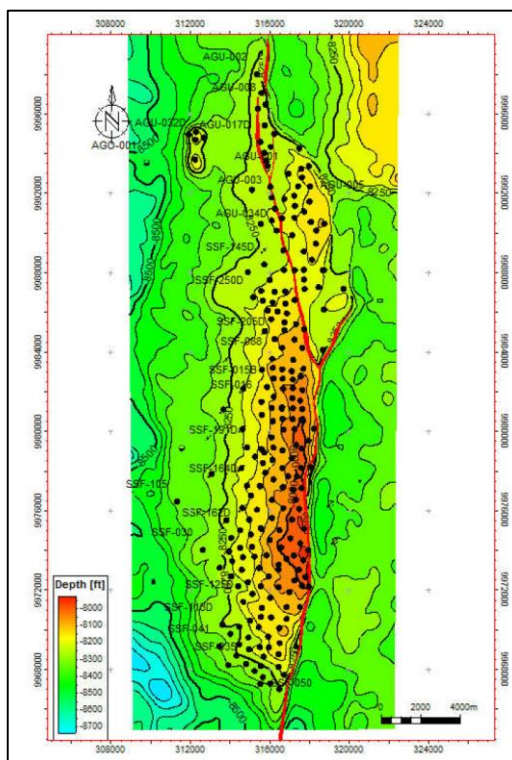
#### 1.4. ESTRUCTURA

La estructura S-A es un anticlinal asimétrico alargado, con un área de 234 [km<sup>2</sup>] una longitud aproximada de 33 [km] y un ancho entre 6 - 7 [km] a la base de la caliza A (figura 1.3) que tiene una orientación N-S y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una tercera denominada Aguarico, dispuesta en échelon (o escalonado) que cambia su dirección a NO – SE.

La estructura está controlada por un alto de basamento y al este por una falla inversa de rumbo aproximado N-S. Esta tiene un bajo relieve estructural al flanco Oeste del campo y al Este es abrupto con un salto de falla. En menor grado, parte de su morfología actual está relacionada a procesos de compactación y su máximo cierre estructural se ubica en el Alto Shushufindi Sur con 371 [ft]; le sigue el Alto Shushufindi Norte con 341 [ft], y el Alto Aguarico con 223 [ft].<sup>5</sup>

La formación de la estructura se produce en la primera etapa de inversión tectónica, es decir, durante el Turoniano terminal – Maastrichtiano, evidenciada en el periclinal Sur de Shushufindi por la presencia de un “onlap” sobre el reflector caliza “A” y por deformación tectónica de los sedimentos Napo Superior y Tena.<sup>6</sup>

**Figura 1.3. Mapa estructural Shushufindi-Aguarico base caliza A.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2015.

<sup>5</sup> (Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R., 2014)

<sup>6</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2015)

## 1.5. ROCAS RESERVORIO

Las principales rocas reservorio, involucran facies de la formación Napo de edad Cretácico Inferior y areniscas zona U y T. Estas zonas se han depositado en ambientes marino-marginal en su mayoría, siendo las barras y canales de marea las facies predominantes en un contexto transgresivo.

Basal Tena es un reservorio lenticular que aparece en ciertas áreas del campo. En la parte Suroeste el espesor de este reservorio disminuye considerablemente, pero a medida que va hacia el Norte mejora. Como es característico de reservorios lenticulares, la energía declina rápidamente y es posible encontrar lentes de arena con presión original debido a la discontinuidad del reservorio.<sup>6</sup>

La arenisca "U", está compuesta por dos miembros: Inferior y Superior, mientras que la arenisca "T" se divide en T Inferior y T Superior. La composición de estas areniscas es principalmente cuarzosa de grano fino a medio, de regular a buena selección. El cemento es silíceo o calcáreo y la matriz arcillosa, con presencia de glauconita en los miembros superiores.

En la formación Hollín existen depósitos clásticos de facies de plataforma marina somera y el miembro superior un sistema transgresivo. Igualmente se divide en dos unidades Principal y Superior.<sup>7</sup>

## 1.6. FORMACIONES PRODUCTORAS

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

### 1.6.1. FORMACIÓN TENA

Compuesta por limolita de ambiente continental y arcillolita que presenta una coloración que va desde el café rojizo hasta el beige, presenta una textura terrosa a cerosa, ligeramente calcárea, su dureza va de suave a duro mientras que la limolita es gris claro o gris verdoso, es suave con una textura terrosa y contenido ligeramente calcáreo. Tiene un espesor de 712 [ft], encontrándose su tope a 7.526 [ft] y su base a 8.013 [ft], de profundidad.<sup>8</sup>

#### 1.6.1.1. *Basal Tena*

Esta formación está compuesta por arenisca con intercalaciones de arcillolita y limolita, posee valores de porosidad de 17-18 %. Tiene un espesor que varían entre 1 a 22 [ft], una

---

<sup>7</sup> (Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R., 2014)

<sup>8</sup> (Consortio Shushufindi S.A., 2015)

Sw de 26-28%; la arenisca es suave de color blanca a transparente, presenta una composición de grano cuarzoso de grano medio a grueso y forma del grano sub-redondeado.<sup>8</sup>

Tiene una porosidad regular con inclusiones de pirita. La arcillolita es moderadamente dura y su color varía desde un color café a un café rojizo, de textura terrosa y ligeramente calcáreo. Encontrándose su tope a 8.013 [ft] y su base a 8.238 [ft], de profundidad.

### **1.6.2. FORMACIÓN NAPO**

Posee características variables en la zona superior y presenta una secuencia intercalada de lutitas, calizas, areniscas. Esta formación tiene un espesor de 1.008 [ft] y se encuentra en contacto concordante con la formación Hollín y discordante con la formación Tena. Hacia la parte media se hallan los reservorios correspondientes a Arenisca “U” y Arenisca “T”, finalmente hacia la base, predominan lutitas con intercalaciones de caliza. Encontrándose su tope a 8.238 [ft] y su base a 9.246 [ft] de profundidad.<sup>9</sup>

Las lutitas son de color gris, gris oscuro o negra, son moderadamente duras con forma de corte sub-laminar, de textura cerosa a terrosa y contenido no calcáreo, las calizas son de color crema, gris oscuro, crema moteada con negro su dureza es suave a dura.<sup>10 11</sup>

#### **1.6.2.1. Arena “U” Superior**

Es una arena reservorio lenticular que aparece en ciertas áreas del campo, está compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Posee valores de porosidad de 11 - 15 %, tiene un espesor de 578 [ft], donde el espesor neto de petróleo es de 5 - 30 [ft] y un Sw de 30 - 32%. La arena es de color blanco con una composición de grano cuarzoso muy fino a fino y cemento calcáreo, con inclusiones de glauconita y pirita. Por otra parte, la lutita es gris oscuro con un contenido ligeramente calcáreo con inclusiones de pirita de dureza suave, mientras que la caliza es moderadamente suave de color blanco a gris claro. Encontrándose su tope a 8.238 [ft] y su base a 8.816 [ft] de profundidad.<sup>9</sup>

#### **1.6.2.2. Arena “U” Inferior**

Existe presencia de hidrocarburos, compuesta de arenisca con intercalaciones finas de lutita, posee valores de porosidades del 15% - 20%, y posee un espesor de 232 [ft], de donde el espesor neto de petróleo es de 23 - 50 [ft] y una Sw del 20 - 22%., encontrándose su tope a 8.844 [ft] y su base a 9.076 [ft] de profundidad.<sup>11</sup>

---

<sup>9</sup> (Bloomer, 1975)

<sup>10</sup> (Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R., 2014)

<sup>11</sup> (Moromenacho S., Salinas D., 2016)

La arena es cuarzosa con una matriz en parte caolinítica con un tamaño de grano medio, en ocasiones grueso y con una forma sub-redondeada, la lutita posee un color que varía entre gris a gris oscura presenta un contenido ligeramente calcáreo con inclusiones de pirita.<sup>9</sup>

#### **1.6.2.3. Arena “T” Superior**

Está formada por arenisca glauconítica intercalada con capas de lutita y de caliza, esta arena tiene un comportamiento semejante a la arena “U” Superior debido a que fue depositada en un ambiente de plataforma marino somera. Posee valores de porosidad de 11 - 13% una Sw de 39 - 41% y posee un espesor de 76 [ft], de donde el espesor neto de petróleo es de 12 - 20 [ft], encontrándose su tope a 9.100 [ft] y su base a 9.176 [ft] de profundidad.<sup>9 10</sup>

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

#### **1.6.2.4. Arena “T” Inferior**

Esta arena está compuesta de arenisca con intercalaciones de lutita y caolín, posee valores de porosidad del 15% - 17%, una Sw del 18 - 20% y posee un espesor de 70 [ft], donde el espesor neto de petróleo es de 20 - 24,5 [ft]. Encontrándose su tope a 9.176 [ft] y su base a 9.246 [ft] de profundidad.<sup>12</sup>

La arenisca es blanca con una composición del grano cuarzoso de grano fino y redondeado, presenta una matriz caolinítica y cemento ligeramente calcáreo, existe presencia de hidrocarburos. La lutita presenta un color café grisáceo es suave y no presenta contenido calcáreo.<sup>14</sup>

### **1.6.3. FORMACIÓN HOLLÍN**

Está ubicada por encima de la formación Misahuallí y en contacto bajo la formación Napo, tiene un espesor de 390 [ft], con una profundidad total de 10.340 [ft] presenta un acuífero de fondo por lo que posee un mecanismo de empuje hidráulico. Posee valores de porosidad de 12 - 14% y una Sw de 37 - 39%. Se encuentra dividida en dos unidades:

- **Hollín Principal:** Formada a la base por depósitos de relleno de valle (areniscas de canal y lutitas), que hacia arriba pasaban de planicie aluvial donde se identifican

---

<sup>12</sup> (Bloomer, 1975)



tres litofacies: Areniscas de canal con delgados niveles de arcillitas con estratificación cruzada, arcillolitas y areniscas interestratificadas con estructuras de ripples.<sup>13</sup>

- **Hollín Superior:** Formada inicialmente por depósitos de zonas de costa donde se identifican dos litofacies. La primera corresponde a una zona costa inferior (areniscas y lutitas) y la segunda una zona de costa domada por areniscas de grano fino con estratificación cruzada y finalmente culmina con depósitos de mar abierto (areniscas cuarzosas glauconíticas, calizas, margas y lutitas)<sup>13</sup>

## 1.7. ANÁLISIS PETROFÍSICO

Se utilizó tres técnicas para el análisis detallado de la mineralogía del yacimiento: difracción de rayos X (XRD), petrografía de sección delgada y microscopía (SEM). La integración de estas técnicas caracterizará el tipo, la cantidad y la ubicación de los minerales en las rocas del reservorio y sistema poroso.

### 1.7.1. DIFRACCIÓN DE RAYOS X Y ANÁLISIS SEM

La mineralogía de las fracciones en masa y arcilla (menores a 4 micras) se puede determinar de forma rápida y precisa mediante un análisis XRD. Dos análisis separados (arena-limo y fracciones de arcilla) son necesarios para identificar y cuantificar todos los minerales cristalinos en una muestra.

Los análisis SEM proporcionan información de observación sobre la mineralogía, cantidad, tamaño, morfología del relleno de poros y el material de revestimiento de poros. Es la mejor técnica disponible para estudiar el sistema de poros y la mineralogía asociada.

Estos análisis son muy rápidos y se pueden completar en pocas horas después de limpiar las muestras. Se pueden realizar durante un estudio SEM usando Espectroscopia de Dispersión de Energía (EDS). Los datos EDS se usan a menudo para confirmar la identificación de minerales.<sup>14</sup>

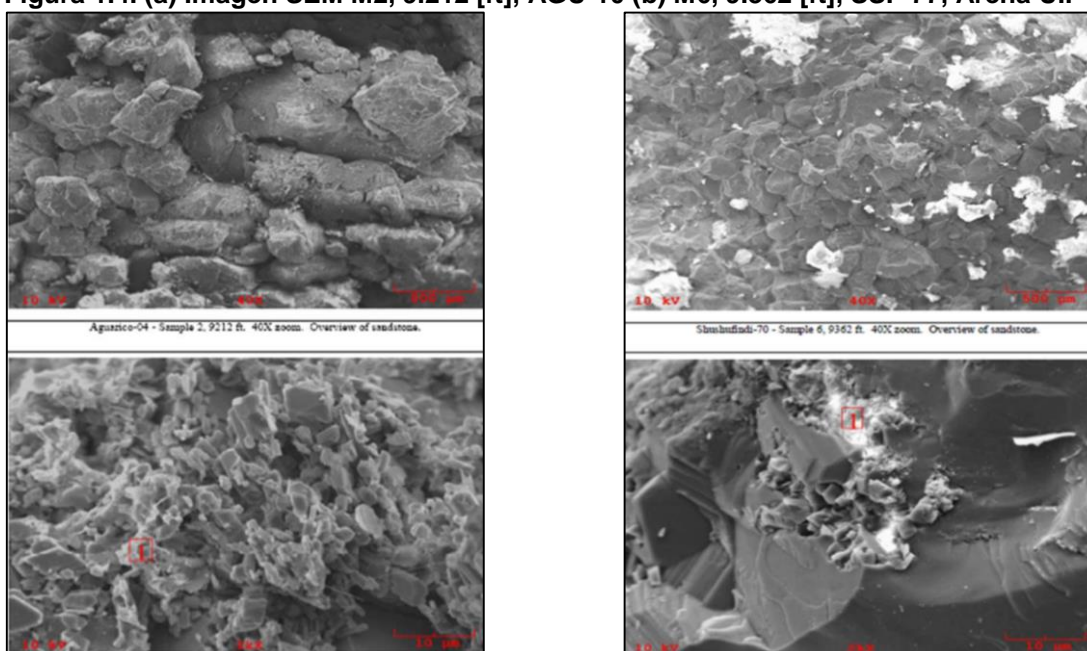
Se dispone de cinco núcleos que tienen estudios mineralógicos completos. Análisis XRD de núcleos de: AGU-10, SSF-77, SSF-86, SSF-101 y SEM de SSF-22B. Los núcleos cubren la formación UI. Además de tres núcleos de: AGU-10, SSF-86 y SEM de SSF-22B, SSF-151D para la Arena TI, figuras 1.4. y 1.5.

---

<sup>13</sup> (Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R., 2014)

<sup>14</sup> (Consortio Shushufindi S.A., 2013)

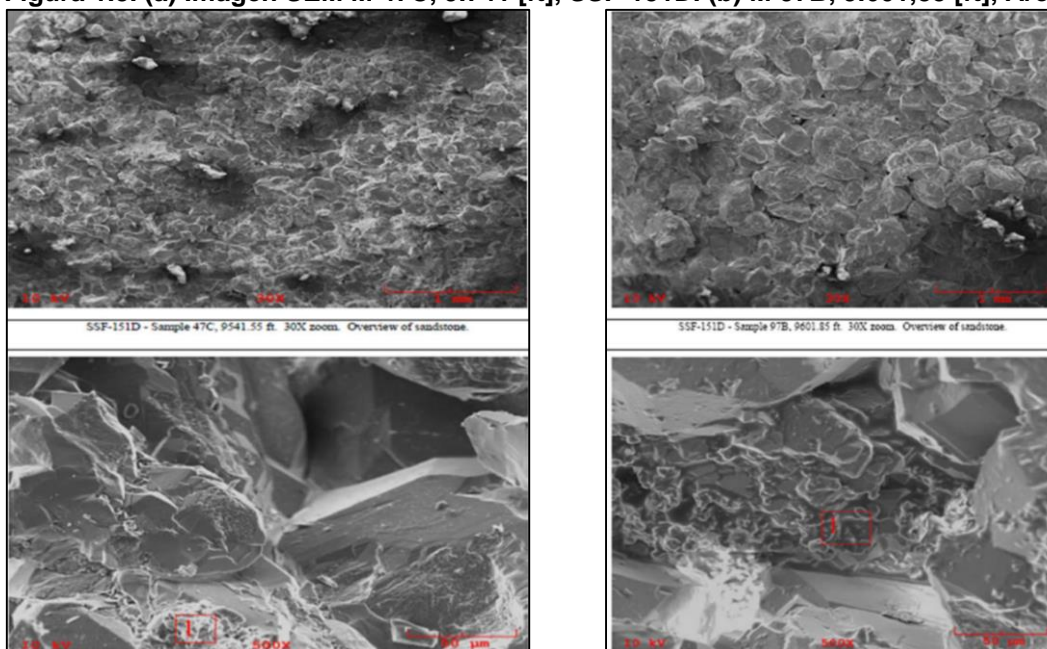
Figura 1.4. (a) Imagen SEM M2, 9.212 [ft], AGU-10 (b) M6, 9.362 [ft], SSF-77, Arena UI.



**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field, CSSFD, 2014.

La figura 1.4.a muestra pequeñas placas secundarias de caolinita superpuestas de cuarzo, que es visible en la parte inferior. En la figura 1.4.b. muestra pequeñas placas secundarias de caolinita que se superponen el vacío del grano de cuarzo (zoom 2000X).

Figura 1.5. (a) Imagen SEM M 47C, 9.741 [ft], SSF-151D. (b) M 97B, 9.601,85 [ft], Arena TI.



**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field, CSSFD, 2014.

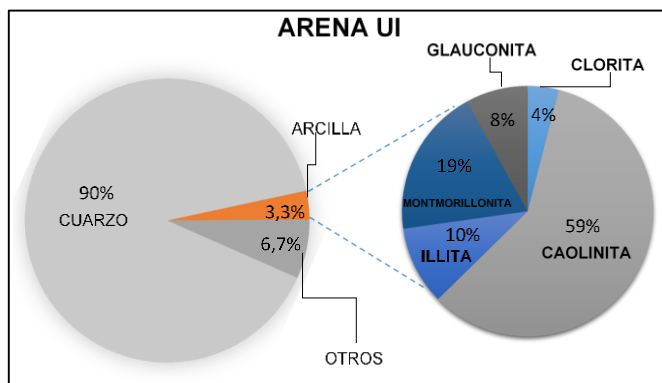
En la figura 1.5.a. muestra arcillas detríticas depositadas sobre cuarzo. En la figura 1.5.b. muestra cuarzo (Zoom de 500X) con contenido orgánico y arcillas detríticas que llenan el espacio poroso.

## 1.7.2. MINERALOGÍA

### 1.7.2.1. ARENA UI

La arena UI se encuentra constituida por un valor promedio de cuarzo del 90% mientras que el contenido medio de arcilla es de 3,3% y un 6,7% de otros carbonatos, figura 1.6.

**Figura 1.6. Composición de la Arena U Inferior.**

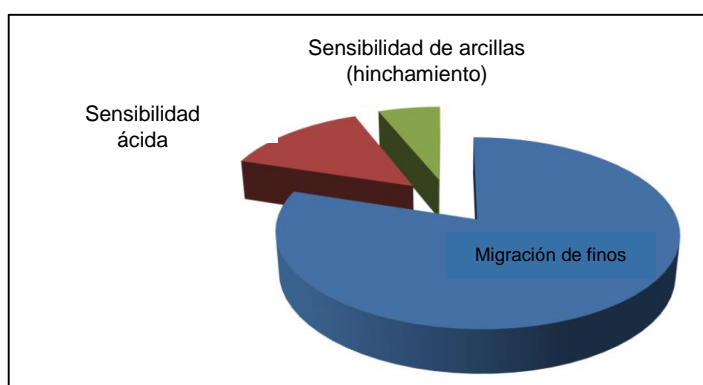


**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

Los resultados muestran que existe una variación de la mineralogía (arcilla) a través del reservorio dominado por caolinita y montmorillonita. El rango de caolinita es 57-100%, clorita de 0-10%, illita de 0-10%, glauconita de 0-10% y montmorillonita de 0-20%, lo que es muy alto para una formación bajo inyección de agua (tabla 1.1). Hay un alto porcentaje de hierro que contiene clorita (10-70%).<sup>15</sup> Los mecanismos de daño en la formación debido a la sensibilidad mineral en esta formación pueden clasificarse en la figura 1.7.

1. Migración de finos.
2. Sensibilidad ácida (HCl)
3. Sensibilidad de arcillas (hinchamiento)

**Figura 1.7. Mecanismos de daño en UI.**



**Modificado por:** Jhonny Reatiqui.

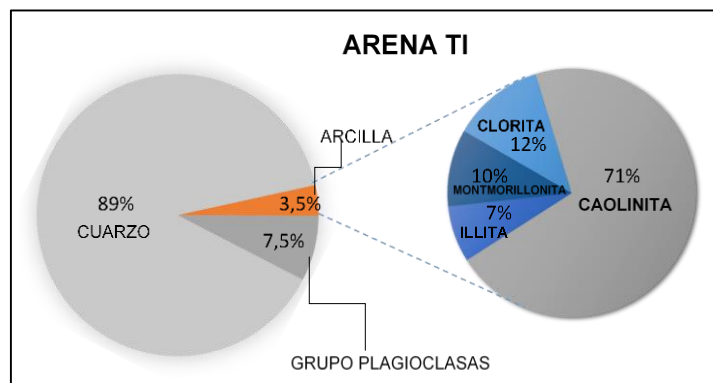
**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2014.

<sup>15</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2014)

### 1.7.2.2. ARENA TI

La arena TI se encuentra formada por un valor promedio de cuarzo del 89%, un 3,5% de arcillas y un 7,5% del grupo plagioclasas, figura 1.8.

**Figura 1.8. Composición de la Arena T Inferior.**

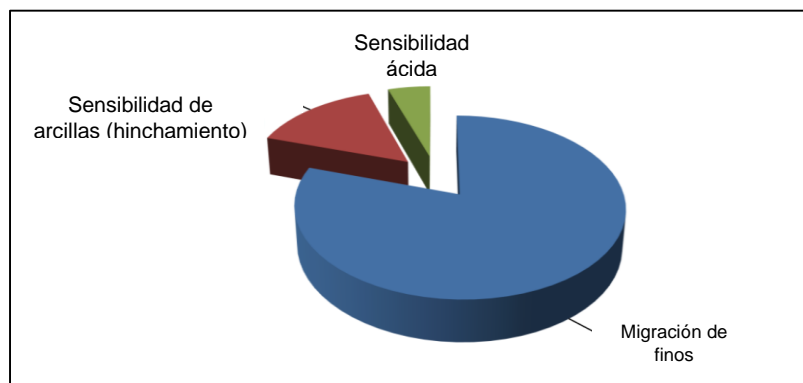


**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

Los resultados muestran que existe una variación de la mineralogía (arcilla) a través del reservorio. El rango de caolinita, clorita, illita y montmorillonita es de: 54-100%, 0-12%, 0-9% y 0-20% respectivamente. La montmorillonita oscila entre el 17- 36% en el área de Aguarico, siendo mucho más alta que en UI. Además, existe un menor porcentaje de cloruro de hierro (4-7%).<sup>16</sup> Los mecanismos de daño en la formación debido a la sensibilidad mineral en esta formación pueden clasificarse en la figura 1.9.

1. Migración de finos.
2. Sensibilidad de las arcillas (hinchamiento)
3. Sensibilidad ácida (HCl)

**Figura 1.9. Mecanismo de daño en TI.**



**Modificado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2015.

La tabla 1.1. muestra los resultados de mineralogía para el campo S-A.

**Tabla 1.1. Composición mineralógica del campo Shushufindi-Aguarico.**

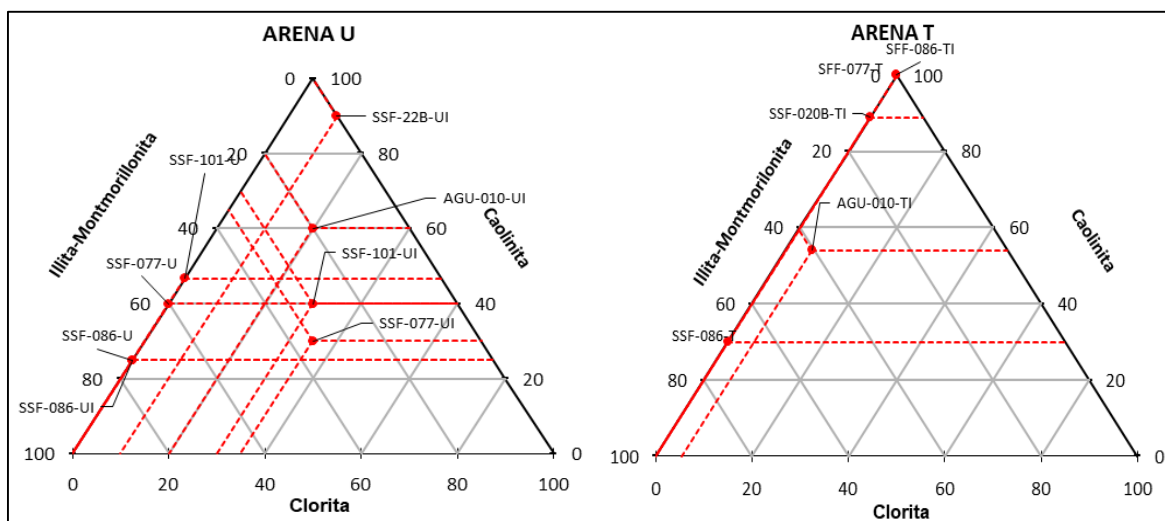
POZO	ARENA	ÁREA	CUARZO	TOTAL DE ARCILLA	CLORITA	CAOLINITA	ESMECTITA	ILLITA	MONTMORILONITA	GLAUCONITA	PERMEABILIDAD (mD)	POROSIDAD (%)
AGU-10	TI	NORTE	90	1,95	5,5	54	-	14	26,5	-	227,5	16,8
SSF-086	TI	CENTRAL NORTE	90	3	-	100	-	-	-	-	-	-
SSF-22B	TI	CENTRAL SUR	90	5	-	88,91	-	-	-	11,09	424,3	17,8
<b>PROMEDIO</b>			<b>90</b>	<b>3,3</b>	<b>5,5</b>	<b>81</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>26,5</b>	<b>11,1</b>	<b>325,9</b>	<b>17,3</b>
<b>PORCENTAJE (Wt%)</b>					<b>4%</b>	<b>59%</b>	<b>-</b>	<b>10%</b>	<b>19%</b>	<b>8%</b>		
AGU-10	UI	NORTE	90	1,25	20,33	57,67	-	9,33	12,67	-	815,3	19,4
SSF-086	UI	CENTRAL NORTE	92	2	-	100	-	-	-	-	-	-
SSF-077	UI	CENTRAL NORTE	90	3	-	100	-	-	-	-	1893	21,5
SSF-22B	UI	CENTRAL SUR	89	5	10	90	-	-	-	-	234,9	17,1
SSF-101	UI	SUR	85	6	-	100	-	-	-	-	792,4	20,2
<b>PROMEDIO</b>			<b>89</b>	<b>3,5</b>	<b>15,2</b>	<b>89,5</b>	<b>-</b>	<b>9,3</b>	<b>12,7</b>	<b>-</b>	<b>933,9</b>	<b>19,6</b>
<b>PORCENTAJE (Wt%)</b>					<b>12%</b>	<b>71%</b>	<b>-</b>	<b>7%</b>	<b>10%</b>	<b>-</b>		

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field, CSSFD, 2014.

Los resultados muestran que existe una variación en la mineralogía (arcilla) a través del reservorio. El área de Aguarico muestra mayor porcentaje de clorita y montmorillonita en las arenas UI y TI. En el área Sur se muestra contenido de clorita además que la caolinita se observa en todas las áreas del campo.

**Figura 1.10. Distribución de arcillas en las Arenas UI y TI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

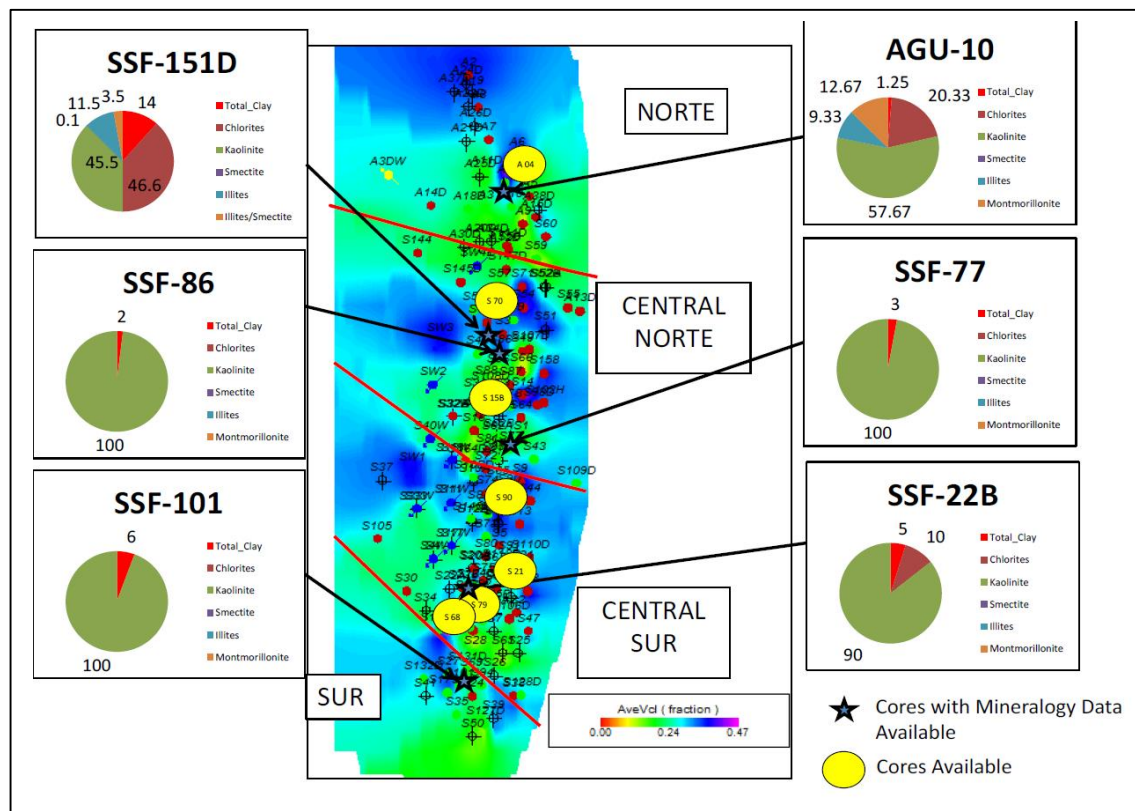
Hay una cierta diferencia entre el contenido de arcilla en UI y TI. Sin embargo, se observa que todas las arenas de interés tienen porcentajes de arcilla que provocan daño de formación. En la figura 1.10. se representan la distribución de las arcillas mediante diagramas lineales ternarios. Nótese el dominio de caolinita para ambas arenas.

### 1.7.3. MAPAS DE VOLUMEN DE ARCILLOCIDAD

Se muestran la ubicación de núcleos con datos de mineralogía además de variaciones del Volumen de arcillosidad (Vsh) a lo largo de la arena UI y TI.

La figura 1.11. muestra que los pozos localizados en las zonas Norte, Centro Norte y Centro Sur tienen un mayor riesgo a daño de formación debido a la sensibilidad mineral de la arena UI basándose en datos disponibles de cores.

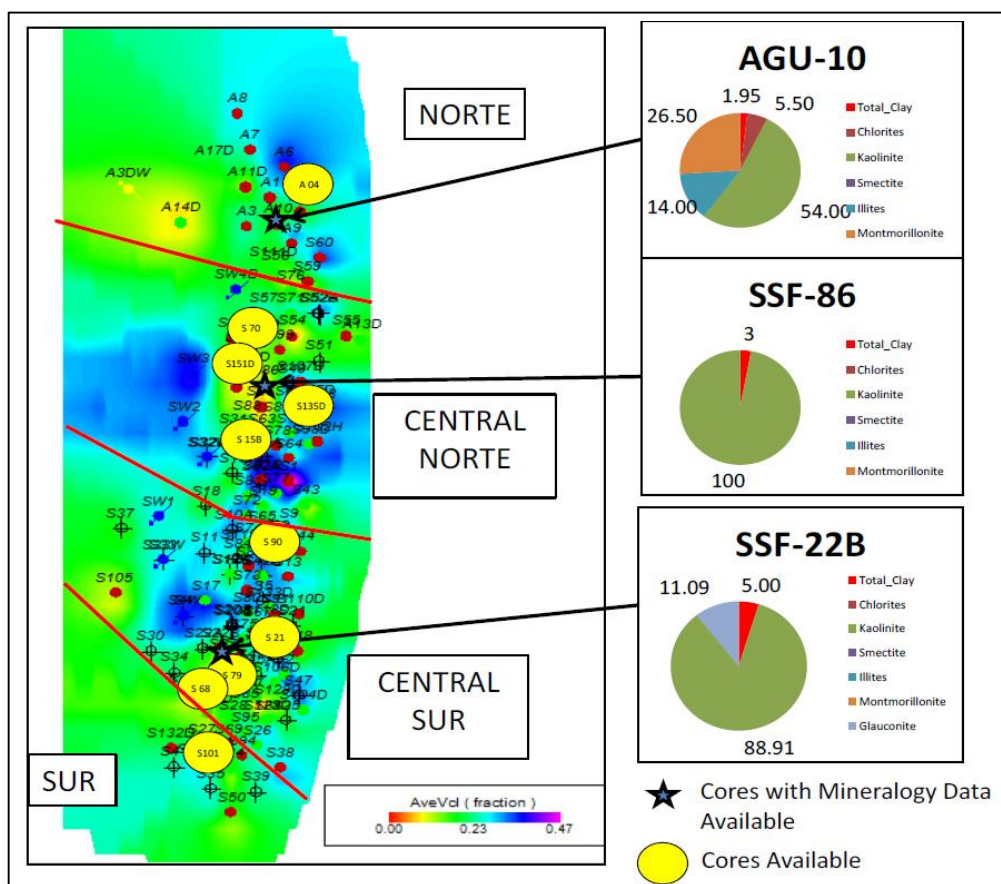
**Figura 1.11. Mapa del volumen de arcillosidad para la arena UI.**



**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field, CSSFD, 2014.

La figura 1.12. muestra que las áreas Norte, Centro Sur tienen el mayor riesgo de daño a la formación debido a la sensibilidad mineral de la arena TI, basándose en datos de mineralogía disponibles.

Figura 1.12. Mapa del volumen de arcillosidad para la arena TI.



Fuente: Formation damage study in the Shushufindi field, CSSFD, 2014.

## 1.8. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

### 1.8.1. ARENA T

En la Arena T las propiedades PVT son: presión de burbuja de 1.050 [psi], una relación gas en solución (a  $P_b$ ) de 270 - 420 [PCS/BF], gravedad °API (a 60 °F) de 31.1, viscosidad del petróleo (a  $P_i$ ) es 0.98 [cp], contenido de metano entre 10 - 15 %, C7+ mayor al 50 %, y CO<sub>2</sub> entre 8 - 10%. El contenido de azufre oscila entre 0,52 - 0,64% en peso, muy inferior al crudo más agrio de "U", cuyo contenido es de 1,10 – 1,22%, el crudo del yacimiento "T" es de mejor calidad que el de "U", y a su vez, el crudo de "U" Superior tiene menor contenido de Níquel y Vanadio.

La viscosidad del agua varía entre 0,25 - 0,5 [cp] por lo cual la movilidad del agua es más alta que las del petróleo, esto refleja una alta producción de agua.<sup>16</sup>

### Salinidad

- **T inferior.** - Localmente la resistividad del agua de formación se vio afectada por dos fenómenos distintos. El primer fue la re-inyección de agua de producción y el

<sup>16</sup> (Consortio Shushufindi S.A., 2015)

segundo de mayor impacto, afecta principalmente el flanco este de la estructura S-A, donde la falla no es sellante al nivel de Napo - T, con una contaminación progresiva de Hollín con agua más dulce a través del tiempo. En zonas severamente afectadas por uno de los dos fenómenos, la salinidad puede variar localmente entre 5.000-30.000 [ppm].

- **T superior.** - La resistividad del agua de formación no sufrió alteraciones en ausencia de contaminación con otros reservorios y permanece con salinidades originales de 25.000-45.000 [ppm].<sup>16</sup>

### 1.8.2. ARENA U

En la arena U se tiene una presión de burbuja entre 960 – 1.240 [psi], relación gas en solución (a Pb) de 263 – 320 [PCS/BF], gravedad °API (a 60°F) de 25,5 – 31.2, viscosidad del petróleo (a Pi) de 2,4 – 2,57 [cp], contenido de metano de 20 %, C7+ mayor al 50 % y CO2 de 8%.<sup>16</sup>

#### Salinidad

- **U inferior.** - Localmente la resistividad de agua de formación en UI se vio afectada por dos fenómenos. El primero fue la re-inyección de aguas de producción en UI, el segundo fue la contaminación por agua de TI durante el periodo de producción simultánea de ambos reservorios. Actualmente, en las zonas severamente afectadas por uno de los dos fenómenos, la salinidad puede variar localmente hasta 50.000-70.000 [ppm].
- **U superior.** - La resistividad de agua de formación no sufrió alteraciones en el tiempo en ausencia de contaminación con otros reservorios y permanece con salinidades originales de 60.000-70.000 [ppm].<sup>16</sup>

### 1.8.3. BASAL TENA

Los resultados de los análisis PVT disponibles del pozo SSF-051 determinaron una salinidad Basal Tena de un rango entre 30.000 – 40.000 [ppm]. La presión original de 2.940 [psi], relación gas petróleo de 161 [PCS/BF], factor volumétrico de 1,15 [BLS/BF] y una viscosidad de 4,98 [cp] y un grado °API de 24.<sup>17</sup>

La tabla 1.2. muestra los resultados tabulados por arena.

---

<sup>17</sup> (Consortio Shushufindi S.A., 2015)



**Tabla 1.2. Características de los fluidos de formación en los reservorios.**

PARÁMETRO	ARENISCA "U"	ARENISCA "T"	BASAL TENA
Pi (psi) @ MP	3.687	4.050	2.940
Pb (psi)	960-1.240	1.050	900
T (°F)	218	218	185
°API	25,5-31,2	27-32	24
GOR (PCS/BF)	263-320	270-420	161
$\beta_o$ (BLS/BF)	1,302	1,305	1,15
$\mu_{io}$ (cp)	2,4-2,57	0,98	4,959
$\mu_{ob}$ (cp)	1,924	0,79	3,959
$\mu_w$	0,47	0,46	0,43
Salinidad NaCl (ppm)	50.000-70.000	5.000-45.000	30.000-40.000

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2015.

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

#### 1.8.4. ANÁLISIS DE SATURADOS, AROMÁTICOS, RESINAS Y ASFALTENOS (S.A.R.A)

Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (S.A.R.A) es un método de análisis que divide los componentes del crudo según su polarización y polaridad. La fracción saturada consiste en material no polar incluyendo hidrocarburos saturados lineales, ramificados y cíclicos (parafinas). Los aromáticos, que contienen uno o más anillos aromáticos, son ligeramente más polarizables. Las dos fracciones, resinas y asfaltenos restantes, tienen sustituyentes polares. La diferencia entre los dos es que los asfaltenos son insolubles en heptano (o pentano) mientras que las resinas son miscibles con heptano (o pentano).<sup>17</sup>

**Tabla 1.3. Resultados del análisis SARA para la arena U.**

POZO	BLOQUE	ARENA	Wt%								CII
			SATURADOS	AROMATICOS	RESINAS	ASFALTENOS	SAT+ASF	ARO+RES	ASF/RES	SAT/ARO	
AGU-10	NORTE	U	46,77	32,02	13,91	7,3	54,07	45,93	0,52	1,46	1,18
AGU-12D	NORTE	U	40,53	32,67	14,35	12,45	52,98	47,02	0,87	1,24	1,13
SSF-59	NORTE	U	48,52	31	12,64	7,84	56,36	43,64	0,62	1,57	1,29
SSF-36	CENTRAL NORTE	U	40,12	31,47	14,62	13,79	53,91	48,09	0,94	1,27	1,17
SSF-86	CENTRAL NORTE	U	40,25	31,06	14,1	14,59	54,84	45,16	1,03	1,3	1,21
SSF-164D	CENTRAL SUR	U	37,45	34,18	16,82	11,55	49	51	0,69	1,1	0,96
SSF-65	CENTRAL SUR	U	46,2	34,53	13,66	5,61	51,81	48,19	0,41	1,34	1,08
SSF-118D	CENTRAL SUR	U	45,65	31,73	15,42	7,2	52,85	47,15	0,47	1,44	1,12
SSF-69	SUR	U	32,28	32,26	15,82	19,64	51,92	48,08	1,24	1	1,08
SSF-101	SUR	U	32,12	33,38	16,28	18,22	50,34	49,66	1,12	0,96	1,01
SSF-175D	SUR	U	31,51	31,76	14,49	22,24	53,75	46,25	1,53	0,99	1,16

Fuente: Formation damage study in the Shushufindi field petrography and SARA analysis, 2013.

Un total de 24 muestras de petróleo se analizaron por el método SARA, 11 en la arena U y 12 en T, y del pozo SSF-77 U y T. La separación y cuantificación de SARA se realizó por precipitación de asfaltenos usando pentano, seguido por HPLC (cromatografía líquida de alta presión) para aislar y cuantificar las fracciones de saturados, aromáticos y resinas. La cuantificación se realizó mediante Evaporative Light Scattering Detection (ELSD).

Las tablas 1.3 y 1.4. muestran los resultados del análisis SARA realizado en muestras de pozos en las arenas U y T. Se calcularon las relaciones Asfalteno/Resinas (ASF/RES), Saturados/Aromáticos (SAT/ ARO) e índice de inestabilidad coloidal (CII) para cada muestra.

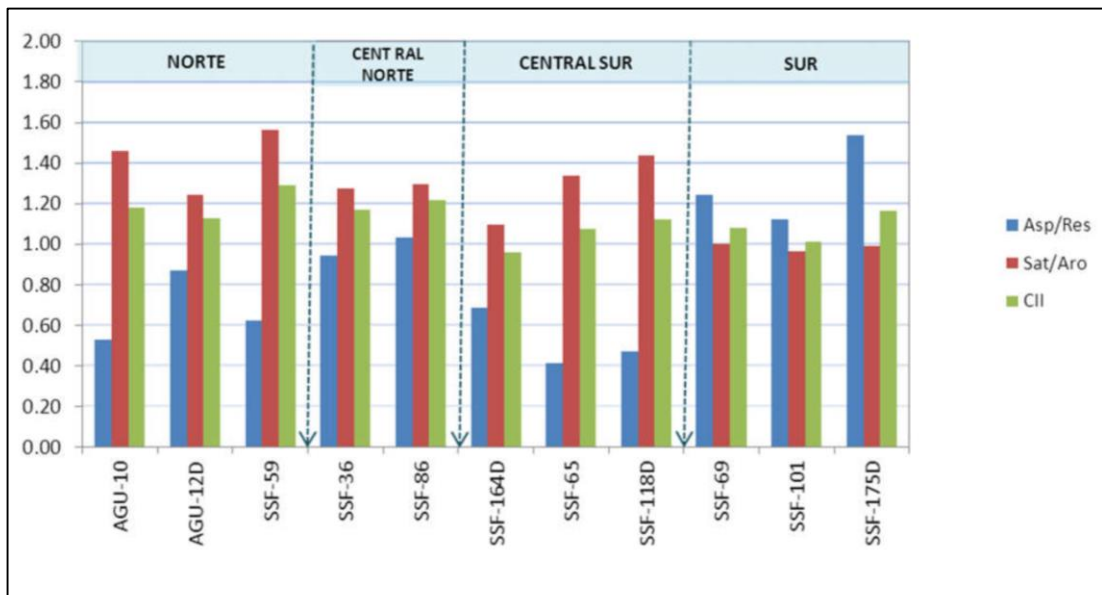
**Tabla 1.4. Resultados del análisis SARA para la arena T.**

POZO	BLOQUE	ARENA	Wt%				SAT+ASF	ARO+RES	ASF/RES	SAT/ARO	CII
			SATURADOS	AROMATICOS	RESINAS	ASFALTENOS					
SSF-15B	CENTRAL NORTE	T	48,75	31,36	10,63	9,26	58,01	41,99	0,87	1,55	1,38
SSF-31	CENTRAL NORTE	T	54,69	32,17	11,94	1,2	55,89	44,11	0,1	1,7	1,27
SSF-70	CENTRAL NORTE	T	48,8	31,36	14,25	5,59	54,39	45,61	0,39	1,56	1,19
SSF-72	CENTRAL NORTE	T	54,63	31,41	11,49	2,47	57,1	42,9	0,21	1,74	1,33
SSF-76	CENTRAL NORTE	T	48,67	32,51	10,52	8,3	56,97	43,03	0,79	1,5	1,32
SSF-77	CENTRAL NORTE	U+T	52,05	33,24	11,1	3,61	55,66	44,34	0,33	1,57	1,26
SSF-135D	CENTRAL NORTE	T	49,97	33,03	11,02	5,98	55,95	44,05	0,54	1,51	1,27
SSF-12B	CENTRAL SUR	T	36,86	34,29	15,88	12,97	48,83	50,17	0,82	1,07	0,99
SSF-23	CENTRAL SUR	T	44,18	34,23	11,98	9,61	53,79	46,21	0,8	1,29	1,16
SSF-26	CENTRAL SUR	T	50,09	31,12	11,32	7,47	57,56	42,44	0,66	1,61	1,36
SSF-68	CENTRAL SUR	T	41,41	33,93	13,62	11,04	52,45	47,55	0,81	1,22	1,1
SSF-80	CENTRAL SUR	T	51,21	32,57	10,95	5,27	56,48	43,52	0,48	1,57	1,3
SSF-122D	CENTRAL SUR	T	47,97	32,37	12,84	6,82	54,79	45,21	0,53	1,48	1,21

**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field petrography and SARA analysis, 2013.

Las tablas 1.3. y 1.4. muestran el resultado obtenido por arena y bloque del análisis SARA, podemos utilizar la relación de ASF/RES cualitativamente, aunque no se sabe exactamente en qué medida los agregados de asfaltenos pueden disociarse mediante la adición de resinas. Experimentalmente comenzamos a ver una disminución cuantificable de A/R de 1,5 - 2,0, por lo tanto, como regla general; Los crudos con proporciones más altas son más propensos a deposición orgánica. La figura 1.13. muestra gráficamente el valor de estos índices por bloque para la arena U.

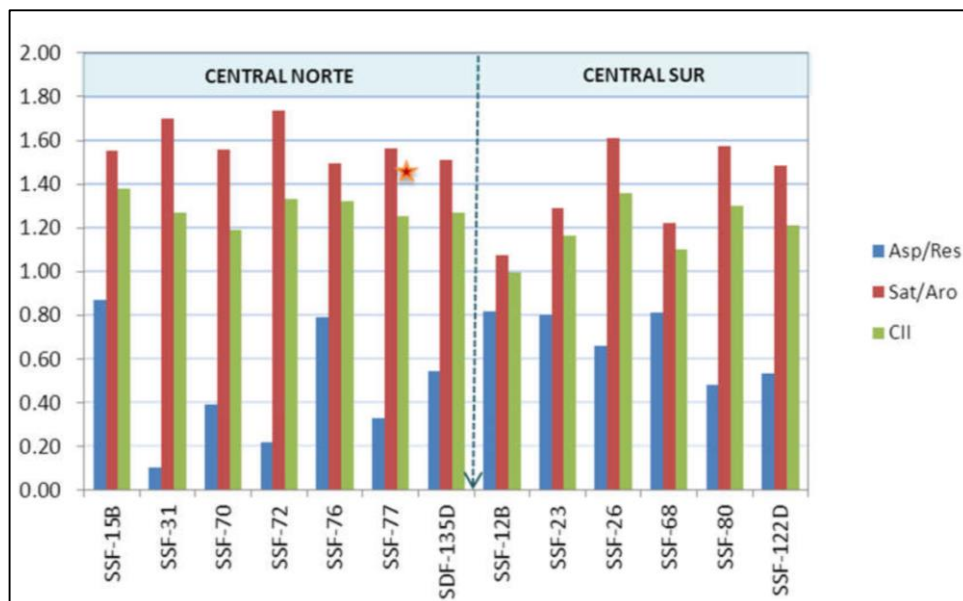
**Figura 1.13. Índice de relaciones SARA por bloques de la arena U.**



**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field petrography and SARA analysis, 2013.

En la figura 1.13 se observa que la relación SAT/ARO en pozos situados en el bloque Norte, Central Norte y Central Sur son más altos que pozos ubicados en el bloque Sur, lo que indica más potencial para la acumulación de cera que asfaltenos. Los pozos situados en el bloque Sur presentan una alta relación de ASF/RES que indica un mayor potencial de asfaltenos. En todos los casos CII son superiores a 1 indicando potencial para formación de escala orgánica.

**Figura 1.14. Índice de relaciones SARA por bloques de la arena T.**



**Fuente:** Formation damage study in the Shushufindi field petrography and SARA analysis, 2013.

A partir de la figura 1.14. se observa que la relación ASF/RES en todos los pozos ubicados en los bloques Central Norte y Central Sur son generalmente bajos y la relación SAT/ARO generalmente más altos indicando problemas con acumulación de cera que asfaltenos.

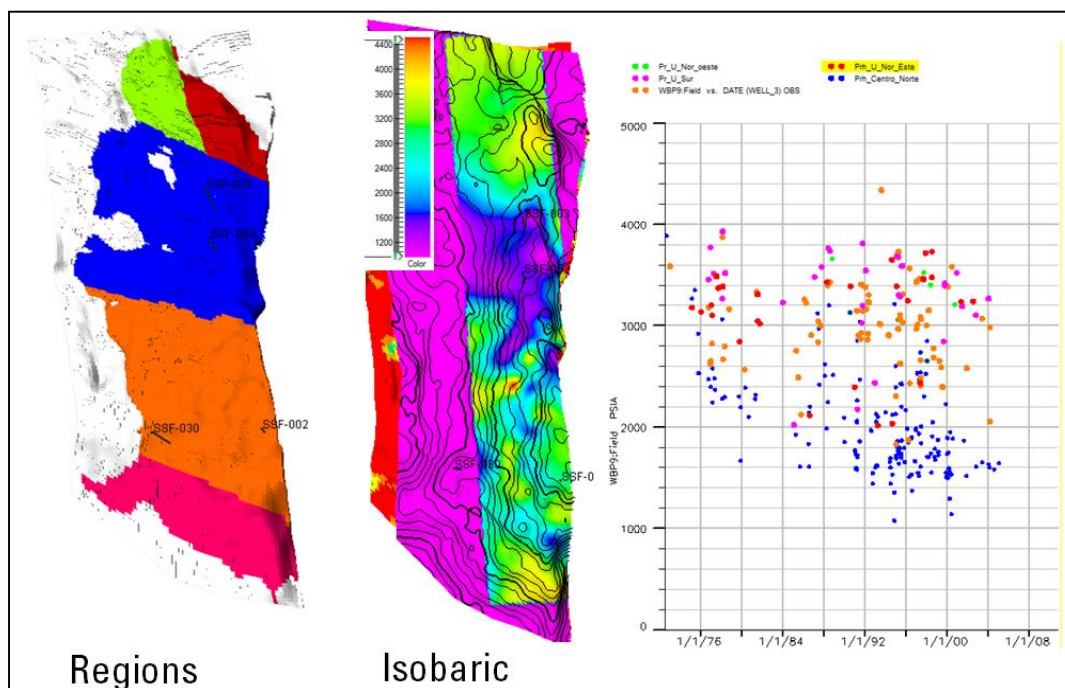
### 1.9. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

En cuanto al comportamiento de la presión se han identificado 4 compartimentos estratigráficos al nivel de la arena UI y 2 para la arena TI. Estos compartimentos estratigráficos tienen diferentes contactos de agua inicial, propiedades de fluido y depletación de energía diferentes.

Los compartimentos estratigráficos para la arena UI están comprendidos en las siguientes áreas (figura 1.15.):

- Norte (Rojo y Verde): Comprendida entre los pozos AGU-02 al Norte y los pozos SSF-56 y SSF-59 al Sur. En esta región la existe un buen mantenimiento de la energía con una presión actual estabilizada entre 2.800 -3.000 [psi].
- Centro Norte (Azul): Comprendida entre los pozos SSF-56 y SSF-59 al Norte y los pozos SSF-40, SSF-18 y SSF-44 al Sur. Esta área tiene la mayor declinación del campo, con una presión entre 1.400 – 1.600 [psi].

**Figura 1.15. Comportamiento Presión Vs. Compartimentos - Arena UI.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2015.

- Centro Sur (Naranja): Comprendida entre los pozos SSF-40, SSF-18, SSF-65, SSF-90 y SSF-44 al Norte y los pozos SSF-30, SSF-34 y SSF-38 al sur. Esta área tiene

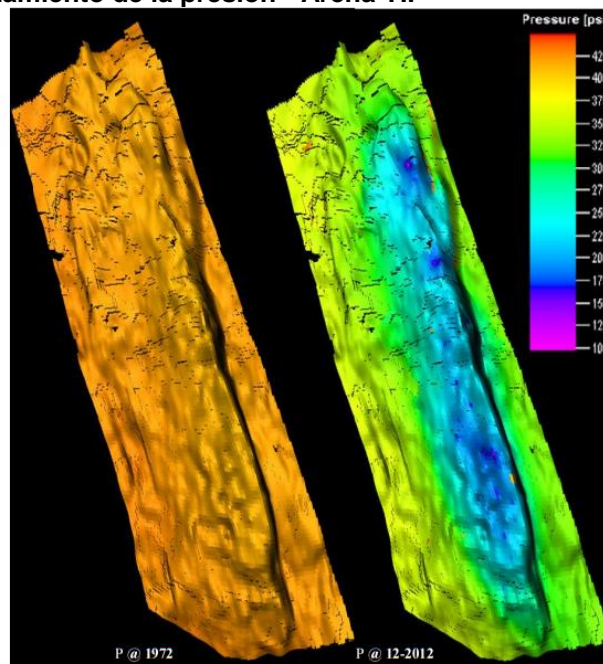
una depletación menor respecto al área centro Norte, con una presión al año 2012 entre 1.800 -2.200 [psi].

- Sur (Violeta): Comprendida entre los pozos SSF-30, SSF-26 y SSF-38 al Norte y los pozos SSF-41, SSF-132 y SSF-50 al Sur. En esta región existe un buen mantenimiento de la energía con una presión actual estabilizada entre 3.000 – 3.200 [psi].<sup>18</sup>

La arena TI es más continua respecto a la arena UI (figura 1.16). Se han identificado dos compartimentos de presión:

- Norte – Aguarico: Comprendida entre los pozos AGU-02 al norte y los pozos SSF-56 y SSF-59 al sur. Esta región tiene poca historia de producción y por tanto menor depletación respecto al área Shushufindi. La presión actual estabilizada entre 3.000 – 3.200 [psi].
- Sur – Shushufindi (Azul): El límite al norte esta entre los pozos SSF-56 y SSF-59. Esta área tiene un buen soporte de energía debido a la acción de su acuífero. La presión actual está en el rango de 2.400 – 2.600 [psi].

**Figura 1.16. Comportamiento de la presión - Arena TI.**



**Fuente:** DCS, Ingeniería de reservorios-Schlumberger,2015.

La arena Basal Tena ha producido del área centro Norte de los pozos SSF 051, SSF-052B, SSF-054, SSF-099 y SSF-107D. La presión inicial fue estimada en 3.200 [psi] a un datum de -7.720 [ft] TVD. Como es característico de reservorios lenticulares, la energía declina

<sup>18</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2015)

rápidamente. La presión actual está en un rango de 1.000 – 1.200 [psi], cercana a la presión al punto de burbuja de 900 [psi]. Como es característico de un reservorio, es posible encontrar lentes de arena con presión original debido a la discontinuidad del reservorio.<sup>19</sup>

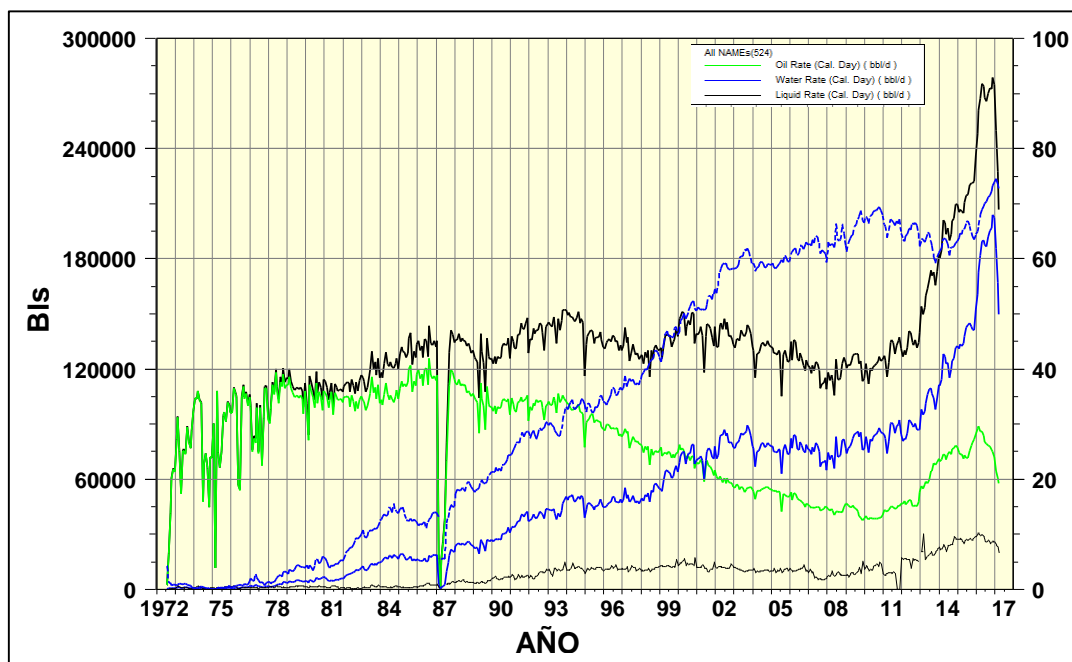
## 1.10. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

### 1.10.1. PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

La producción del campo se ha incrementado en un 60% desde el inicio del contrato entre Schlumberger-Tecpetrol y la estatal Petroamazonas EP, firmado en enero de 2012. En ese momento, la producción de petróleo era de aproximadamente 43.000 [BPPD], actualmente supera los 60.000 [BPPD] llegando a un pico de producción de 90.300 [BPPD] en febrero de 2016. Esto se logró mediante el desarrollo de un modelo de simulación dinámico, perforación de pozos nuevos, trabajos de reacondicionamiento, un proyecto piloto de EOR y optimización de los sistemas de levantamiento artificial.

La producción diaria promedio del campo Shushufindi- Aguarico hasta diciembre de 2016 es de 67.227,95 [BPPD], 24.082,72 [MPC] de gas y 149.806,13 [BAPD]. Con 144 pozos de producción, 4 inyectores, 21 reinyectores, 33 cerrados y con 16 pozos en espera de reacondicionamiento siendo el bombeo electrosumergible (BES) el levantamiento utilizado para la recuperación de petróleo en todo el campo.<sup>19</sup>

**Figura 1.17. Historial de producción Shushufindi-Aguarico-diciembre 2016.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2016.

**Elaborado Por:** Consorcio Shushufindi S.A.

<sup>19</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2015)

### 1.10.2. ESTACIONES DE PRODUCCIÓN

Existen actualmente cinco 5 estaciones de producción en el campo: Aguarico, SSFD Norte, SSFD Central, SSFD Sur, y SSFD Suroeste; las cuales se distribuyen geográficamente a lo largo del campo de Norte a Sur. Las instalaciones existentes en cada una de las estaciones de producción incluyen las siguientes facilidades: múltiples de entrada para la recolección de fluidos de pozos, equipos de separación gas - líquido, tratamiento, transporte e inyección (disposición) de agua producida y el despacho final de petróleo.

La producción de petróleo del campo Shushufindi-Aguarico se centraliza en la Estación SSFD Central, donde se almacena y despacha la producción total de petróleo hacia Lago Agrio y a la refinería de Petroindustrial. Los procesos actuales llevados a cabo en estas estaciones involucran la separación Gas-Líquido, deshidratación de crudo, transporte de crudo, gas y agua, así como reinyección de agua de desecho. El gas que proviene de los separadores y de las botas de los tanques se envía a los compresores de Petroindustrial y/o al venteo. Todas las estaciones queman gas debido a la baja disponibilidad de compresión.<sup>20</sup>

La producción por estación se encuentra detallada en la tabla 1.5.

**Tabla 1.5. Producción por estación del campo Shushufindi-Aguarico.**

CAMPO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	°API
AGUARICO	45.048,00	14.158,39	30.889,62	68,57	30
SHUSHUFINDI CENTRAL	46.635,70	11.395,98	35.239,73	75,56	28,3
SHUSHUFINDI NORTE	69.097,00	21.286,80	47.810,20	69,19	26
SHUSHUFINDI SUR	62.967,00	14.315,11	48.651,89	77,27	27,79
SHUSHUFINDI SUR OESTE	51.585,00	11.814,92	39.770,08	77,10	25,33

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2016.

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

### 1.10.3. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

Las reservas del campo Shushufindi – Aguarico al año 2013 en los principales yacimientos T y U es de 1.948.812.070 [Bls] in situ y 1.776.013.017 [Bls] in situ respectivamente, correspondiéndoles un factor de recobro para T del 45,03% y a U del 29,46% los cuales se describen en la tabla 1.6.

<sup>20</sup> (Consorcio Shushufindi S.A., 2015)

**Tabla 1.6. Reservas del campo Shushufindi-Aguarico.**

CAMPO	RESERVORIO	PETRÓLEO IN SITU BLS.	FACTOR DE RECOBRO (%)	RESERVAS AL 31/12/2013		
				PROBADAS BLS.	PROBABLES BLS.	TOTALES BLS.
SHUSHUFINDI-AGUARICO	T	1.948.812.070	45,03	877.584.686	11.023.000	888.607.686
	U	1.776.013.017	29,46	523.597.444	15.027.000	538.624.444
	Subtotal	3.848.438.922	-	1.409.767.111	26.050.000	1.435.817.11

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

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

En la tabla 1.7 se presenta la producción acumulada, reservas remanentes y el grado °API de los yacimientos T y U del campo Shushufindi – Aguarico.<sup>21</sup>

**Tabla 1.7. Producción Acumulada y Reservas remanentes del campo Shushufindi-Aguarico.**

CAMPO	RESERVORIO	PRODUCCIÓN ACUMULADA BLS. 31/12/2013	RESERVAS REMANENTES 31/12/2013	° API
SHUSHUFINDI-AGUARICO	T	784.450.402	93.134.284	31,1
	U	421.075.408	102.522.036	25,5-31,2
	Subtotal	1.211.716.730	198.050.381	28,88

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

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

## 1.11. CONCEPTOS GENERALES

### 1.11.1. POROSIDAD

El espacio vacío creado a lo largo de las arenas entre los granos, llamado espacio poroso o intersticios, está ocupada por los fluidos (líquidos y/o gases). La porosidad se define como la fracción del volumen total de la roca que no está ocupada por el volumen del poro, tabla 1.8.<sup>22</sup> Esto se puede expresar de forma matemática como:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1.1)$$

$V_b$ : volumen total de la roca

$V_{gr}$ : volumen del grano

$V_p$ : volumen de poros

**Porosidad Absoluta ( $\phi_a$ ).**- Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros

<sup>21</sup> (Moromenacho S., Salinas D., 2016)

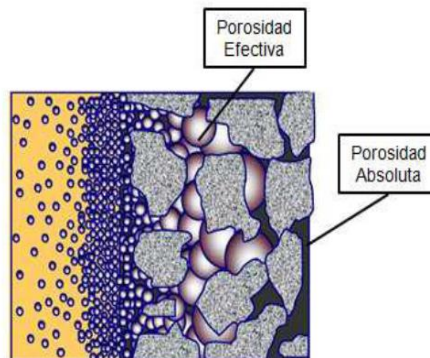
<sup>22</sup> (Cordero, 2013)



comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

**Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ).**- Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca entre otros.

**Figura 1.18. Representación de la porosidad efectiva y absoluta de una roca.**



**Fuente:** Cordero, 2013.

**Porosidad Primaria o Matricial.** - Es la porosidad que originalmente tiene la roca producto de la deposición y compactación de los sedimentos.

**Porosidad de Fractura.** - Son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como doblamiento y falla. Esta incluye juntas, fisuras, y fracturas.

**Porosidad Secundaria.** - Es la porosidad producida por fenómenos tectónicos, fracturación que son los resultados de fenómenos posteriores a la formación de la roca o también por efectos de acción química como la dolomitización y la disolución.

**Tabla 1.8. Clasificación de la porosidad.**

PORCENTAJE	POROSIDAD
0,5% - 5%	Descartable
5% - 10%	Pobre
10% - 15%	Regular
15% - 20%	Buena
> 20%	Muy buena

**Fuente:** Geología del petróleo de Levorsen.

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui

### 1.11.2. PERMEABILIDAD

Es la propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos. La permeabilidad se ve afectada por los siguientes factores:

- Tamaño, forma, composición y orientación de los granos que influyen en la geometría del poro.
- Grado de cementación y Arcillosidad.
- Presencia de fracturas y fisuras.

Darcy desarrollo una ecuación de flujo de fluidos en medios porosos para poder calcular la permeabilidad:

$$q = - \frac{kA dP}{u dL} \quad (1.2)$$

**Tabla 1.9. Clasificación de la permeabilidad.**

MILIDARCYS (md)	PERMEABILIDAD
< 1.0	Mala
1.0 – 10	Regular
0 - 100	Buena
100 – 1000	Muy Buena

**Fuente:** Geología del petróleo de Levorsen.

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Permeabilidad Horizontal o Paralela ( $K_h$ ).** - Por lo general se mide la permeabilidad en forma paralela a los planos de estratificación de la roca reservorio. A lo largo de esta permeabilidad horizontal o lateral se encuentra la principal línea de paso de los fluidos que se desplazan hacia el pozo.

**Permeabilidad Transversal o Vertical ( $K_v$ ).** - La permeabilidad transversal a los planos de estratificación, se la denomina permeabilidad vertical, también es medida y, por lo general, es inferior a la permeabilidad horizontal.

**Permeabilidad Absoluta ( $k$ ).** - Es la permeabilidad medida cuando existe una sola fase en el medio poroso que lo satura al 100%.

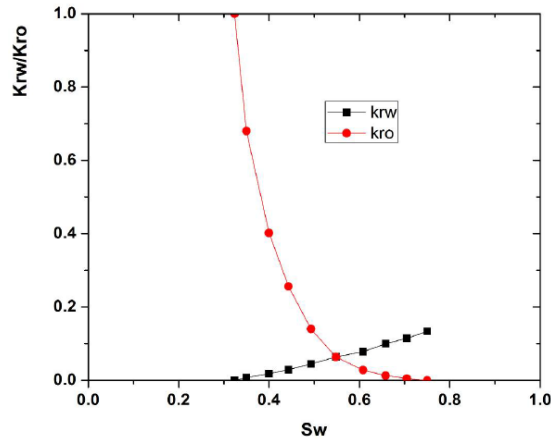
**Permeabilidad Efectiva ( $k_e$ ).** - Es la permeabilidad medida a un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos y es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

**Permeabilidad Relativa ( $k_r$ ).** - Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$k_r = \frac{k_e}{k} \quad (1.3)$$

La permeabilidad absoluta de una muestra de roca es un valor único. Por el contrario, la permeabilidad relativa a las diferentes fases líquidas constituye un conjunto de valores que depende de la saturación de fluidos<sup>23</sup>, como se ilustra en la figura 1.19.

**Figura 1.19. Curvas de permeabilidad relativa petróleo/agua, Arena U.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A.

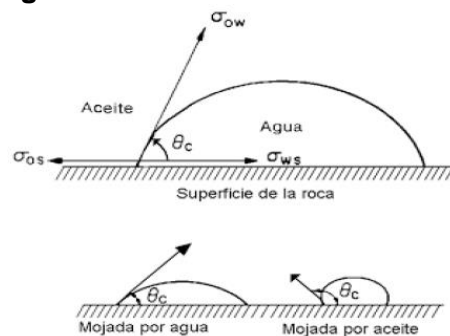
### 1.11.3. MOJABILIDAD

La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar si una superficie rocosa tiene la capacidad de ser revestido por una película de petróleo o agua. Los surfactantes pueden absorber en la interfase entre el líquido y la roca; y puede cambiar la carga eléctrica de la roca, alterando la mojabilidad.<sup>23</sup>

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- **Mojantes:** Son aquellos que tienen mayor tendencia a adherirse en la roca, por lo general es el agua debido a que la mayoría de rocas reservorio son preferencialmente mojadas por agua.
- **No mojantes:** Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

**Figura 1.20. Mojabilidad ángulo de contacto.**



**Fuente:** Geología del petróleo de Levorsen.

<sup>23</sup> (Levorsen, 1973)

Cuando  $\theta_c$  menor a  $90^\circ$  el fluido es no mojante y mayor a  $90^\circ$  el fluido es mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. La mojabilidad tiene sólo un significado relativo. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$  o  $180^\circ$  respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos.<sup>24</sup>

#### 1.11.4. SATURACIÓN

La saturación es definida como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (petróleo, agua o gas). Esta propiedad se expresa matemáticamente como:

$$S = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (1.4)$$

La saturación de agua intersticial o connata ( $S_{wc}$ ), que es la saturación de agua resultado de la formación de la roca, es importante porque reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento de petróleo y gas.<sup>24</sup>

**Saturación crítica de petróleo ( $S_{oc}$ ).**- Es la saturación mínima de petróleo necesaria para que el petróleo fluya. Por debajo de esta saturación el petróleo no fluirá.

**Saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ).**- Es el volumen de petróleo inmóvil asociado al desplazamiento con agua o gas.

**Saturación de petróleo móvil ( $S_{om}$ ).**- Es la fracción de volumen poroso ocupada por petróleo móvil. Se define con la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{oc} \quad (1.5)$$

#### 1.11.5. PRESIÓN CAPILAR

Se define como presión capilar a la diferencia de presión que existe a través de la interface curva que separa a dos fluidos inmiscibles, en condiciones de equilibrio. La presión del fluido no mojante es mayor que la presión del fluido mojante y por lo tanto la interface es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Por consecuencia la presión capilar es la diferencia de presiones de la fase mojante y la fase no mojante. La presión capilar puede ser positiva, negativa o cero si la interface es plana, es decir, no hay interface.<sup>25</sup>

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.6)$$

$P_c$ : Presión capilar

$P_{nm}$ : Presión de la fase no mojante

$P_m$ : Presión de la fase mojante

---

<sup>24</sup> (Levorsen, 1973)

## 1.12. DAÑO DE FORMACIÓN

Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad ( $k$ ) y porosidad ( $\phi$ ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como daño (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

El daño de formación es una variable adimensional y compuesta. En general cualquier fenómeno que cause distorsión de las líneas de flujo de su patrón perfectamente normal al pozo, o una restricción física al flujo (que puede verse como una distorsión a escala de garganta de poro), resultará en un valor positivo de daño.<sup>25</sup>

### 1.12.1. ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S”. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes. Se sabe que el daño afecta solo a una zona en las inmediaciones del pozo, que no está muy bien definida, en la cual la permeabilidad se ve afectada. Esta zona tiene un radio medido desde el centro del pozo que puede ser estimado mediante perfiles como el microlaterolog.

El daño de la formación ser estimado mediante la relación de permeabilidades, radios de la zona dañada y pozo, ecuación 1.7.

$$S = \left( \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) * \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (1.7)$$

k: Permeabilidad media de la formación productiva.

$k_{skin}$ : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin).

$r_{skin}$ : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin.

$r_w$ : Radio del pozo.

En la tabla 1.10. muestra los valores de daño que se producen en un pozo:

**Tabla 1.10. Valores de daño.**

Tipo	Valor	Tipo
Daño Extremo	300	
	200	
	100	
Empacadura de Grava	50	
	10	Empacadura de Fractura
0		
Permeabilidad alta. Fracturamiento	-1	Fracturamiento Ácido
	-2	
	-3	

<sup>25</sup> (Civan, 2016)

Fracturamiento "Normal"	-4	
	-5	
Fracturamiento Hidráulico Masivo	-6	
	-7	

**Fuente:** Nodal Analysis-Skin Effects, Schlumberger, 2012.

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

## 1.12.2. ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

### 1.12.2.1. Daño por perforación

Los fluidos de perforación constan de una fase sólida y una líquida, el daño causado en un reservorio es ocasionados por el filtrado de la fase líquida o por invasión de sólidos en el medio poroso.

### 1.12.2.2. Invasión de sólidos del lodo

La invasión de sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas porales por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

El tamaño típico de los sólidos cortados de la formación se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 1.11. Clasificación del tamaño de sólidos cortados de la formación.**

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (Micras)
Corte Grande	más de 440
Arena	74 - 440
Limo	2-74
Arcillas	0,5 - 2
Coloides	0,001 - 0,5

**Fuente:** Oilfield Review, Schlumberger.

**Modificado:** Jhonny Reatiqui.

### 1.12.2.3. Invasión del filtrado de lodo

La filtración es la cantidad de fluido que ingresa a la formación, debido a que el revoque formado en las paredes del pozo no tiene una buena consistencia. Los factores que controlan las propiedades filtrantes de un fluido de perforación son:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobre balance de presión aplicado.
- La tasa de penetración.
- El diámetro del hoyo.
- El tiempo de circulación y el que el fluido permanece estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación. Debe entenderse que la filtración depende en gran manera de la capacidad del fluido de formar un revoque impermeable contra la cara del medio poroso, para controlar el filtrado.<sup>26</sup>

#### ***1.12.2.4. Daño por cementación***

Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas se pueden producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas, ya que estas por ser porosas y permeables permiten la filtración de ciertos productos químicos de la lechada que pueden influir en la composición química de las aguas de formación provocando precipitaciones que van taponando los poros intercomunicados hacia el interior de la formación, reduciendo la permeabilidad de la roca.

Este tipo de daños de formación debido a que las lechadas usualmente contienen hidróxido de calcio se los podría remover utilizando ácido acético o con ácido clorhídrico.<sup>26</sup>

#### ***1.12.2.5. Daño por cañoneo o punzado***

Se puede reducir la permeabilidad de la roca cuando se realizan disparos sobre balance debido a que produce un taponamiento de los poros con finos de formación triturados, residuos del cañoneo y contaminantes del fluido de punzado, ya que la alta presión hidrostática hace ingresar todos los residuos resultantes de la operación hacia el interior de la formación. El daño por cañoneo usualmente se elimina con ácido fluorhídrico en formaciones de areniscas, o con ácido clorhídrico en formaciones de carbonatos o en combinación con ácido acético y ácido fórmico.

#### ***1.12.2.6. Daños por fluidos de completación***

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la completación de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua, bloqueo por emulsiones y precipitación de incrustaciones.

Es necesario utilizar fluidos de completación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que está expuesto en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes.

---

<sup>26</sup> (Civan, 2016)

### 1.12.2.7. *Daño en pozos inyectoros*

La mayoría de los problemas anteriormente citados pueden ocurrir en inyectoros de agua.

- Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento.
- Perturbación in-situ de arcillas.
- Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación, o como resultado de la presencia de CO<sub>2</sub> o SH<sub>2</sub> en la formación.
- Taponamiento por formación de coloides, especialmente los de base hierro, productos de la corrosión de la cañería del tubing cuando hay O<sub>2</sub> en el agua inyectada.
- Taponamiento por bacterias.<sup>27</sup>

### 1.12.2.8. *Daño durante la producción*

Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo el caudal o el drawdown de producción.

Fangos nativos y arcillas sueltas atrapadas en la pared poral, pueden moverse a flujos elevados, especialmente en el caso que dos fluidos inmiscibles estén siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo.<sup>27</sup>

### 1.12.3. CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es causado por muchos factores que pueden ocurrir desde el momento en que la formación es perforada o en algún tiempo durante la vida del pozo. La siguiente tabla nos muestra las causas más comunes de daños de formación asociados con varias condiciones de pozo.

**Tabla 1.12. Causas comunes de daño asociados a condiciones del pozo.**

POZOS NUEVOS	POZOS VIEJOS	POZOS INYECTORES
Invasión de fluidos y/o sólidos	Depósito de escala y corrosión	Depósito de escala y corrosión
Sólidos del lodo	Bloqueos por agua y emulsión	Hinchamiento de arcillas
Filtrado del lodo	Acumulación de parafinas y asfaltenos	Petróleo
Cemento	Hinchamiento de Arcillas y Migración de Finos	Filtración de Sólidos

**Fuente:** (Cordero, 2013)

<sup>27</sup> (Cordero, 2013)



### 1.12.3.1. Daño por minerales y arcillas

Una arena que contenga de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”, y si contiene hasta 15% de arcilla es “arena sucia”. La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido de perforación o de completación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo, tabla 1.13.

**Tabla 1.13. Problemas debido a minerales presentes en arenas.**

Mineral	Problema
Feldespatos	Los Feldespatos contienen Na y K. La mayor preocupación es la precipitación de fluorsilicatos. Los Feldespatos de K son los que causan los mayores problemas de precipitación.
Carbonatos	Los Carbonatos consumen HCl y pueden causar precipitación de fluorsilicatos y aluminio.
Illita	La Illita causa problemas de migración de finos, microporosidades y presenta intercambio de iones. Contiene K lo que causa precipitación de fluorsilicatos cambiándola a una arcilla expandible
Caolinita	Finos que se dispersan en agua y migran concentrándose en las gargantas de poros causando severo taponamiento y por ende pérdida de permeabilidad
Esmectita-Montmorillonita	La Esmectita es un mineral sensible al agua 100% expandibles que presenta alto intercambio catiónico y se hincha. Causa pérdida de microporosidad y permeabilidad.
Mezcla de arcillas	La mezcla de láminas de arcilla presenta alto intercambio catiónico y se hinchan en agua dulce. A menudo contienen K, que puede causar la precipitación de fluorsilicatos.
Clorita	La Clorita son extremadamente sensible al ácido y a aguas oxigenadas, presenta alto intercambio de cationes y es inestable en HCl. Precipitarán elementos gelatinosos $Fe(OH)_3$ los cuales no traspasarán las gargantas de poros.
Mica	La Mica presenta intercambio de cationes y es inestable en HCl. Contiene K que puede causar la precipitación de fluorsilicatos.
Zeolita	La Zeolita presenta intercambio de iones y es inestable en HCl. A menudo contiene Na, que puede causar la precipitación de fluorsilicatos.

**Fuente:** Civan, 2016.

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar agua dulce, las soluciones fuertes de sal son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo, inclusive si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original.<sup>28</sup>

Desestabilización de la arcilla:

- Caída de Presión (Drawdown) excesivo en la formación.
- Altas ratas de flujo a través de la formación.

<sup>28</sup> (Civan, 2016)

### 1.12.3.2. Bloqueos por Emulsión

Una emulsión es una dispersión de finas gotas de un líquido en el seno de otro. La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo.<sup>29</sup> Tipos de emulsiones:

- Emulsión Agua - Petróleo, el petróleo es la fase continua o externa, donde las pequeñas gotas de agua se encuentran dispersas en el petróleo.
- Emulsión Petróleo- Agua, tiene al agua como la fase externa y las gotas de petróleo están distribuidas en el agua.

### 1.12.3.3. Cambios de Mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral.

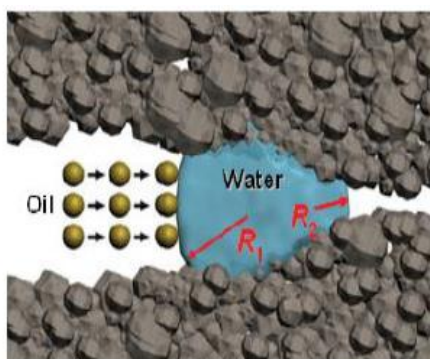
El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensioactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión.<sup>31</sup> Entre las causas más importantes están:

- Surfactantes en los fluidos de perforación/ completación/workover.
- Surfactantes en los fluidos de estimulación.

### 1.12.3.4. Bloqueo de agua

El bloqueo de agua es uno de los mecanismos más comunes de daño para las formaciones con baja porosidad y baja permeabilidad, el cual es causada por la invasión del filtrado del fluido de perforación durante las operaciones de perforación.<sup>29</sup>

**Figura 1.21. Diagrama del efecto por bloqueo de agua.**



**Fuente:** Cordero, 2013.

<sup>29</sup> (Cordero, 2013)

El bloqueo del agua se produce debido al efecto capilar de los micro-poros de este tipo de formaciones cuando el filtrado de fluidos de perforación invade la formación, como se muestra en la figura 1.21. Este fenómeno se ha observado como un problema particularmente grave en los reservorios con ultra baja permeabilidad o donde la saturación original de agua es inferior a la saturación de agua irreducible formado por la invasión de fluidos.<sup>30</sup>

#### **1.12.3.5. Depósitos Orgánicos**

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

##### ➤ *Asfaltenos*

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular con un rango de 1.000 a 50.000 [kg/kgmol], que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Se definen como fracciones que se encuentran en el crudo, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo el n-pentano, y pueden ser derivados del petróleo y/o carbón.

##### ➤ *Parafinas*

Las parafinas son hidrocarburos de alto peso molecular que se acumulan en el tubing de un pozo de petróleo, líneas de flujo de superficie, y otros equipos de producción y almacenamiento.<sup>30</sup>

#### **1.12.3.6. Depósitos Inorgánicos**

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y el agua de formación son incompatibles, y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura durante la producción de petróleo o gas con agua de alto contenido de sales.

Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escala, y se depositan cuando se alteran el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que el agua o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas. Los problemas de depositación de escalas durante el desarrollo de un pozo y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la depositación que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura.<sup>30</sup>

---

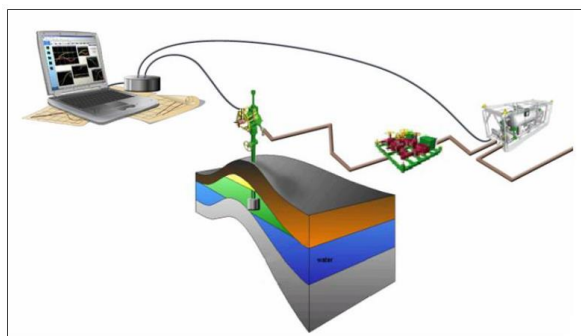
<sup>30</sup> (Civan, 2016)

## 1.13. ANÁLISIS DEL TRANSIENTE DE PRESIÓN (PTA)

### 1.13.1. INTRODUCCIÓN

Cuando el análisis de transiente de presión (PTA) se lo denominaba como interpretación de pruebas de pozos, se realizaban análisis en datos adquiridos durante operaciones dedicadas, denominadas pruebas de pozos.<sup>31</sup> La configuración típica de una prueba de pozo se muestra figura 1.22.

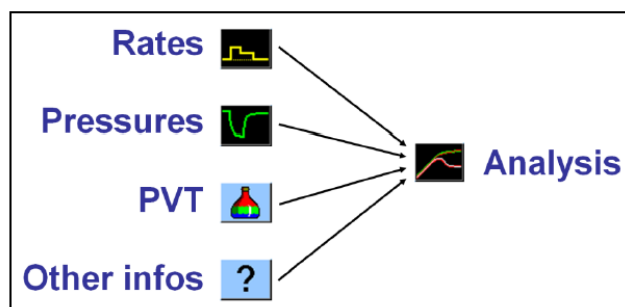
**Figura 1.22. Configuración de una prueba de pozos.**



**Fuente:** Dynamic data analysis, Kappa workstation, 2015.

Se instala un equipo temporal en el fondo del pozo y en superficie, el pozo se pone en producción bajo un programa predefinido y se realiza el diagnóstico, generalmente en un periodo de cierre después de una etapa de limpieza, cierre inicial o etapa de producción estable. Los datos necesarios para realizar el PTA son: tasas de producción, presiones (preferiblemente de fondo), datos PVT del fluido y algunos parámetros adicionales (radio de pozo, zona de pago, etc.) necesarios para pasar de un análisis cualitativo a un análisis cuantitativo.<sup>31</sup>

**Figura 1.23. Datos requeridos para el análisis.**



**Fuente:** Dynamic data analysis, Kappa workstation, 2015.

El régimen de flujo de principal interés se denomina Flujo Radial de Acción Infinita, o **IARF**, que ocurre después de que los efectos del pozo se hayan desvanecido y antes de que los

<sup>31</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)

límites sean detectados. El IARF no siempre se puede ver, pero este proporciona una permeabilidad promedio del reservorio alrededor del pozo, la productividad y el daño.

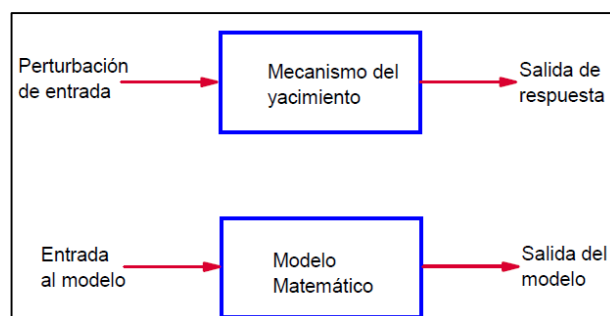
Los primeros métodos de PTA fueron curvas tipo especiales (MDH, Horner) introducidas en 1950 para identificar y cuantificar el IARF. Otras curvas tipo dedicadas a otros regímenes de flujo siguieron desarrollándose a lo largo del tiempo.

En la década de 1970 técnicas de empate de curvas tipo Log-Log fueron desarrolladas para complementar a los métodos anteriores. La elección de la curva tipo y la posición relativa de los datos (punto de empate) proporcionaron resultados físicos. Estos métodos fueron de baja resolución hasta que se introdujo en 1983, la derivada de Bourdet que aumentó la resolución y fiabilidad de una nueva generación de curvas tipo.<sup>32</sup>

### 1.13.2. FUNDAMENTOS GENERALES

El análisis de pruebas de presión tiene una variedad de aplicaciones durante la vida de un yacimiento. Las pruebas de presión pueden entenderse por aplicación de la tercera ley de Newton, como se ilustra en la figura 1.24.<sup>33</sup>

**Figura 1.24. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión.**



**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

Básicamente los objetivos del análisis de las pruebas de presión son:

- Evaluación del Yacimiento: Entrega, propiedades, tamaño, daño, permeabilidad por espesor (útil para Espaciamiento y estimulación), presión inicial (energía y pronóstico), límites (tamaño y determinación de existencia de un acuífero).
- Administración del yacimiento.
- Descripción del yacimiento.

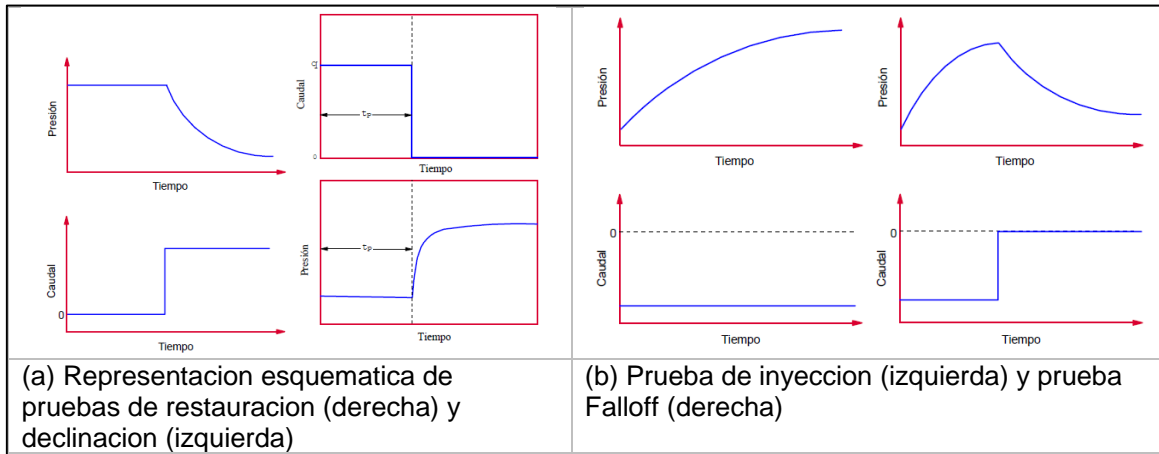
Las pruebas de restauración y decremento de presión en pozos se usan principalmente durante producción primaria y exploración, mientras que las pruebas múltiples se usan más a menudo durante proyectos de recuperación secundaria. Pruebas de caída, de

<sup>32</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)

<sup>33</sup> (Escobar, 2013)

restauración, de interferencia y de pulso se utilizan en todas las fases de producción. Las pruebas multitasa, de inyección, de interferencia y de pulso se usan en las etapas primaria y secundaria.<sup>34</sup>

**Figura 1.25. Representación gráfica de tipos de pruebas de presión.**



**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

La interpretación de pruebas de presión es el método primario para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura y heterogeneidad del yacimiento.

### 1.13.3. CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO

Se inicia con el análisis del yacimiento realizando el reconocimiento y la evaluación de todas las propiedades que constituye y afecta el comportamiento de un pozo. En el caso de las pruebas de presión se analiza la parte dinámica del yacimiento, que consiste en detectar y estimar los elementos que afectan el comportamiento del mismo.

### 1.13.4. GEOMETRÍAS DE FLUJO

Para estudiar el comportamiento del yacimiento en cada uno de sus estados es importante conocer las diferentes geometrías de flujo que se pueden presentar:

#### 1.13.4.1. Flujo Lineal

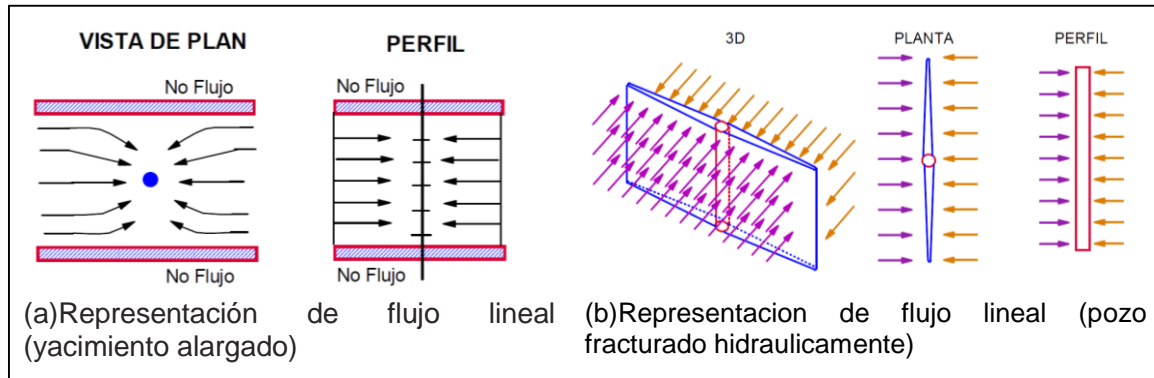
Se representa en pozos verticales fracturados y en pozos horizontales. También en yacimientos que estén en contacto con un acuífero de manera parcial, completa o con un empuje de fondo. En la figura 1.26. se representa el flujo lineal.

En la figura 1.29(a). se genera una recta con pendiente  $\frac{1}{2}$  para los flujos y cierres que muestran la misma característica. En el gráfico log-log se observa la representación de la

<sup>34</sup> (Escobar, 2013)

derivada cuando se tiene flujo lineal resaltando la pendiente continua que se forma en la curva de Gringarten como la de Bourdet.<sup>35</sup>

**Figura 1.26. Representación flujo lineal en un yacimiento.**



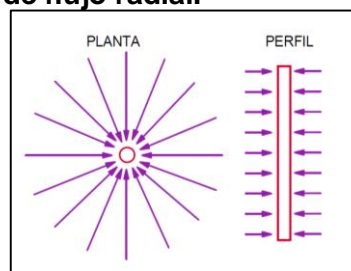
**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

#### 1.13.4.2. Flujo Radial

Es el caso normal y más importante en un yacimiento, se presenta en pozos verticales con zonas totalmente abiertas al flujo, es decir cuando un pozo se encuentra cañoneado en todo su espesor y este atraviesa toda la formación, figura 1.27.

Se puede presenciar solamente en los primeros tiempos de producción en la zona que está en contacto con los disparos. En la figura 1.29 (b) se muestra que la pendiente de la derivada será igual a cero tanto en flujos como en cierres cuando se tenga flujo radial, la tendencia de esta recta se debe tomar en cuenta en la evaluación para identificar dicho flujo.<sup>39</sup>

**Figura 1.27. Representación de flujo radial.**



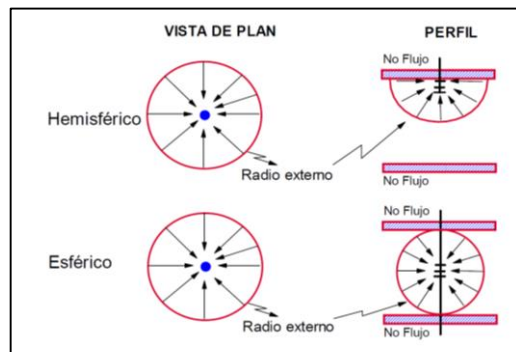
**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

#### 1.13.4.3. Flujo Esférico

Se presenta en yacimientos de espesor grande, al momento de que este fluye por una pequeña parte del espesor, ocasionando que las líneas de flujo vayan orientadas en todas las direcciones.

<sup>35</sup> (Schindler, 2006)

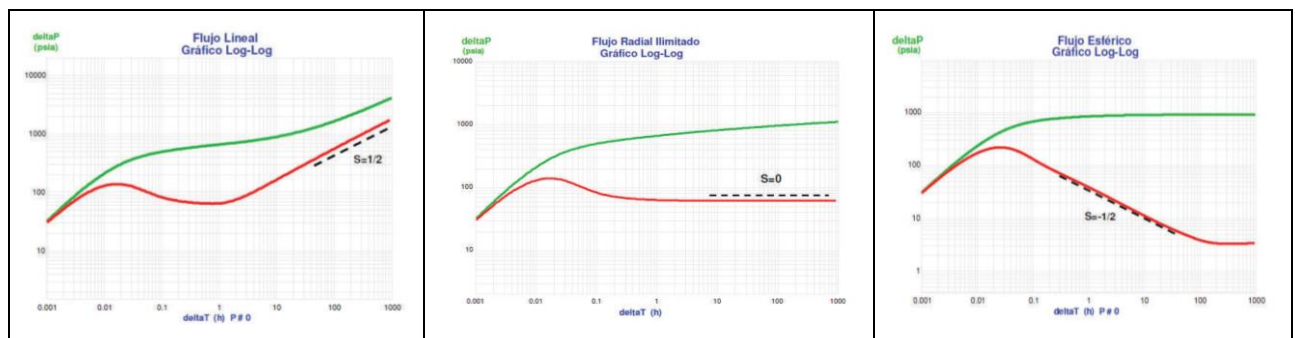
**Figura 1.28. Representación flujo esférico y hemisférico.**



**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

El flujo esférico también se presenta en pozos con penetración parcial e incluso puede mostrar flujo hemisférico, cuando cerca del pozo se encuentra una capa impermeable ya sea superior o inferior. En la figura 1.29 (c) se tiene un gráfico en escala logarítmica que indica una recta de pendiente  $-1/2$ . La tendencia de la línea como se observa en el gráfico puede presentarse tanto en flujos como en cierres.<sup>35</sup>

**Figura 1.29. Gráficas Log-log (a) flujo lineal (b) flujo radial (c) flujo esférico.**



**Fuente:** Curso de interpretación de pruebas de presión avanzado, Schindler Miguel, 2006

### 1.13.5. REGÍMENES DE FLUJO

Cuando existe algún cambio en la presión de un yacimiento este se debe analizar debido a que dependerá del lugar en el que se encuentre la alteración de dicha presión. Por lo que, si la presión alterada no ha excedido los límites exteriores, se dice que está en un periodo pseudoestable y cuando la alteración de presión se encuentra en todos los puntos del yacimiento se tiene un flujo estabilizado.

#### 1.13.5.1. Flujo Estable

En este tipo de flujo permanece constante la presión en cualquier punto del yacimiento y la tasa de flujo con respecto al tiempo. Puede existir esta situación cuando se mantiene la presión por medio de inyección de agua o acuíferos laterales.



### 1.13.5.2. *Flujo Pseudoestable*

En este flujo la tasa de producción permanece constante en el pozo, pero a través del yacimiento tanto la tasa como la presión, empieza a variar con respecto al tiempo. Existe un desvío del comportamiento de la presión en el caso de yacimiento infinito. Cuando se tiene una compresibilidad pequeña y constante, la tasa de disminución en la presión se vuelve constante en los límites de drenaje lo que constituye un periodo pseudoestable.

### 1.13.5.3. *Flujo Transitorio*

Este tipo se da cuando la tasa de cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier punto del yacimiento es diferente de cero y el cambio de presión no va a permanecer constante, lo que, al momento de aplicar la derivada al cambio de presión con respecto al tiempo, se identificara que se encuentra en función de la posición y del tiempo.<sup>36</sup>

## 1.13.6. ECUACIONES FUNDAMENTALES.

### 1.13.6.1. *Ecuación de la continuidad*

También se la conoce como la ecuación de conservación de la masa ya que se considera que la masa acumulada es igual a la masa que entra al sistema menos la que sale del mismo.

Para esto se empieza considerando una sección cilíndrica de roca de formación con radio  $r$ , extensión de yacimiento  $\Delta r$  y espesor  $h$ .

Al pasar la masa por la sección cilíndrica considerando la porosidad y el volumen de la sección:  $2\pi r h \Delta r$  se va modificando  $\Delta t$ , mientras el fluido avanza.

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} = \frac{1}{2} \frac{\partial\rho V r}{\partial r} \quad (1.8)$$

Cuando el fluido se mueve a través de la sección se considera  $r + \Delta r$  y para determinar el área se tiene  $2\pi(r + \Delta r)h$ . Dividiendo para  $2\pi r h \Delta r \Delta t$  y tomando los límites de  $\Delta r$  y  $\Delta t$  se tiene:

$$q = \frac{(\phi\rho 2\pi r h \Delta r)_{t+\Delta t} - (\phi\rho 2\pi r h \Delta r)_t}{\Delta t} \quad (1.9)$$

### 1.13.6.2. *Ecuación de estado*

La ecuación de estado para un líquido ligeramente compresible se presenta en la ecuación 1.8. que, al considerar flujo isotérmico, en la ecuación de compresibilidad isotérmica y tomando en cuenta que la densidad de los líquidos se encuentra solo en función de la

<sup>36</sup> (Valencia, Análisis moderno de pruebas de presión., 2008)

presión, podemos obtener la ecuación de estado separando variables e integrado con una densidad de base  $\rho_{sc}$  y una presión  $P_{sc}$ , dando como resultado la siguiente expresión:

$$\frac{\rho}{\rho_{sc}} = e^{c(P-P_{sc})} \quad (1.10)$$

### 1.13.6.3. Ecuación de Darcy

Con Darcy se determina que la velocidad con la que pasa un fluido a través de un medio poroso es directamente proporcional al gradiente de presión y a la permeabilidad de la roca e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$q_{sc} = -\frac{kA}{\mu\beta_o} \frac{dP}{dx} \quad (1.11)$$

Aplicación a elementos radiales:

Con un pozo vertical de radio  $r_w$  que atraviesa a una formación de espesor  $h$ , la geometría de flujo es radial, por lo tanto, el área de flujo es:

$$A = 2\pi r h \quad (1.12)$$

Aplicando Darcy para flujo radial incomprensible con el radio del pozo y radio de drenaje:

$$q = -\frac{2\pi k h}{\mu\beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_e - P_{wf}) \quad (1.13)$$

### 1.13.6.4. Ecuación de difusividad

Cuando empieza la producción, la presión cae drásticamente, los fluidos se expanden y se mueven hacia el área menor de la presión. A medida que el fluido se mueve crea un desbalance por la inercia y viscosidad del fluido hasta que dicha caída de presión sea disipada por todo el yacimiento. Este proceso físico se lo puede describir mediante la ecuación de difusividad.<sup>37</sup> Se considera un elemento en forma de anillo con radio  $r$  y espesor  $h$ . La variación de la rata producida por la expansión es:

$$\partial q = -\frac{2\pi r h \phi c}{\beta_o} \partial r \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.14)$$

a) Para flujo radial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,0002637 \lambda_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.15)$$

b) Para flujo multifásico:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,0002637 \lambda_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.16)$$

c) Para flujo lineal:

---

<sup>37</sup> (Escobar, 2013)

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.17)$$

*Solución para flujo estable.*

$$P - P_{wf} = 141,2 \frac{q \mu \beta}{kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} \right] [psi] \quad (1.18)$$

*Solución para flujo pseudoestable*

$$P_e - P_{wf} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} \right] [psi] \quad (1.19)$$

En lugar de  $P_e$  se acostumbra usar  $\bar{P}$  que es un valor que se puede obtener fácilmente de las pruebas de presión y que representa la presión promedio del yacimiento.

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right] [psi] \quad (1.20)$$

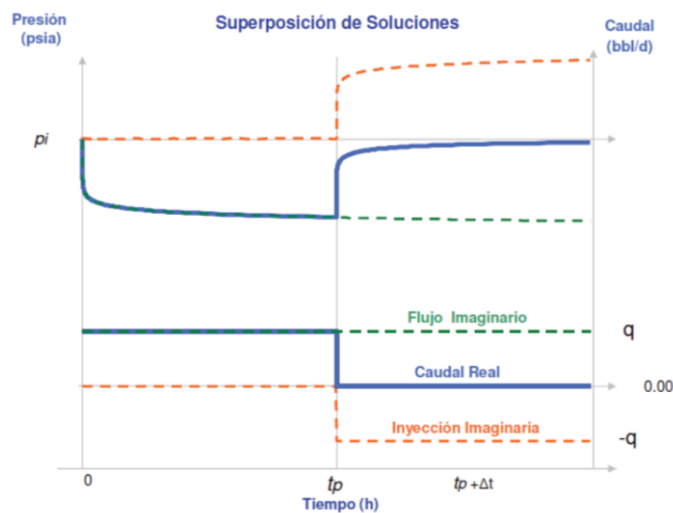
*Solución para flujo transitorio*

La solución exponencial cuando una variable  $x$  es pequeña:  $r = r_w$  y para flujo radial no perturbado por condiciones de borde se expresa de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6 q \mu}{kh} \left[ \log(t) + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,875 S \right] [psi] \quad (1.21)$$

Cuando existen fronteras de flujo, “la presión puede ser reproducida usando pozos imaginarios fluyendo a un mismo caudal y a una distancia dos veces mayor a la de la frontera”. Es útil hacer superposiciones con las presiones de fondo del pozo calculados a distinto caudal. En la figura se considera las superposiciones cuando se tiene diferentes soluciones respecto al tiempo y el caudal.<sup>38</sup>

**Figura 1.30. Superposición de soluciones.**



**Fuente:** Curso de interpretación de pruebas de presión avanzado, Schindler, 2006.

<sup>38</sup> (Escobar, 2013)

Con el principio de superposición se puede deducir el comportamiento de la presión durante un cierre, considerando el tiempo de producción  $t_p$ . Tomando en cuenta que  $\Delta t$  es el tiempo transcurrido desde el instante en que comienza el cierre.

- El pozo continúa produciendo imaginariamente aun después de producido el cierre.

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6 q\mu}{kh} \left[ \log(t_p + \Delta t) + \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3,23 + 0,875S \right] [psi] \quad (1.22)$$

- Se produce una inyección imaginaria de caudal  $-q$ , a partir del momento de cierre.

$$P_{wf} = P_i + \frac{162,6 q\mu\beta_o}{kh} \left[ \log(\Delta t) + \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3,23 + 0,875S \right] [psi] \quad (1.23)$$

Para llegar a la solución de restauración se suman ambos casos:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162,6 q\mu\beta_o}{kh} \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] [psi] \quad (1.24)$$

Esta solución se la aplica para tiempo grandes e integral exponencial  $E_i(x)$ . También se nota que el daño es independiente de la presión de cierre.<sup>39</sup>

#### 1.13.6.5. Radio de investigación

Permite estimar el radio de investigación para flujo radial, considerando un yacimiento circular de radio  $r_e$ , luego de un tiempo de producción el yacimiento pasar a estado pseudoestable por medio de la siguiente ecuación:

$$r_e = 0,046 \sqrt{\frac{kt}{\mu\phi C_t}} [ft] \quad (1.25)$$

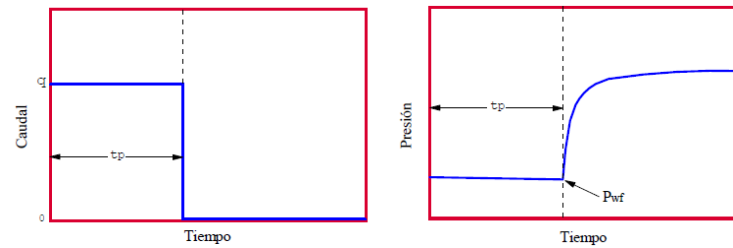
#### 1.13.7. PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy popular usada en la industria petrolera por varias razones, algunas de estas son: (a) no requiere una supervisión muy detallada, (b) se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión. Sin embargo, la declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o la presión inicial de yacimiento mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace.<sup>40</sup>

<sup>39</sup> (Schindler, 2006)

<sup>40</sup> (Escobar, 2013)

**Figura 1.31. representación de una prueba de restauración.**



**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

La figura 1.31. muestra un gráfico de una prueba de restauración de presión ideal. En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la rata se ha alcanzado.

Para correr una prueba de restauración de presión, el pozo produce a una rata constante por un periodo de tiempo  $t_p$ . Se baja un registrador de presión al pozo inmediatamente antes de cerrarlo.  $t_p$  no debe ser muy pequeño para no tener problemas con el radio de investigación.<sup>45</sup>

#### 1.13.7.1. Principio de Superposición

Supóngase que después de que el pozo ha producido a una rata constante durante un tiempo  $t_p$ , se decide cerrar para obtener una prueba de restauración de presión.

Intuitivamente se espera movimiento de fluidos en el yacimiento después de cerrar el pozo, pero en superficie  $q = 0$ .

Ecuación con variables adimensionales:

$$P_D(\Delta t)_p = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (1.26)$$

Se convierte en el ecuación de horner

$$P_{ws} = P_i - \frac{162,6 q \mu \beta_o}{kh} \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] [psi] \quad (1.27)$$

Como resultado de la aplicación del principio de superposición es que el factor de daño,  $s$ , no afecta. Eso significa que la pendiente del gráfico de Horner no está afectada por el daño. Sin embargo, el factor de daño altera la forma de la curva de restauración de presión, como se indica en la figura 1.32. Esta desviación se debe también al almacenamiento o a los daños negativos de los pozos fracturados.

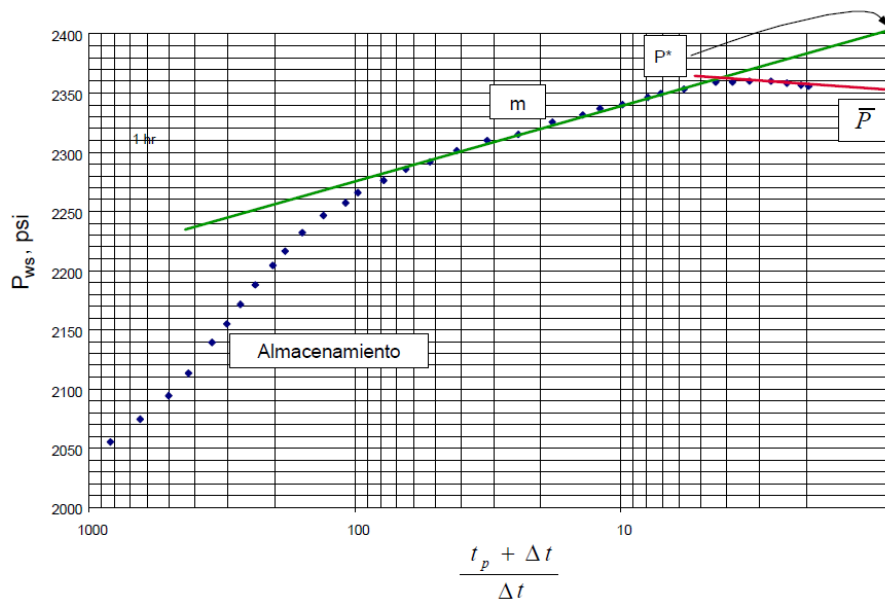
### 1.13.7.2. Método de Horner

El gráfico de Horner generalmente no se prefiere, porque requiere más trabajo que MDH a menos que  $t_p < t_{pss}$ . Este método se usa preferiblemente en pozos nuevos porque tenemos  $P_i$ . Si  $t_p$  es por lo menos el doble del tamaño de  $t_{pss}$  se justifica graficar usando  $t_{pss}$  en vez de  $t_p$  en sistemas finitos, ya que el gráfico Horner, al contrario de MDH, tiende a prolongar la recta semilog. Graficar Horner con  $t_{pss}$  en vez de  $t_p$  tiene significado para minimizar errores en la estimación de la presión promedio.<sup>41</sup> De la pendiente del gráfico Horner se obtiene el producto  $kh$ :

$$m = \frac{162,6 q u \beta}{k h} \quad (1.28)$$

$$s = 1,1513 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,2275 \right] \quad (1.29)$$

Figura 1.32. Comportamiento de la presión- Gráfico de Horner.



Fuente: Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

### 1.13.7.3. Método de MDH (Miller-Dyes-Hutchinson)

Este se basa en la asunción de que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. MDH se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre.<sup>41</sup> El gráfico de Horner puede simplificarse si  $\Delta t \ll t_p$ , luego:

<sup>41</sup> (Escobar, 2013)

$$P_{ws} = P^* - m \log t_p + m \log \Delta t \quad (1.30)$$

Si  $P^* - m \log t_p = cte = \text{intercepto}$ , entonces:

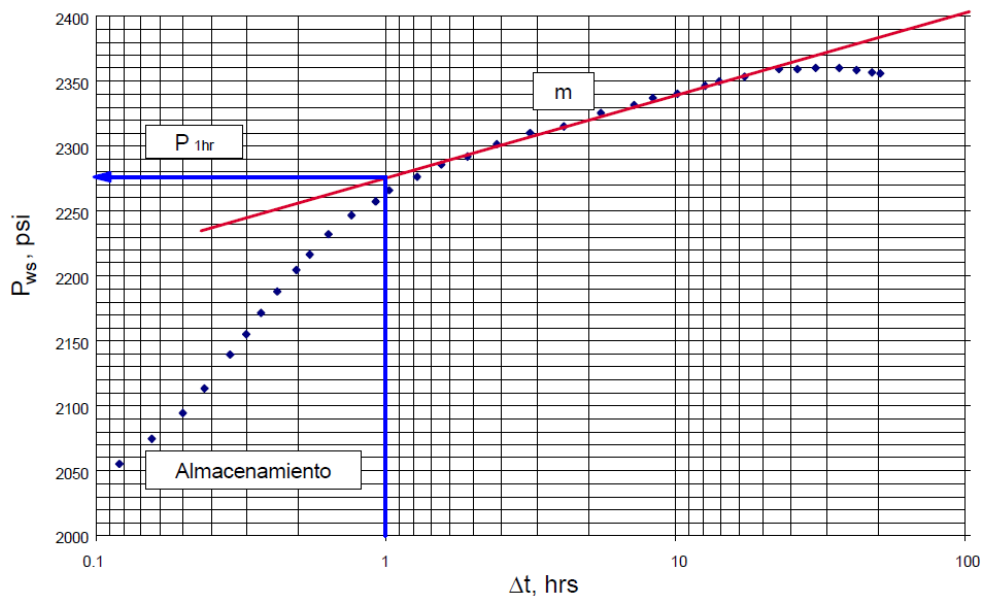
$$P_{ws} = P_{1hr} + \frac{162,6 q \mu \beta}{k h} \log \Delta t \quad (1.31)$$

$$m = \frac{162,6 q u \beta}{k h} \quad (1.32)$$

S, se calcula con la ecuación para yacimiento infinito.

$$s = 1,1513 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,2275 \right] \quad (1.33)$$

**Figura 1.33. Comportamiento de la presión- Gráfico MDH.**



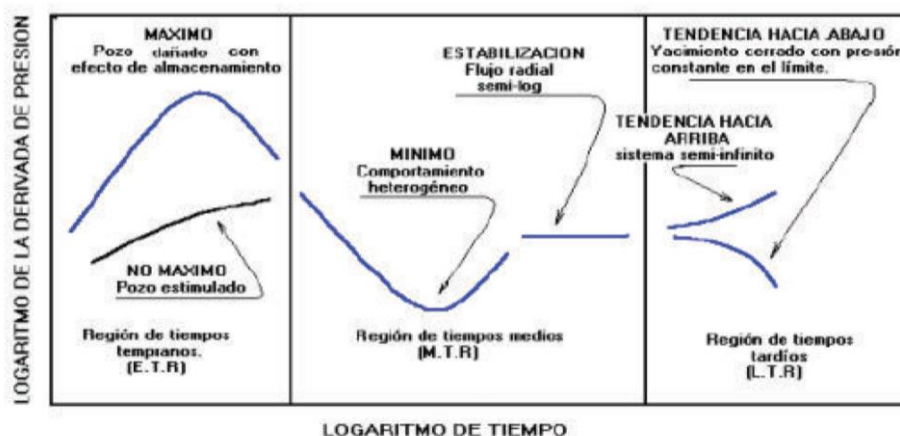
**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

#### 1.13.7.4. Método derivada de Bourdet

Este algoritmo de diferenciación reproduce la curva tipo de la prueba sobre el intervalo completo de tiempo. Este usa un punto antes y un punto después del punto de interés,  $i$ , calcula la correspondiente derivada, y ubica su media ponderada para el punto considerado.<sup>42</sup>

<sup>42</sup> (Escobar, 2013)

Figura 1.34. Curva de diagnóstico de las formas características de la deriva de presión en un modelo de interpretación.



**Fuente:** Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

Al utilizar “la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural de alguna función del tiempo” por medio de un gráfico log-log, se podrá encontrar de mejor manera el modelo. Este tipo de gráfica como se observa en la figura 1.34. produce una curva en la cual podemos denotar lo siguiente:

- El máximo (tiempos tempranos): se representa el efecto de almacenamiento y daño.
- La estabilización: indica el IARF y es una línea recta en el gráfico de Horner o MDH.
- El mínimo: representa el comportamiento heterogéneo.
- La tendencia ascendente o descendente: corresponde al final de los datos de la prueba e indica los efectos de límites.<sup>43</sup>

#### 1.13.7.5. La derivada de Bourdet y otros regímenes de flujo.

No vamos a describir exhaustivamente la lista de regímenes de flujo que pueden identificarse con éxito utilizando la derivada de Bourdet.<sup>44</sup> La tabla 1.14. muestra una lista de los regímenes de flujo más utilizados en PTA:

**Tabla 1.14. Modelos de regímenes de flujo más utilizados en PTA.**

Modelo	Regimen	$\Delta P$ Pendiente	$\Delta P'$ Pendiente
Almacenamiento	Almacenamiento	1	1
Fractura	Lineal	0,5	0,5
Fractura	Bilineal	0,25	0,25
Entrada limitada	Esférico	-	-0,5
Homogeneo	IARF	-	0
Canales	Lineal	0,5	0,5
Cerrado	PSS	1	1

**Fuente:** Dynamic date analysis, Kappa workstation, 2015.

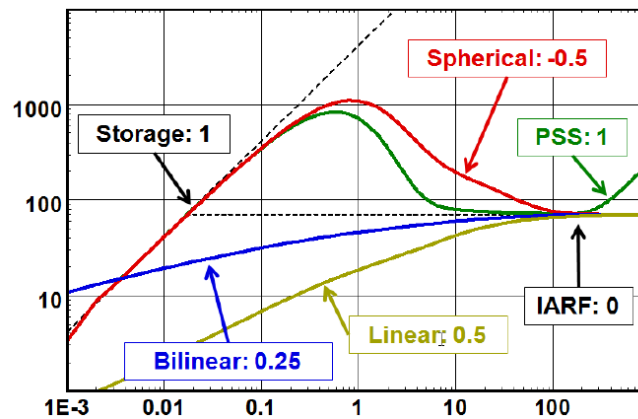
<sup>43</sup> (Valencia, Fundamentos de pruebas de presión, 2011)

<sup>44</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)



La figura 1.35. muestra un Gráfico log-log de algunos de estos regímenes de flujo:

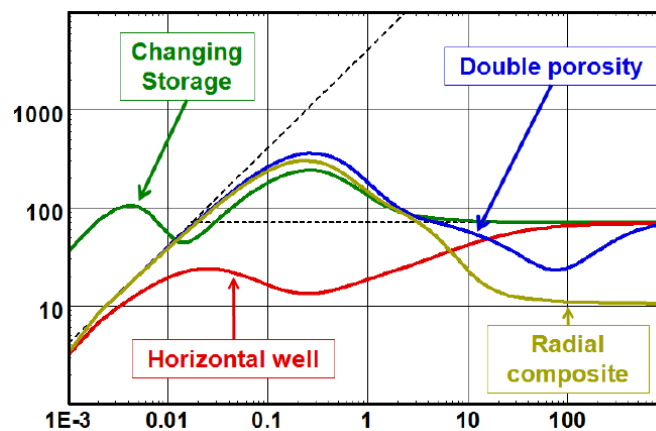
**Figura 1.35. La deriva de Bourdet y varios regímenes de flujo.**



**Fuente:** Dynamic date analysis, Kappa workstation, 2015.

El uso de la derivada de Bourdet no se detiene con los regímenes de flujo. La derivada de Bourdet puede mostrar numerosos comportamientos de pozos, reservorios y límites. De nuevo, el gráfico log-log muestra algunos comportamientos típicos detectados a partir de la observación de la derivada de Bourdet.

**Figura 1.36. La derivada de Bourdet y modelos de pozos.**



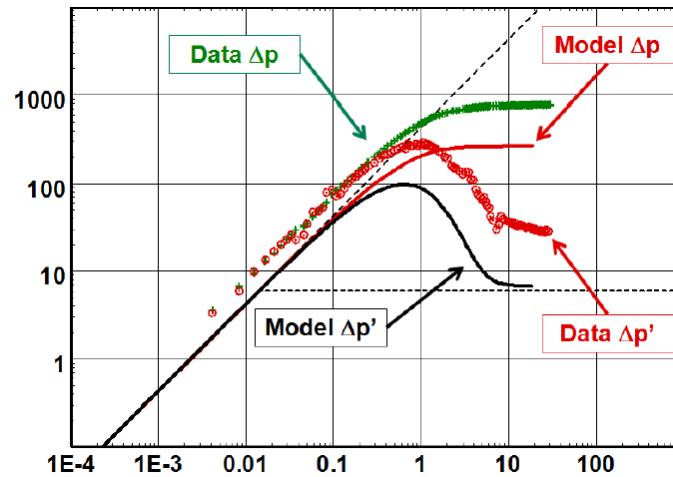
**Fuente:** Dynamic date analysis, Kappa workstation, 2015.

#### 1.13.7.6. Modelado.

Los datos medidos son empatados a una respuesta completa del modelo seleccionado a partir de los regímenes de flujo identificados, incluyendo modelos de pozos y límites adecuados además del historial real de producción, figura 1.38.<sup>45</sup>

<sup>45</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)

Figura 1.37. Modelo de ajuste derivada de Bourdet.



Fuente: Dynamic data analysis, Kappa workstation, 2015.

Figura 1.38. Resumen de reacciones de modelos de pozos - yacimientos.

MODELO	YACIMIENTO HOMOGENEO			YACIMIENTO CON DOBLE POROSIDAD	
	SISTEMAS INFINITOS	SISTEMAS CERRADOS	POZOS FRACTURADOS	ESTADO PSEUDOESTABLE	TRANSITORIO
GRAFICO LOG-LOG $\log P_D$					
GRAFICO SEMILOG $P_D$					
GRAFICO DE LA DERIVADA $\log t_D/C_D \cdot P_D'$					
$m =$ Pendiente semilog. Representa flujo radial infinito	— Infinito - - Barrera de no flujo - - - Presión constante	Hay un factor de 2 en separación entre $P_D$ y $P_D'$ para fracturas de conductividad infinita. El factor es 4 para fracturas de -conductividad finita	..... Conduct. Infinita — Flujo uniforme - - Conduc. finita (flujo bilineal)	— Se desarrollan 2 líneas paralelas - - - La transición inicia antes que termine los efectos de WBS	F = FISURA T = SISTEMA TOTAL

Fuente: Fuente: Análisis moderno de Pruebas de pozos, Escobar Freddy.

## 1.14. ANÁLISIS DEL TRANSIENTE DE PRODUCCIÓN (RTA)

### 1.14.1. INTRODUCCIÓN

El análisis de curvas de declinación es uno de los métodos más usados para predecir la producción futura de un campo de petróleo o de gas, desde que Arps formalizó la técnica en 1945. Esta técnica tiene pocos fundamentos teóricos pero la simplicidad y el éxito en sus predicciones son responsables de su uso y aceptación general.

El análisis de curvas de declinación sólo puede ser aplicado mientras las condiciones mecánicas y el drenaje permanezcan constantes en un pozo y que este produzca a su capacidad total. Estas limitaciones conducen a un uso indebido de esta técnica; sin embargo, Fetkovich con la combinación de muchas aproximaciones muestra algunos ejemplos de curvas de declinación en donde cambian tanto la presión como el drenaje en el pozo.

Blasingame encontró que las técnicas de análisis en la declinación de producción de Arps y Fetkovich son limitadas, porque no tienen en cuenta variaciones de presión de fondo fluyente en el régimen transitorio y sólo se tienen en cuenta empíricamente durante el flujo dominado por límites. Blasingame introdujo dos curvas tipo adicionales que se trazan simultáneamente con la curva tipo de la tasa normalizada. El análisis de estas curvas tipo ayuda en la obtención de un modelo de daño.

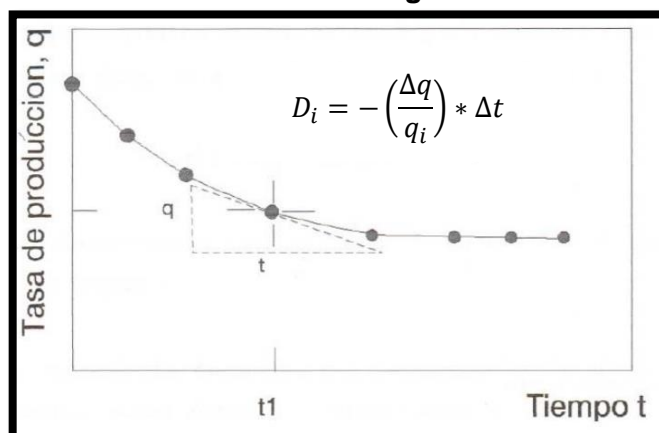
#### 1.14.2. FUNDAMENTO MATEMÁTICO

Los diferentes métodos de análisis de curvas de declinación están basados en que la tasa de declinación varía. Entonces la tasa de declinación puede definirse como el cambio fraccional de la producción en el tiempo:

$$D = -\frac{\left(\frac{\Delta q}{q}\right)}{\Delta t} \quad (1.34)$$

Consecuentemente, la tasa de declinación en cualquier tiempo particular, puede determinarse gráficamente calculando la pendiente de la gráfica de la producción contra tiempo, en el punto de interés, y dividiendo por la producción en ese tiempo particular. Para que la tasa de declinación sea constante, la pendiente debe declinar a la misma tasa que lo hace la producción ( $q$ ), figura 1.39.<sup>46</sup>

**Figura 1.39. Definición de tasa de declinación-gráfico lineal.**



**Fuente:** Metodología para la predicción de curvas de declinación de pozos.

<sup>46</sup> (Carcamo E., Polo E., 2007)

La expresión (1.34) puede reescribirse de la siguiente forma:

$$D = -\Delta \ln q / \Delta t \quad (1.35)$$

Entonces, la pendiente de la gráfica del logaritmo natural de la producción contra el tiempo es la tasa de declinación  $D$ . El logaritmo natural es 2.3 veces el logaritmo en base 10 (log), luego la ecuación (1.35.) se convierte en:

$$D = \frac{-2,3 \Delta \text{Log} (q)}{\Delta t} \quad (1.36)$$

Los tres métodos de declinación descritos se derivan de la ecuación diferencial para la tasa de declinación normalizada  $D$  :

$$D = \frac{-\frac{dq}{dt}}{\Delta t} = Kq^n \quad (1.37)$$

Donde  $K$  es una constante de proporcionalidad; en las siguientes tres ecuaciones de declinación,  $D_i$  = tasa declinación inicial.<sup>47</sup>

### 1.14.3. CURVAS TIPO DE ARPS

#### ➤ Ecuaciones de Arps

En la tabla 1.15. se resumen las ecuaciones de Arps para los diferentes tipos de declinación y valores del factor  $b$ .

**Tabla 1.15. Cuadro resumen de las ecuaciones método de Arps.**

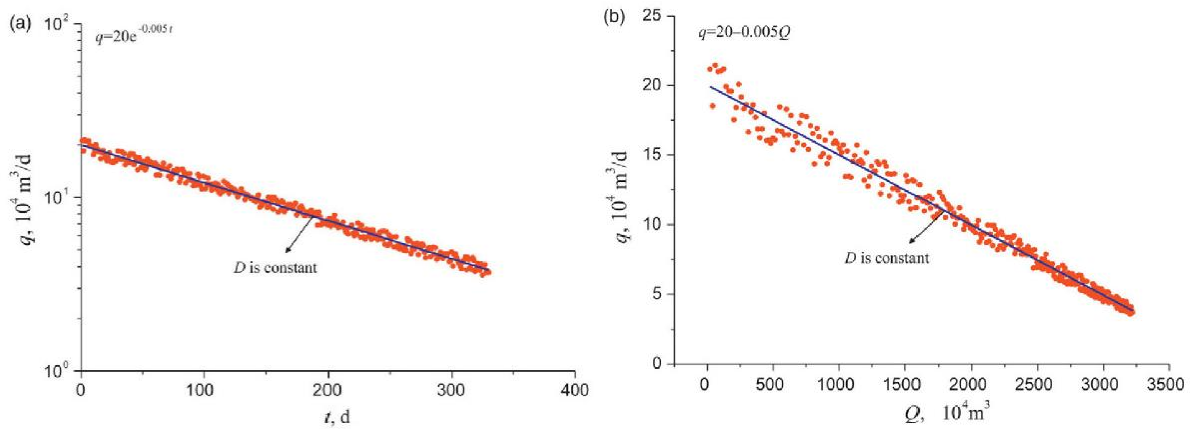
Características Básicas	Tipo de Declinación	Tasa-Tiempo	Tasa-Producción Acumulada	$D_i t$
$b = 0$	Exponencial	$q = q_i e^{-D_i t}$	$Q = \frac{(q_i - q)}{D_i}$	$D_i t = \ln(q_i/q)$
$0 < b < 1$	Hiperbólica	$q = q_i (1 + b D_i t)^{-1/b}$	$Q = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[ 1 - \left( \frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right]$	$D_i t = \frac{(q_i/q)^b - 1}{b}$
$b = 1$	Armónica	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$	$Q = \frac{q_i \ln(q_i/q)}{D_i}$	$D_i t = (q_i/q) - 1$

**Fuente:** Fundamentals of advanced production decline analysis, 2015.

Como se muestra en las figuras 1.40,41,42. los datos de producción y tiempo son usados para el ajuste y se puede obtener cualquiera de las tres curvas descritas anteriormente, pero la diferencia entre las tres ocurrirá en la predicción acumulada de la tendencia de producción. Por lo tanto, cuando se usa el método de Arps para realizar un análisis, el tiempo de producción debe ser lo suficientemente largo.

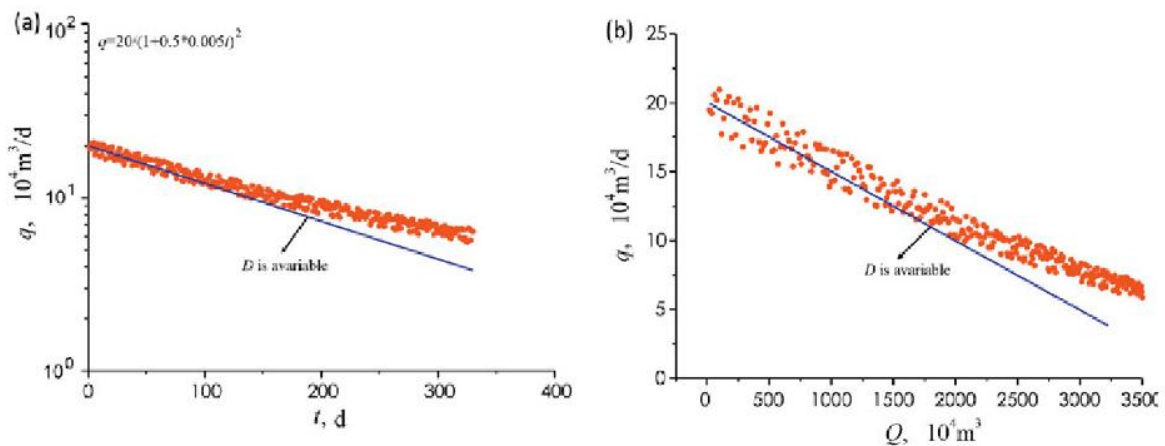
<sup>47</sup> (Carcamo E., Polo E., 2007)

**Figura 1.40. Declinación Exponencial. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada.**

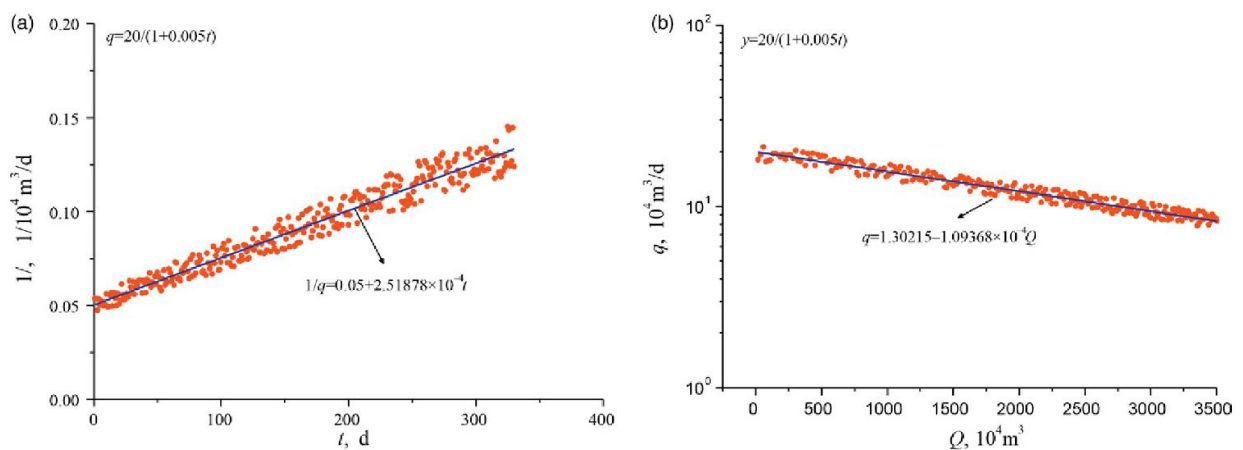


Fuente: Advanced production decline analysis and applications, 2015

**Figura 1.41. Declinación Hiperbólica. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada.**



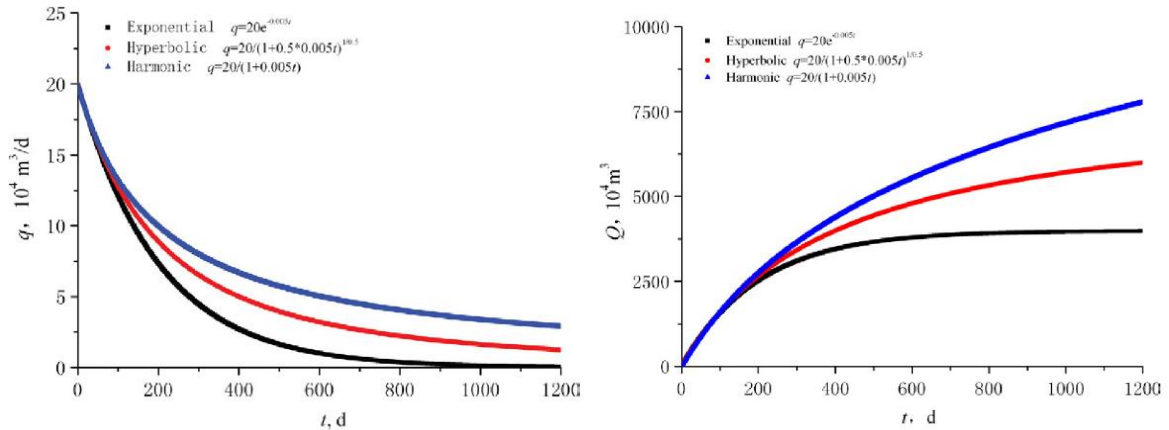
**Figura 1.42. Declinación Armónica. (a) Curva de Tasa-Tiempo (b) Curva de Tasa-Producción acumulada.**



Fuente: Advanced production decline analysis and applications, 2015.

Dado los mismos parámetros, las tendencias de tres curvas de declinación se muestran en la figura 1.43. Se observa que el descenso exponencial es el más rápido, pero la producción acumulada prevista es la más baja; La disminución armónica es más lenta, pero la producción acumulada es la más alta; Mientras que la declinación hiperbólica se encuentra entre las dos anteriores.<sup>48</sup>

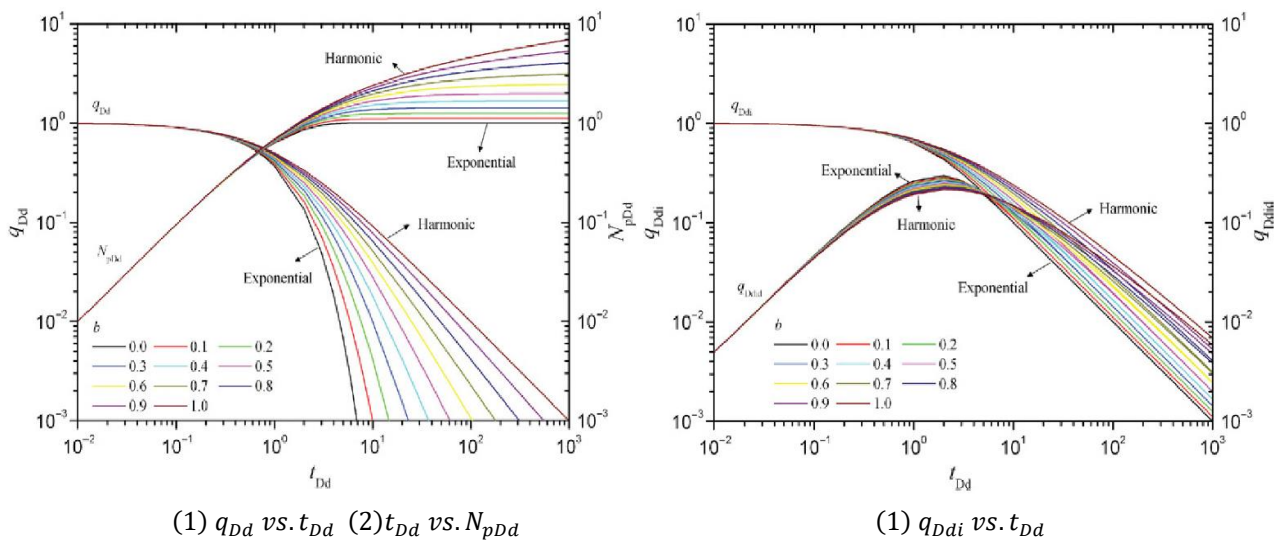
**Figura 1.43. Curvas tipo de Arps.**



**Fuente:** Advanced production decline analysis and applications, 2015

Si se grafican las curvas de la derivada de presión y producción de un pozo con datos medidos y además se superponen la curva de tasas adimensionales y la curva acumulada de producción adimensional, se puede obtener la curva tipo de Arps, como se muestra en la figura 1.44.

**Figura 1.44. Curvas tipo de Arps-Variables adimensionales.**



(1)  $q_{Dd}$  vs.  $t_{Dd}$  (2)  $t_{Dd}$  vs.  $N_{pDd}$

(1)  $q_{Ddi}$  vs.  $t_{Dd}$

**Fuente:** Advanced production decline analysis and applications, 2015

<sup>48</sup> (Sun, 2015)

#### 1.14.4. CURVAS TIPO DE FETKOVICH

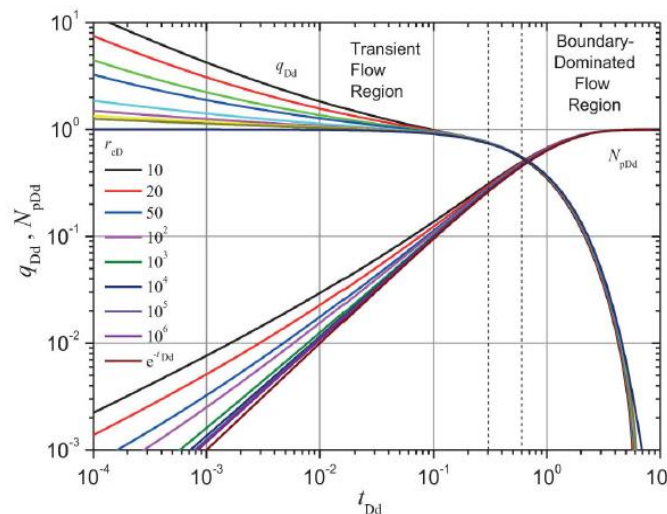
Las curvas tipo de Arps sólo podían utilizarse para analizar datos del periodo de flujo dominado por límites. Fetkovich introdujo el análisis de curvas tipo log-log para el análisis de producción tanto para el periodo de flujo transitorio como para el periodo de flujo dominado por límites.

El flujo dominado por límites en la producción a una presión constante es similar al flujo pseudo-continuo para una tasa constante. El análisis de Fetkovich pretendía ser una forma rápida de estimar el comportamiento de un pozo cuando está produciendo a una presión de fondo fluyente constante, que es lo que usualmente se suele hacer en el análisis de pruebas de pozos. A partir de las curvas tipo de Fetkovich, se puede pronosticar el comportamiento futuro y la recuperación final.

$$N_p = \frac{Ah\phi C_t}{\beta} (P_i - \bar{P}) \quad (1.38)$$

$$t_c = \frac{N_p}{q} \quad (1.39)$$

**Figura 1.45. Curvas tipo de Fetkovich-Tasa de flujo adimensional y la declinación acumulada adimensional.**



$q_{Dd}$  y  $N_{pDd}$  vs.  $t_{Dd}$ .

**Fuente:** Advanced production decline analysis and applications, 2015

La relación entre la declinación adimensional acumulada  $N_{pDd}$ , tasa de flujo adimensional  $q_{Dd}$  y el tiempo adimensional  $t_{Dd}$  muestran que el periodo de flujo transitorio termina alrededor de  $t_{Dd} = 0,6$  y que el flujo dominado por límites comienza para ambas curvas.

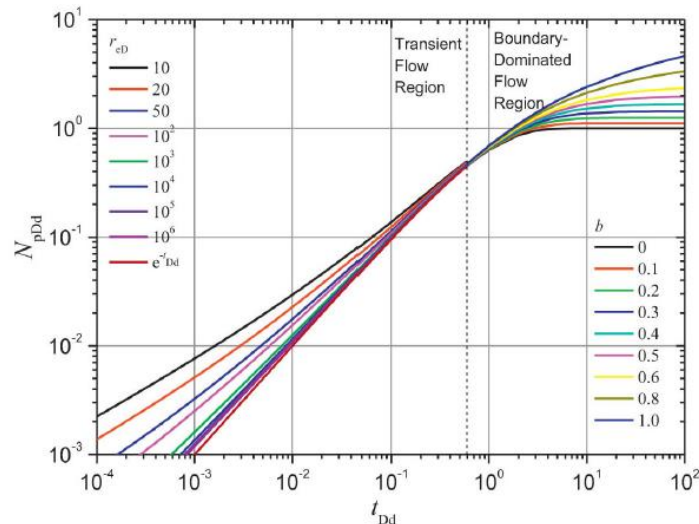
$$t_{Dd} = \frac{t_{cD}}{\frac{1}{2}(r_{eD}^2 - 1)(\ln r_{eD} - \frac{1}{2})} \quad (1.40)$$

### 1.14.5. CURVAS FETKOVICH-ARPS

Al combinar las curvas de declinación adimensional y las ecuaciones de declinación de Arps, se obtiene una nueva curva de declinación de tasas adimensional, llamada curva de producción de Fetkovich-Arps. Como se muestra en la figura 1.47, la curva de declinación de tasas de Fetkovich-Arps, en la parte izquierda de este gráfico cuando  $t_{Dd} < 0,3$  se representa el periodo de flujo transitorio temprano y medio, que es afectado principalmente por el radio de drenaje adimensional del reservorio  $r_{eD}$ , la curva de declinación de tasas se desplaza hacia abajo con el aumento de  $r_{eD}$  y hacia las derecha cuando  $t_{Dd} > 0,3$  que representa el límite dominado por flujo, estas curvas están controladas por el exponente de declinación de Arps,  $b$ . La curva se desplaza hacia la derecha cuando  $b$  aumenta generalmente.

La figura 1.46. muestra la curva de producción acumulada adimensional, que es el resultado de la integración de la curva de declinación de tasas adimensional. La figura 1.46. muestra el resultado de la declinación de tasas adimensional y la producción acumulada adimensional. Dados los datos de producción como la relación entre el caudal  $q(t)$  o la producción acumulada  $N_p$  y el tiempo de producción, las características del yacimiento y el comportamiento del pozo pueden ser evaluados a través del ajuste de curvas.

**Figura 1.46. Curvas tipo de Fetkovich-Arps, declinación acumulada de la producción adimensional.**



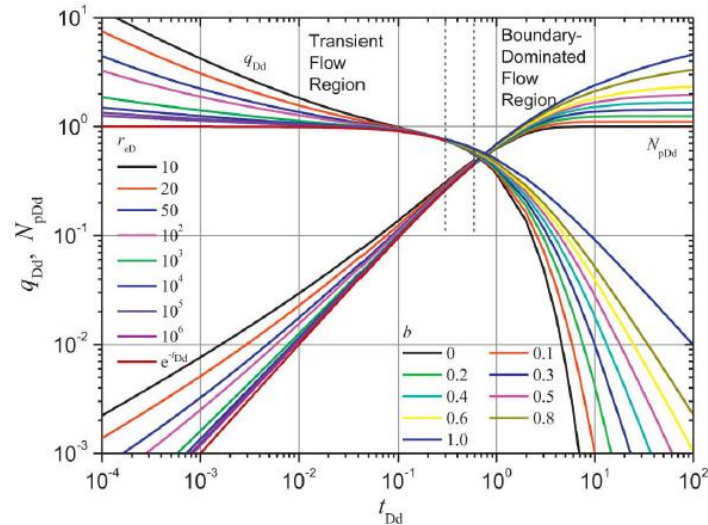
**Fuente:** Advanced production decline analysis and applications, 2015.

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2K/\phi\mu C_t}{(r_{eD}^2 - 1) \left( \ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right)} \left( \frac{t_{ca}}{t_{caDd}} \right)_M} \quad (1.41)$$

$$r_e = r_{wa} * r_{eD} \quad (1.42)$$



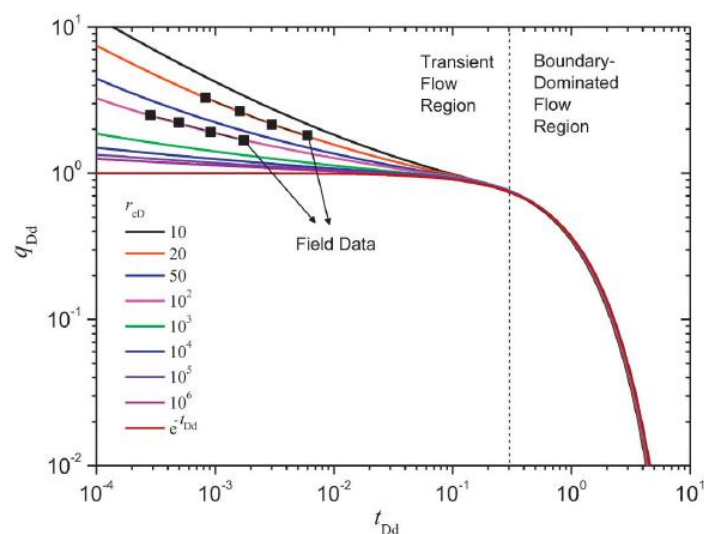
**Figura 1.47. Curvas tipo de Fetkovich-Arps, Declinación de la tasa de flujo adimensional y La declinación acumulada de la producción adimensional.**



#### **Análisis de curvas de declinación de Fetkovich-Arps**

El ajuste de curvas de Fetkovich-Arps se muestra en la figura 1.48. donde el área de drenaje del yacimiento podría determinarse siempre que se haya obtenido el valor  $r_{eD}$  y se haya logrado el empate de datos en el periodo de flujo transitorio hasta que se convierte en el periodo de flujo dominado por límites. Como resultado, el método de análisis de depletación de Fetkovich-Arps es adecuado bajo la condición de producción con una presión de fondo fluyente constante, y las curvas tipo no podría ser utilizada hasta que alcance el periodo de flujo dominado por los límites.<sup>49</sup> El área de drenaje del pozo podría ser determinada por el punto de empate de  $r_{eD}$ .

**Figura 1.48. Análisis de curvas de declinación de Fetkovich-Arps.**



**Fuente:** Advanced production decline analysis and applications, 2015

<sup>49</sup> (Sun, 2015)

### 1.14.6. CURVAS TIPO DE BLASINGAME

Las técnicas de análisis de Arps y Fetkovich son limitadas debido a que no tienen en cuenta variaciones de la presión fondo fluyente en el régimen transitorio y sólo tienen en cuenta empíricamente estas variaciones durante el flujo dominado por límites. Además, no se consideran otras propiedades que varían como: presión, volumen y temperatura.<sup>49</sup>

El método utiliza una función de superposición en tiempo requiere un diferencial de producción para el ajuste de curva. Cuando las curvas tipo se trazan utilizando la función de superposición en tiempo de Blasingame, el diferencial exponencial analítico de la curva tipo de Fetkovich se convierte en armónico. Además, el flujo dominado por límites con tasas y presiones decrecientes tiene una depletación pseudo-estacionaria a una tasa constante, siempre que la tasa y la presión disminuyan monótonamente. Las mejoras de Blasingame son la introducción de dos curvas tipo adicionales que se trazan simultáneamente con la curva tipo de tasa normalizada. Estas curvas tipo de la "integral de tasas" y "derivada integral de tasas" ayudan en la obtención de un ajuste único.

$$N_{pD} = \int_0^{t_D} q_D(\tau) d\tau \quad (1.43)$$

$$q_{Ddi} = -t_{Dd} \frac{d(N_{pDd}/t_{Dd})}{dt_{Dd}} \quad (1.44)$$

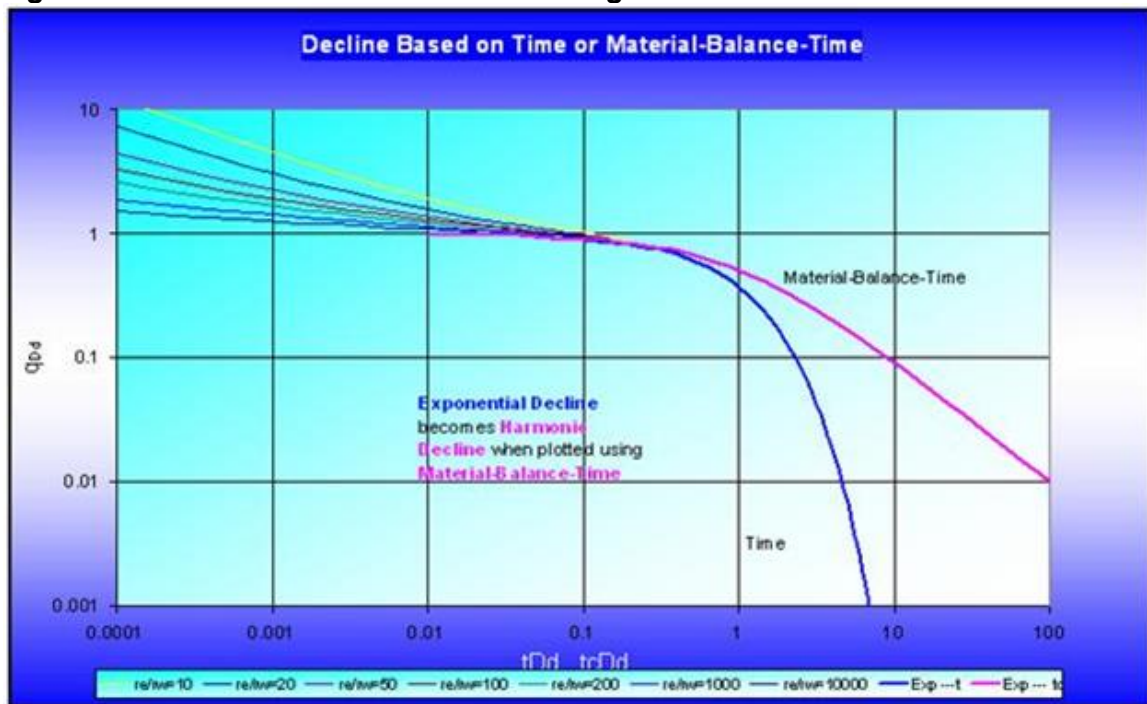
$$q_{Ddi} = \frac{N_{pDp}}{t_{Dd}} = \frac{1}{t_{Dd}} \int_0^{t_{Dd}} q_{Da}(\tau) d\tau \quad (1.45)$$

$$q_{Dd} = \frac{\mu\beta}{2\pi K h \Delta P_p} \left( \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \quad (1.46)$$

#### ***Blasingame en RTA***

Fetkovich creía que el exponente "b" podía variar entre [0,1] y que era correlacionable con las propiedades del fluido. El desarrollo posterior de Blasingame fue explicar las presiones variables en el flujo de un pozo definiendo una función de superposición en tiempo, que denominaron tiempo de balance de material.

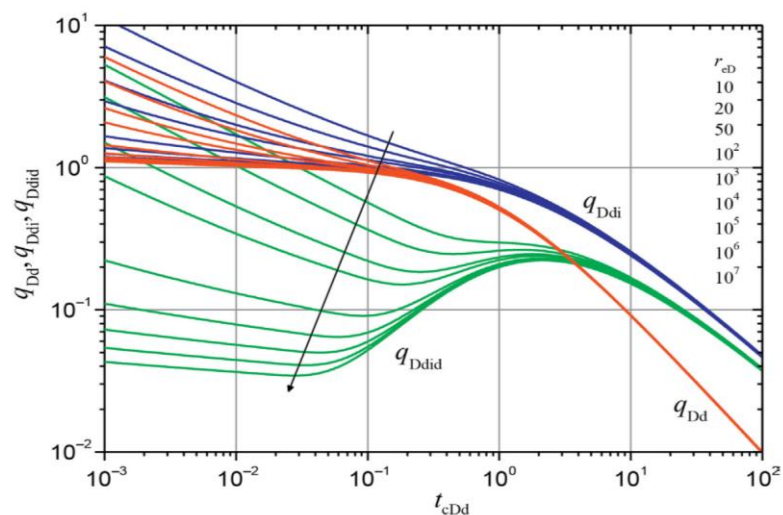
Figura 1.49. Curva de declinación de Blasingame.



Fuente: Advanced production decline analysis and applications, 2015

Si el tiempo de balance de materiales se utiliza en lugar del tiempo real de producción, lo que antes era una declinación exponencial seguiría una declinación armónica y ayudan a suavizar el carácter ruidoso de datos de producción.<sup>50</sup>

Figura 1.50. Modelo de datos curva tipo de Blasingame.



Fuente: Dynamic data analysis, Kappa workstation, 2015.

<sup>50</sup> (Sun, 2015)

Se pueden obtener los siguientes parámetros del yacimiento si se conocen el espesor del yacimiento<sup>51</sup>, mediante las ecuaciones 1.47, 1.48:

- Permeabilidad
- Daño
- Petróleo o gas original in-situ.

$$K = \frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_M}{(q_{Da})_M} * \frac{\mu\beta}{2\pi h} * \left(\ln r_{eD} - \frac{1}{2}\right) \quad (1.47)$$

$$S = \ln \frac{r_w}{r_{wa}} \quad (1.48)$$

### 1.15. RELACIÓN ENTRE PTA Y RTA

Los métodos RTA y PTA comparten las mismas suposiciones en términos del uso de la ecuación de difusión y condiciones de límites. La mayoría de los modelos analíticos y numéricos desarrollados en PTA pueden ser utilizados en RTA con ajustes menores, como la capacidad de usar las presiones como entrada para simular las tasas con superposición.

El RTA moderno y la PTA comparten un camino similar. Después de cargar, sincronizar y extraer datos, primero se intenta ejecutar un diagnóstico utilizando gráficos de curvas tipo. Se ejecuta un modelo analítico o numérico y un proceso de optimización que ajusta los parámetros para minimizar la diferencia entre la respuesta del modelo simulado y los datos observados.

**Tabla 1.16. Comparación de métodos de análisis, PTA y RTA.**

	PTA Q Constante	RTA Q Variable
<b>Base teórica</b>	Ecuaciones iguales y superposición, modelos analíticos y numéricos iguales	
<b>Rango de tiempo</b>	Horas, días	Semanas, meses, años
<b>Periodos de interés</b>	Principalmente en cierres de pozo	Fases de producción
<b>Datos requeridos</b>	Pruebas de pozo Pruebas de formación Medidas permanentes	Producción diaria Presión de superficie Medidas permanentes
<b>Áreas del reservorio</b>	Volumen de investigación	Área de drenaje del pozo
<b>Régimen de flujo principal</b>	Flujo radial de acción infinita (IARF)	Estado pseudocontinuo (PSS)
<b>Resultados principales</b>	kh y daño	kh y daño

**Fuente:** Dynamic data analysis, Kappa workstation, 2015.

<sup>51</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)

## CAPÍTULO II

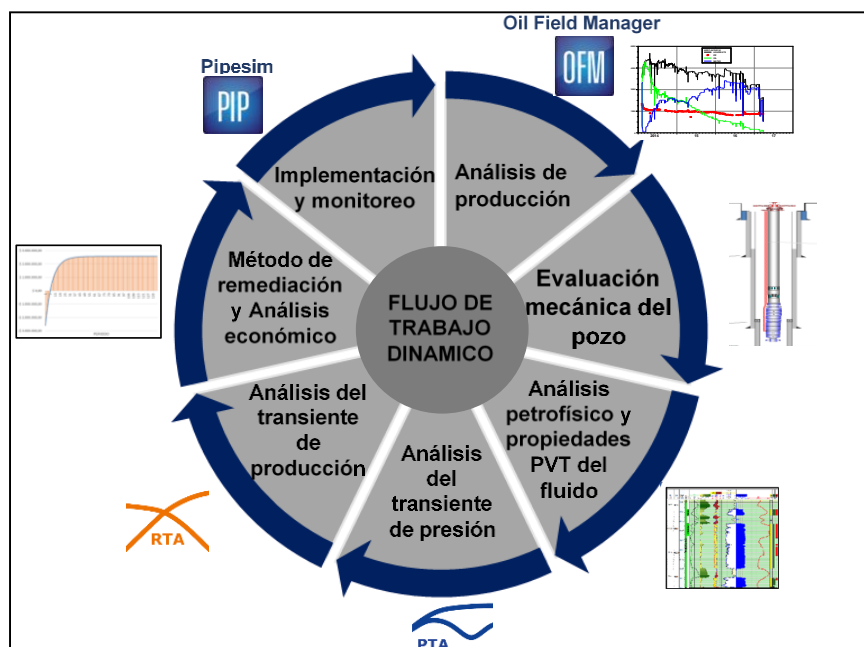
### 2. METODOLOGÍA DE TRABAJO

La determinación del daño de formación en pozos productores de petróleo utiliza un análisis avanzado de producción que empieza con una evaluación de la producción mediante el software Oil Field Manager (OFM) que permite visualizar, evaluar y monitorear el rendimiento de datos de producción.<sup>52</sup> Estas acciones son útiles para formular hipótesis sobre la existencia de daño y establecer criterios técnicos durante la toma de decisiones en intervenciones de pozos, figura 2.1.

Una evaluación mecánica del pozo (integridad del casing, tubing, cemento y completación) permite descartar problemas comunes mediante registros eléctricos de corrosión y cemento. La evaluación de los parámetros del equipo electrosumergible permite observar el funcionamiento eficiente del levantamiento.

Un análisis petrofísico de laboratorio determina las propiedades petrofísicas del yacimiento, identifica y cuantifica todos los minerales cristalinos de una muestra; especialmente arcillas que son más sensibles a interactuar con fluidos.

**Figura 2.1. Análisis avanzado de producción.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui

El análisis PTA de pruebas de restauración de presión mediante el software SAPHIR y su metodología que se ha basado en la derivada de Bourdet como herramienta de diagnóstico

<sup>52</sup> (Schlumberger Production Management, 2014)

principal considerando el historial de producción. Permite realizar un análisis en un gráfico Log-Log del diferencial de presión y su derivada para poder cuantificar el daño de formación existente en un pozo.<sup>58</sup>

El análisis RTA en un pozo sirve para determinar las características del yacimiento mediante el software Topaze NL, este viene desde métodos empíricos básicos como Arps, Fetkovich, hasta el actual y moderno Blasingame. El análisis de estas curvas tipo ayuda en la obtención de las propiedades de reservorio sin detener la producción del pozo.<sup>53</sup>

Los conceptos fundamentales del RTA son los mismos que PTA, ambos utilizan la misma teoría fundamental de flujo de fluidos a través de medios porosos y pueden determinar las mismas variables (permeabilidad, daño, tamaño del yacimiento). La diferencia del PTA es que se ocupa principalmente en datos de cierre es decir de "alta frecuencia/alta resolución" mientras que el RTA trata con datos de flujo es decir de "baja frecuencia/baja resolución". Esto presenta diferencias significativas en la calidad de los datos y en las interpretaciones.<sup>54</sup>

La integración general de estos análisis y evaluación del pozo cuantifica y determina el tipo de daño presente en un pozo, permitiendo proponer métodos de mitigación adecuados. El análisis económico de la producción incremental por la mitigación del daño determinado, considera gastos de inversión correspondientes al costo por el trabajo de reacondicionamiento propuesto y costo por barril producido buscando un beneficio económico.

Finalmente, la implementación del flujo de trabajo propuesto cierra el ciclo de producción de un pozo optimizando su producción de petróleo.

## **2.1. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN**

EL software OFM es una herramienta de análisis en ingeniería de reservorios y producción, de fácil acceso, manejo, evaluación, visualización y monitoreo de datos de producción. Permite analizar, predecir y planificar el desempeño de los pozos. El objetivo de este análisis es identificar declinaciones de producción y asociarlas a algún evento ocurrido en el pozo.

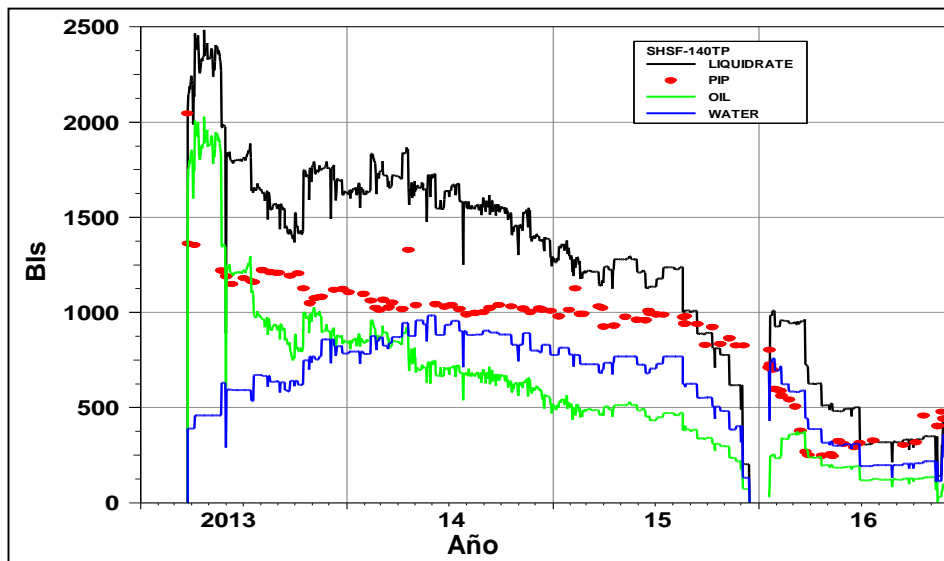
Este análisis permite tomar decisiones que pueden mejorar el rendimiento de los pozos de petróleo y gas a lo largo de todo su ciclo de vida, estableciendo criterios técnicos durante la toma de decisiones en intervenciones de pozos.

---

<sup>53</sup> (Houzé O., Viturat D., Fjaere O., 2008-2015)

<sup>54</sup> (IHS Inc., 2014)

Figura 2.2. Gráfica ejemplo perfil de producción, SSF-140-TI.

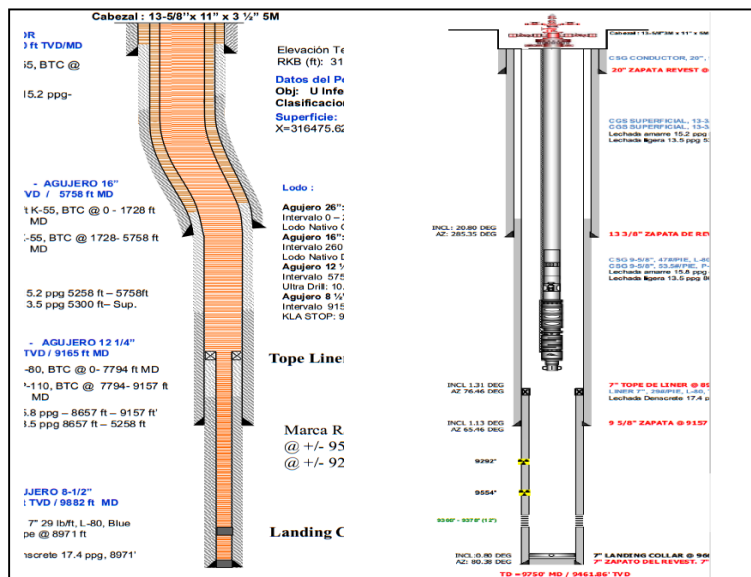


Fuente: Consorcio Shushufindi S.A.

## 2.2. ANÁLISIS MECÁNICO DEL POZO

El estado actual del pozo es estudiado en esta sección, revisando su revestimiento, completación y tubería de producción como se muestra en la figura 2.3.

Figura 2.3. Diagrama mecánico pozo, SSF-233D.



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A.

### 2.2.1. EVALUACIÓN EQUIPO BES

Un sistema de bombeo electrosumergible (BES) está diseñado para producir fluido a una velocidad y presión determinadas en superficie. Cuando una bomba no produce como se espera, es importante identificar rápidamente el problema con el fin de:

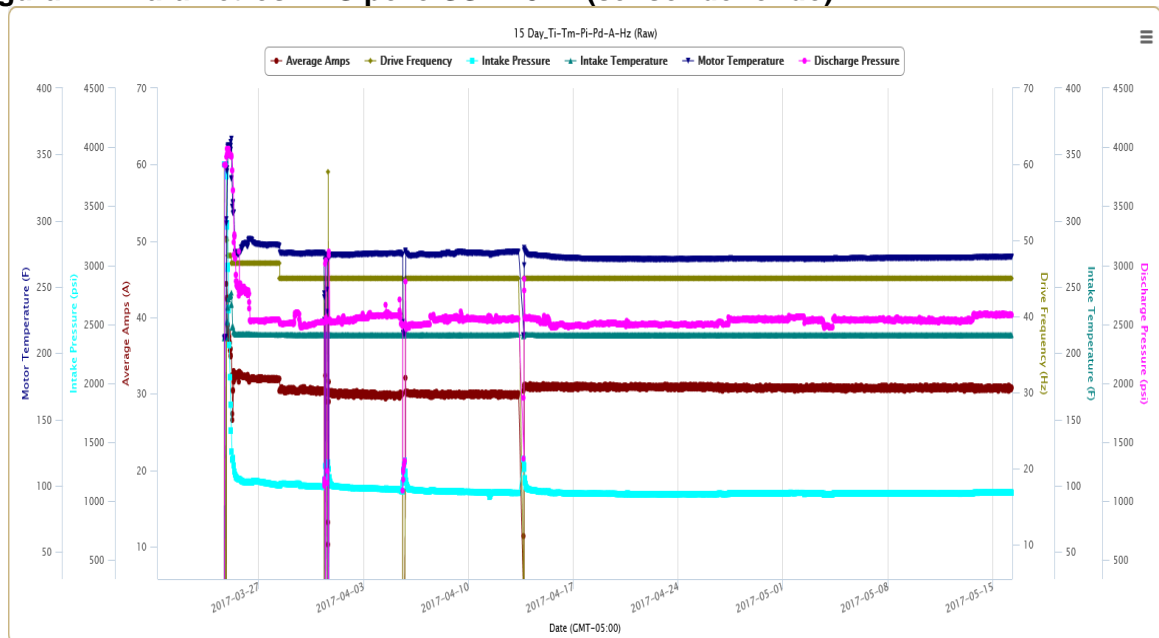
- Restaurar la producción.

- Evitar daños en el equipo o el pozo.
- Evitar o minimizar el costo de tiempo inactivo.

Los problemas comunes de un sistema de bombeo electrosumergible se pueden diagnosticar examinando los patrones de datos medidos con un sensor de fondo.<sup>55</sup>

Para detectar apropiadamente condiciones anormales usando señales medidas, es necesario identificar el valor de cada señal cuando el sistema está funcionando normalmente. Estos pueden ser identificados a partir de un gráfico de datos históricos, durante el arranque o cuando un pozo está en producción. Una vez que el sistema alcanza un estado estable las señales del gráfico son constantes.<sup>62</sup>

**Figura 2.4. Parámetros BES pozo SSF-187D (sensor de fondo).**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

Los patrones de los datos medidos por el sensor de fondo son interpretados para identificar un valor normal para cada señal y posibles problemas del equipo de bombeo electrosumergible además de monitorearlo, figura 2.4.

Esta combinación de los rangos de valores normales para cada señal define funcionamiento y proporciona límites usados para detectar problemas que pueden estar desarrollándose. En la tabla 2.1. se presenta problemas comunes del equipo BES.

<sup>55</sup> (Donald G., Thornhill and David Zhu, Baker Hughes Incorporated, 2009)



**Tabla 2.1. Evaluación equipo BES problemas y causas.**

PROBLEMA	CAUSA	EFEECTO
Alta temperatura del motor.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo flujo del fluido pasando por el motor.</li> <li>Alta demanda de potencia.</li> <li>Pobre capacidad de enfriamiento del fluido.</li> <li>Fuga o taponamiento de tubing.</li> <li>Operación del motor bajo balance.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Funcionamiento bajo el rango de diseño BES.</li> <li>Descenso y desgaste del equipo BES.</li> <li>Baja eficiencia.</li> <li>Desgaste del aislamiento eléctrico.</li> <li>Fallas tempranas.</li> </ul>
Alta temperatura de intake.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo flujo en el motor.</li> <li>Alta demanda de potencia.</li> <li>Pobre capacidad de enfriamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Funcionamiento bajo el rango de diseño BES.</li> <li>Descenso y desgaste del equipo BES.</li> <li>Baja eficiencia.</li> <li>Desgaste del aislamiento eléctrico.</li> </ul>
Baja rata de flujo en el fondo del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluido pesado.</li> <li>Restricciones en el tubing.</li> <li>Baja productividad.</li> <li>Desgaste de la bomba.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descenso y desgaste de la bomba.</li> <li>Baja eficiencia del equipo BES.</li> <li>Alta temperatura del motor.</li> </ul>
Alta rata de flujo en el fondo del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Válvula abierta.</li> <li>Fluido liviano</li> <li>Alta productividad</li> <li>Fugas en el tubing, si la fuga está por encima del medidor de caudal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción del enfriamiento del motor,</li> <li>Descenso en la eficiencia del equipo BES.</li> <li>Desgaste del equipo BES.</li> </ul>
Baja presión de intake.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Excesiva tasa de producción.</li> <li>Baja productividad del reservorio.</li> <li>Baja presión de reservorio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Decremento y desgaste de la bomba.</li> </ul>
Alta presión de intake.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Muy baja producción.</li> <li>Restricciones en el tubing (escala, cera, asfaltenos).</li> <li>Fluido muy pesado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descenso en la eficiencia.</li> <li>Desgaste de la bomba.</li> <li>Alta temperatura del motor debido al pobre enfriamiento.</li> </ul>
Baja presión de descarga.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Un estrangulador abierto en superficie.</li> <li>Baja productividad.</li> <li>Intake bloqueado.</li> <li>Desgaste de bomba.</li> <li>Eje roto.</li> <li>Fugas en tubing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descenso y desgaste del equipo BES.</li> <li>Reducción en el enfriamiento del motor.</li> </ul>
Alta presión de descarga.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Una válvula de estrangulamiento cerrada</li> <li>Producción de fluido pesado.</li> <li>Restricciones en el tubing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Descenso y desgaste de la bomba.</li> <li>Baja eficiencia del BES.</li> <li>Alta temperatura del motor.</li> <li>Aproximación al límite mecánico del equipo BES.</li> </ul>

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panel, Phoenix 1998.

### 2.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO Y CORROSIÓN.

Para poder interpretar un registro de cementación de manera confiable, es necesario comprender cómo funcionan cada una de las herramientas, la manera que éstas realizan las mediciones y las características que presentarán las mediciones (curvas e imágenes)

bajo diferentes condiciones de adherencia del cemento, es decir, cuáles son los patrones característicos en cada una.

#### **2.2.2.1. OBJETIVOS**

- Confirmar que el cemento está presente para suministrar soporte al revestidor.
- Cobertura del 100% de la circunferencia revestidor-hoyo.
- Asegurar que las zonas de interés estén hidráulicamente aisladas.
- Requerir el 100% del anular lleno del material no permeable.

#### **2.2.2.2. CEMENT BOND LOG (CBL)**

- Evalúa la adhesión de cemento tanto a la tubería como a la formación.
- Indica los canales o intervalos con parcial adhesión.
- Indica la tubería libre y el tope del cemento.

Esta herramienta emite una energía acústica omnidireccional (pulsos sónicos) de 15 a 60 por segundo emitidos alternadamente por un transmisor y se reflejan de regreso a través de los fluidos hasta un receptor colocado en la herramienta a una distancia fijada. La amplitud del receptor es proporcional al porcentaje de la circunferencia de revestidor cubierta por el cemento. La distancia que la señal viaja del transmisor al receptor depende la calidad del acoplamiento acústico del cemento al revestidor y a la formación.

La magnitud de la onda es mayor en tubería libre, creando un efecto de anillo. Si el revestidor no está acústicamente acoplado a un material sólido en el anular, la única señal detectada por el receptor será la señal del revestidor.<sup>56</sup> Este efecto es creado por:

- Cemento inestable en el anular.
- Débil cementación (250 psi) fuerza de compresión en el anular.
- Corte de gas en el anular.
- Existencia de micro anillo entre el cemento y el revestidor.
- Inexistencia del cemento en el anular.

#### ***Interpretación del CBL***

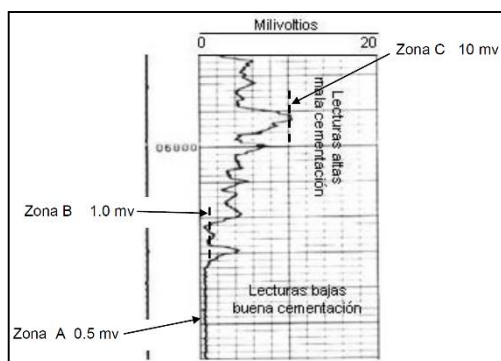
En el registro CBL se mide continuamente la amplitud de la primera onda que llega al receptor de la herramienta, estas mediciones en la superficie se traducen en voltaje eléctrico presentándolo en forma de una curva con escala en milivoltios. Las lecturas bajas

---

<sup>56</sup> (Douglas Boyd, SPE, Zaid Al Kindi, Schlumberger, 2007)

en milivoltios representan bajas amplitudes de onda, lo cual indican que las ondas acústicas en su viaje por el tubo han sufrido grandes atenuaciones debido a la compresión que ejerce el cemento al tubo. Entonces la interpretación cualitativa del registro CBL es, bajas lecturas indican buena adherencia cemento-revestidor y las altas lecturas significan mala adherencia.<sup>64</sup>

**Figura 2.5. Perfil Registro CBL.**



**Fuente:** Registros de cementación, universidad de oriente núcleo de Anzoátegui.

Los pulsos sónicos detectados por el receptor son de tipo compresional u ondas P, ya que es el tipo de ondas que pueden viajar en medios que estén en cualquier estado, líquido, gaseoso y sólido.

### 2.2.2.3. REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL)

El registro VDL emplea la totalidad de la señal acústica recibida por el receptor, se procesa la señal de manera que la onda compresional es desplegada en un osciloscopio en forma completa para presentarla como un registro. Por lo tanto, proporciona una información cualitativa referida a todo el anillo de cemento que rodea el revestidor, es decir, entre cemento-revestidor y cemento-formación.

El tiempo que toman las ondas acústicas en viajar por las distintas trayectorias depende de las propiedades acústicas de cada uno de los medios. La tabla muestra el tiempo de tránsito acústico de algunas sustancias.<sup>57</sup>

**Tabla 2.2. Tiempos de tránsito en medios sólidos y líquidos.**

Sustancia	Tiempo (us/pie)
Agua (Barro)	189
Aire	833
Acero (Revestidor)	58
Cemento	80
Lutita	91-143
Arenisca	67-100
Caliza/Dolomita	45-58

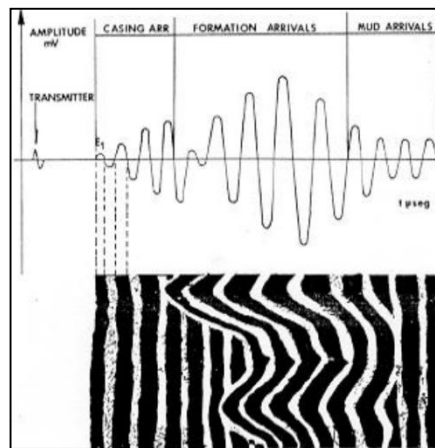
**Fuente:** Registros de cementación, universidad de oriente núcleo de Anzoátegui.

<sup>57</sup> (Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas, 2012)

El registro VDL presenta los resultados del procesamiento de las señales acústicas en forma de bandas verticales sombreadas y blancas alternadas. El principio del registro de densidad variable se explica en la figura 2.6. el tren de onda completo es mostrado como franjas claras y oscuras, el contraste depende de la amplitud de los picos positivos.

Los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación son más sinuosos.

**Figura 2.6. Perfil Registro VDL.**

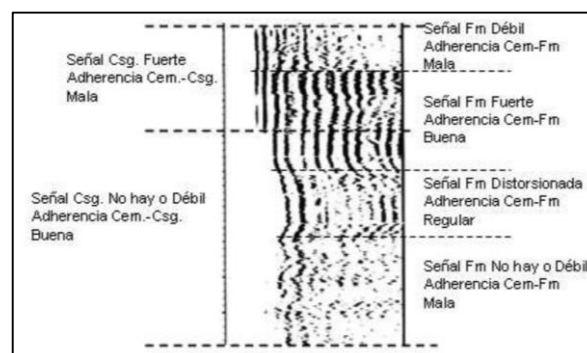


**Fuente:** Registros de cementación, universidad de oriente núcleo de Anzoátegui.

### ***Interpretación del registro VDL***

El registro VDL se interpreta únicamente en forma cualitativa, calificando la cementación en buena o mala mediante observación de la presentación de este registro. Como se sabe, el VDL utiliza la onda acústica completa, por lo tanto, permite calificar el grado de adherencia tanto del cemento con la tubería como con la formación. La figura 2.6 muestra algunos ejemplos de la calidad de adherencia entre cemento-revestidor y entre cemento-formación.

**Figura 2.7. Interpretación del Registro VDL.**



**Fuente:** Registros de cementación, universidad de oriente núcleo de Anzoátegui.

La interpretación de los registros CBL y VDL incluyen una combinación de registros gamma ray para identificar la litología, Casing Collar Locator (CCL) posición en la cual se encuentra el revestidor y sus conexiones además del tiempo de propagación (TT) que tarda la primera onda desde el transmisor hasta el receptor.

#### **2.2.2.4. ULTRASONIC IMAGER TOOL- USIT**

Esta herramienta examina la totalidad de la circunferencia del hoyo para evaluar la calidad del trabajo de cementación y determinar las condiciones internas o externas del revestimiento. Llamados de segunda generación por usar ondas sónicas de alta frecuencia (500 kHz). Estos nuevos dispositivos usan múltiples juegos de transmisor-receptor para orientar el sonido emitido a una sección del revestidor, así se puede determinar la calidad de la cementación en toda la circunferencia del revestidor. <sup>58</sup>

El procesamiento de las mediciones del USIT toma la fuerza del eco y la resonancia del revestimiento, produciendo imágenes detalladas de la calidad del cemento, destacando la canalización (espacios vacíos) además este registro provee imágenes del revestidor mostrando en forma continua el radio y la corrosión interno de este. Resultados:

- Diámetro, espesor y rugosidad de la pared interna del revestidor.
- Impedancia del cemento con cubrimiento del 100%.
- Identificación de intervalos cañoneados y agujeros.
- Identificación de cambio de peso en los revestidores.
- Identificación de centralizadores.
- Ovalización y deformación del revestidor.

### **2.3. SELECCIÓN DE POZOS**

El campo Shushufindi-Aguarico cuenta con 144 pozos de producción de los cuales son: 4 inyectoros, 21 reinyectoros, 33 cerrados y 16 pozos en espera de reacondicionamiento siendo el bombeo electrosumergible (BES) el levantamiento utilizado para la recuperación de petróleo en todo el campo.

Se realizó una evaluación cualitativa de la declinación de producción en los pozos productores obteniendo un grupo de 7 pozos que cuentan con la información necesaria para aplicar la metodología descrita. Una evaluación mecánica del pozo descartará problemas fuera del reservorio enfocándose en la determinación y caracterización del daño de formación en los pozos proponiendo métodos de remediación adecuados.

---

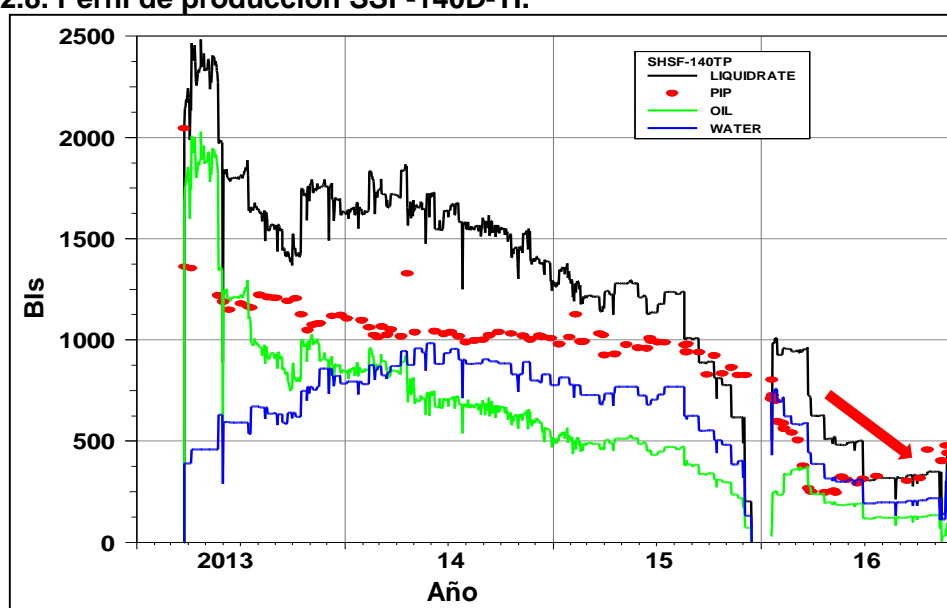
<sup>58</sup> (Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas, 2012)

### 2.3.1. POZO SSF-140D-TI

#### 2.3.1.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo fue completado en Julio de 2011 originalmente en la arena “U Inferior” de los intervalos 9399’-9420’ (21’) 9359’-9379’ (20’), donde inició con una producción de 328 BPPD y 22 % BSW. En 2013 se empieza la producción en la arena “T inferior” de los intervalos 9600’- 9605’ (5”), 9611’-9616” (5”), 9618’-9634’ (16’), con 1800 BPPD y 20% BSW para luego ir declinando paulatinamente hasta producir 130 [BPPD] con 65% de BSW. Esta declinación del fluido y presión de fondo hace al pozo SSF-140 un candidato de estudio.

Figura 2.8. Perfil de producción SSF-140D-TI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.1.2. EVALUACION MECÁNICA DEL POZO

En la tabla 2.3 se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación inicial se encuentra en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción liner 7” C-95 26# @ 8228’-10035’ MD y Casing de 9 5/8” C-95 47# @ 8499’.

Tabla 2.3. Casing desing pozo SSF-140D.

OD (in)	Juntas	Grado	Peso (lb/ft)	Conexión	ID (in)	Drift (in)	Presión interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución (ft MD)	
									Cuerpo	Junta	de	a
20	7	K55	94	BTC	19.124	18.813	2410	770	1685	1685	0	259
13 3/8	46	K55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	1728
13 3/8	103	K55	68	BTC	12.415	12.259	3450	1950	1069	1069	1728	5758

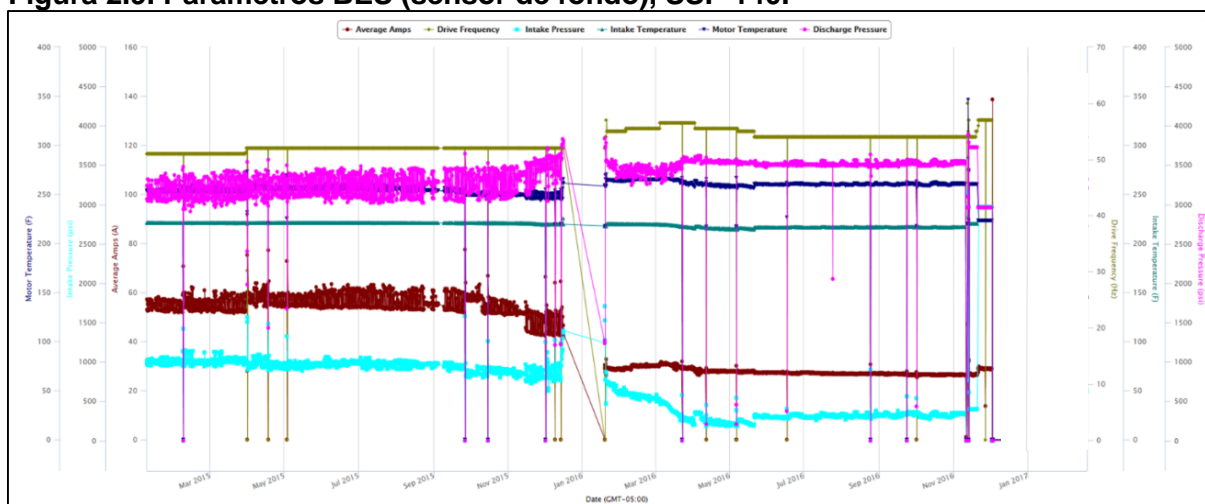
9 5/8	170	L80	47	BTC	8.681	8.525	6870	4750	1086	1086	0	7794
9 5/8	31	P110	53.5	BTC	8.535	8.500	10900	7950	1710	1285	7794	9157
7 (L)	20	C-95	29	TSH BLUE	6.184	6.125	8160	7020	676	676	8228	1035

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.1.2.1. EVALUACIÓN BES

El equipo BES tiene una presión de descarga que se mantiene constante y presentando inestabilidades, la presión de intake decrece suavemente con inestabilidad posiblemente debido a la muy baja producción. La temperatura del motor mantiene un rango estable con declinaciones suaves mientras la temperatura del intake se mantiene constante al igual que la frecuencia del equipo. Los valores de estos parámetros indican que el equipo BES se encuentra trabajando normalmente y si se tiene variación en la presión de intake y descarga es debido a condiciones de reservorio como la baja afluencia de fluido.

Figura 2.9. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-140.



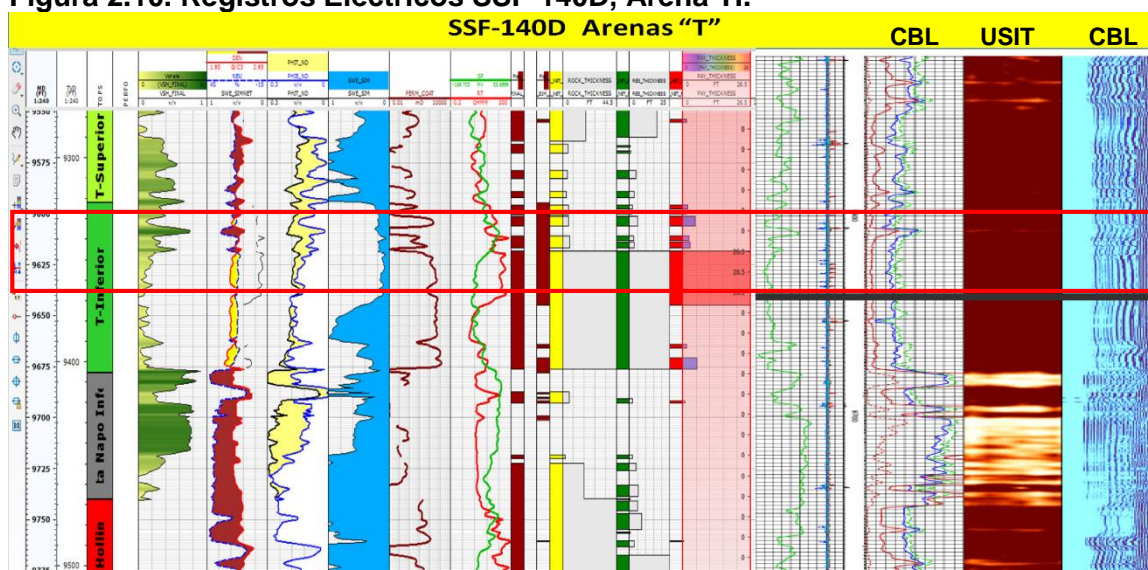
Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.1.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El pozo dispone de un registro USIT-CBL-VDL tomado el 26 de mayo de 2011 donde se observa buena cementación y sello hidráulico en los intervalos de UI. Adicionalmente, en las arenas de TI, se observa muy buena cementación en su totalidad del cuerpo arenoso y sello hidráulico hacia el tope.

Figura 2.10. Registros Eléctricos SSF-140D, Arena TI.



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la tabla 2.4, se resumen los análisis posteriores del pozo para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panel, Phoenix 1998* y se encuentra en el Anexo 2.

Tabla 2.4. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica pozo SSF-140.

POZO SSF-140D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
↓	↓	↓	↓	↓
EVALUACIÓN PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
U	U	U	↓	-
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Valores bajos, muestra buena cementación del intervalo.		Buena adherencia Cemento - Formación.	No muestra anillos de gas ni fluido filtrado, no hay corrosión de casing.	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.1.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y DE FLUIDO

El pozo SSF-140 se encuentra produciendo de la arena TI que se encuentra formada por un valor promedio de cuarzo del 89% con un 3,5% de arcillas y un 7,5% de grupo plagioclasas. (Capítulo 1)

El rango de caolinita es de 54-100%, siendo altamente susceptible a dispersarse y migrar concentrándose en las gargantas porales causando graves taponamientos y pérdida de



permeabilidad. La clorita con un rango de 0-12% es extremadamente sensible a aguas ácidas y oxigenadas precipitándose y taponando las gargantas porales. La illita con un rango de 0-9% taponan las gargantas porales con otros finos migratorios y la montmorillonita con un rango 0-20% es sensible al agua (100% expansible), causa pérdida de porosidad y permeabilidad. El Anexo 3 muestra Los mecanismos de daño debido a sensibilidad mineral.

Los intervalos disparados son susceptibles a los siguientes mecanismos de daño:

1. Migración de finos.
2. Sensibilidad de las arcillas (hinchamiento)
3. Sensibilidad ácida (HCl)

Los asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 6,9 % (Wt%) este compuesto de alto peso molecular se encuentra en dispersión coloidal. Este estado coloidal está estabilizado por la presencia de resinas en el crudo, cuando se reduce de algún modo el contenido de estas resinas, los asfaltenos pueden agregarse (flocular), formando partículas lo suficientemente grandes (sólidos) como para quedar atrapadas dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción en forma de grumos o de esferas. Los grumos se componen de pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular, evitando así el flujo de hidrocarburos.

La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo a medida que la presión declina. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a depósitos orgánicos. La precipitación natural en el caso de las parafinas, está asociada a la disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación.

El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena T es de un 1,24 siendo  $> 0.9$  y la relación Asfaltano-Resinas (A/R) de 0,564 siendo  $< 2.5$  con una tendencia a precipitación de asfaltenos.

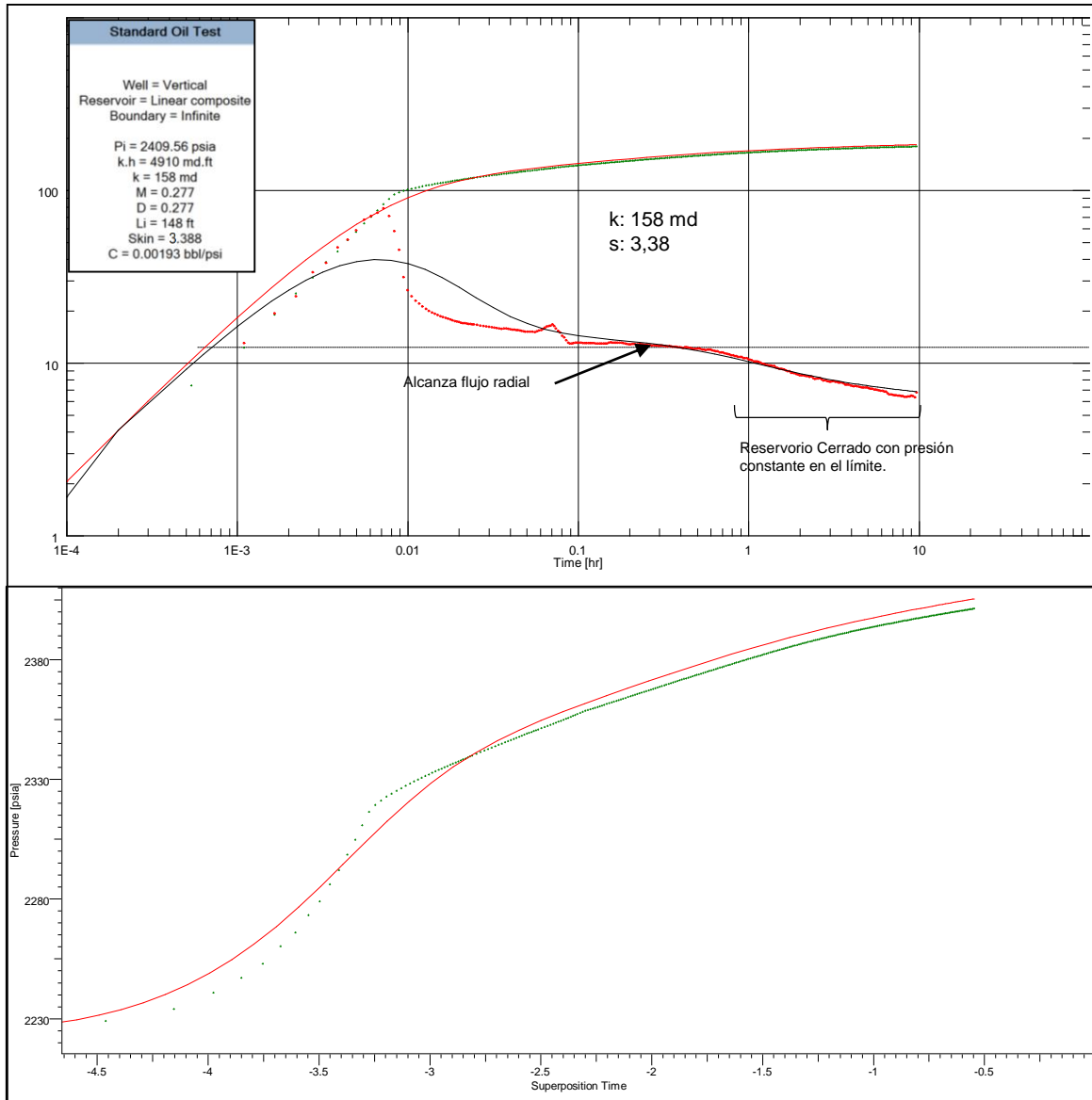
El pozo SSF-140D tiene una tendencia a incrustaciones de carbonatos, estos se forman por precipitados de minerales presentes en el fluido de producción como carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ); o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. El Anexo 4 muestra fotografías evidenciando la presencia de escala en el pozo.

#### **2.3.1.4. PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS**

La prueba de restauración de presión (Build Up) en la arena TI, muestra una permeabilidad de aproximadamente 158 mD y un daño de formación de 3,9. Con un efecto de

almacenamiento variable posiblemente debido a la muy baja compresibilidad del líquido y espacio adicional para que el gas se expanda, esta redistribución de las fases provoca un aumento neto en la presión del pozo.

**Figura 2.11. Pressure Transient Analysis, SFF-140.**



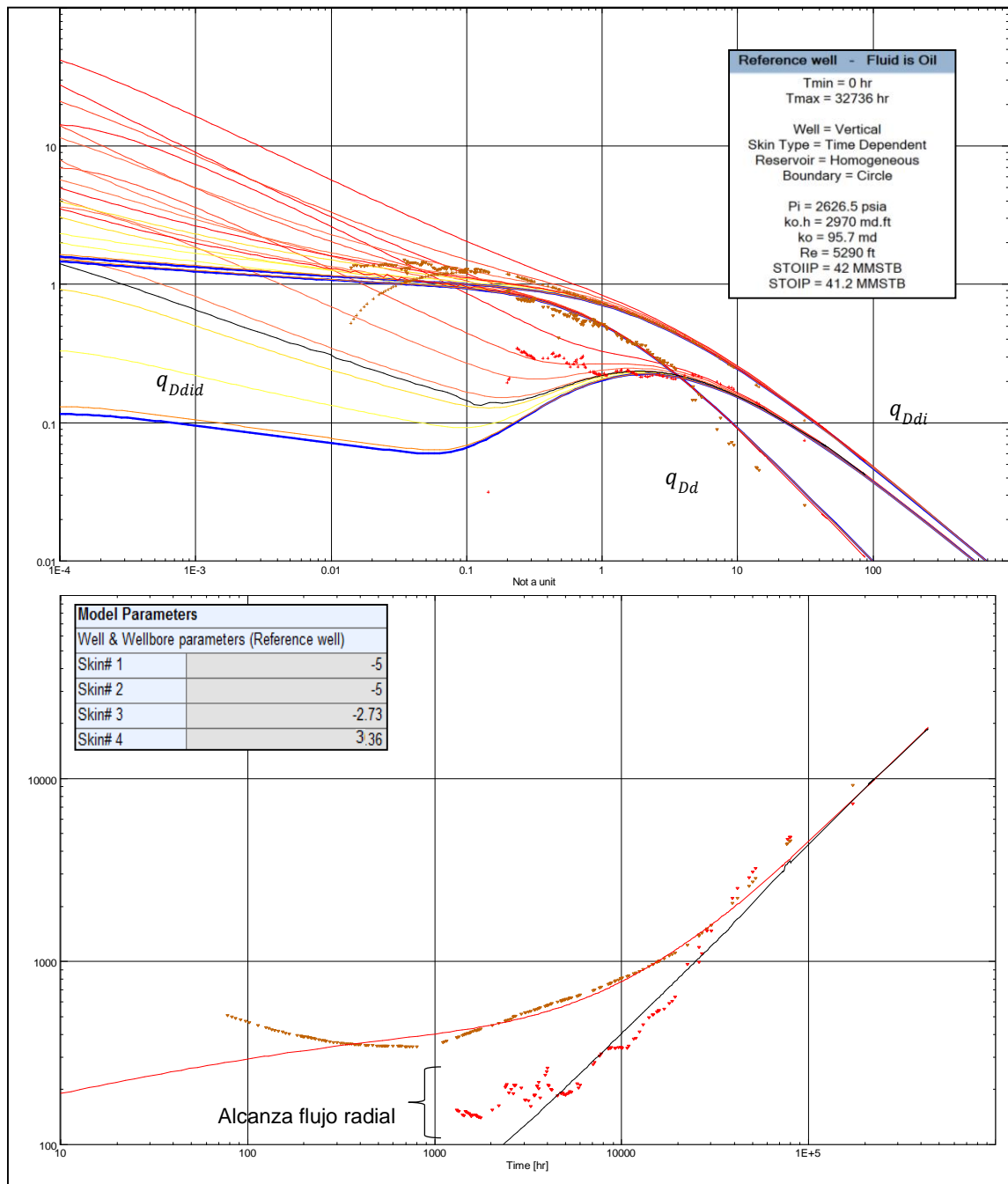
**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.1.5. RATE TRANSIENT ANALYSIS

La figura 2.12. Muestra la tasa de declinación adimensional,  $q_{Dd}$ , tasa integral de declinación adimensional,  $q_{Ddi}$  y derivada de la tasa integral de declinación adimensional  $q_{Ddi}$ . La derivada de la tasa integral indica que se alcanza el flujo radial. En la gráfica se observa además que la “tasa” y la “tasa integral” se ajustan para el modelo de pozo vertical en un reservorio homogéneo que se estableció para el pozo.

Figura 2.12. Rate Transient Analysis, SSF-140.



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

Sin embargo, la tendencia de la “tasa integral” y la de la “derivada de la tasa integral” tienden a divergir para tiempos tempranos, debido probablemente a la estabilización que se alcanza con un daño de formación de 3,36.

### 2.3.1.6. MÉTODO DE REMEDIACIÓN

Se determinó un daño de formación con un valor de 3,38 mediante PTA y 3,36 mediante RTA. Para corregir el problema y mantener la producción por más tiempo se realizó un

tratamiento anti escala ayudando mecánicamente con JetBlaster en la arena TI de los intervalos 9600'- 9605' (5"), 9611'-9616" (5'), 9618'-9634' (16'), y recuperar el potencial inicial del pozo (IP=1,5 [BPD/psi]).

1.- NH<sub>4</sub>CL 2%+U066+XE220: Fluido que permite limpiar la formación y las paredes de las perforaciones para una mejor acción del tratamiento.

**Tabla 2.5. Diseño de estimulación ácida SSF-140D.**

NH <sub>4</sub> CL 2%+10% U066			
840 gal = 20 BIs			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
J285	AGUA FRESCA	980,353 gpt	823 gal
	CLORURO DE AMONIO	166,67 ppt	165 lbs
U066	SOLVENTE MUTUAL	100 gpt	84 gal
XE220	DISPERSANTE	5 gpt	4 gal
F110	SURFACTANTE	3 gpt	3 gal
W054	ANTIEMULSION	5 gpt	4 gal

Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.

2.- Ácido Acético +L065: Ácido que permite la disolución de los residuos calcáreos que tiene un efecto de adsorción de L065, este es un antiescala para la roca que previene nuevas incrustaciones.

**Tabla 2.6. Diseño estimulación ácida antiescala SSF-140D**

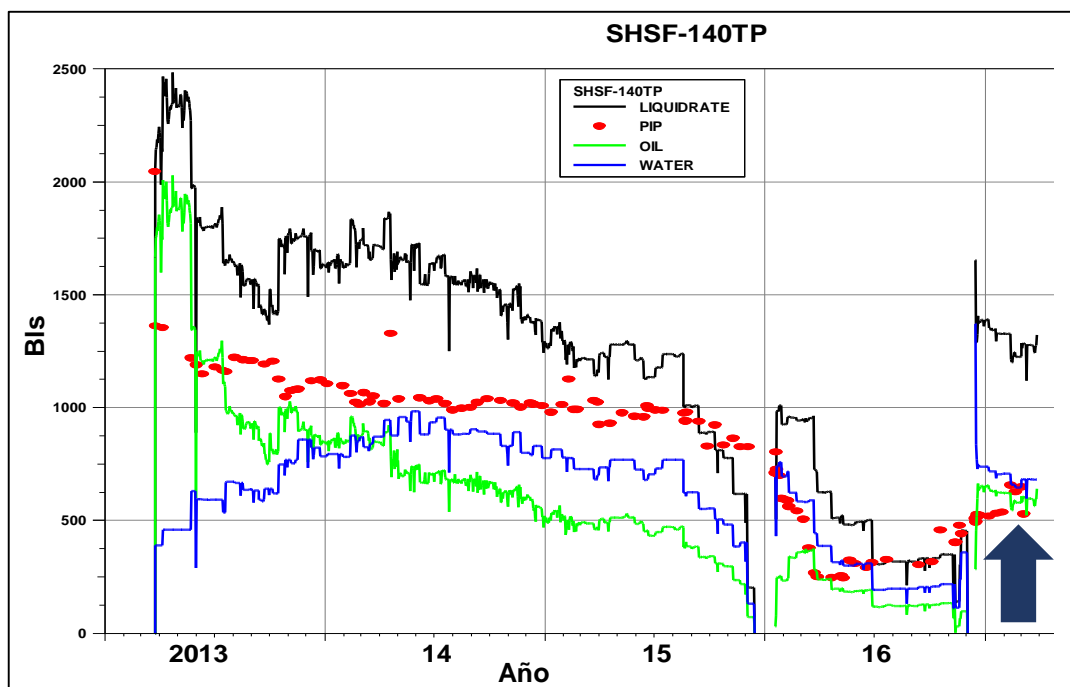
ÁCIDO ACÉTICO 12% + L065			
1680 gal = 40 BIs			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty
L041	AGUA FRESCA	817,0 gpt	1373 gal
	IRON CONTROL	50 gpt	84 lb
A272	INIHIADOR DE CORROSION	3 gpt	5 gal
L400	ÁCIDO ACETICO	116 gpt	220 gal
W054	AGENTE DESMULSIFICANTE	3 gpt	5 gal
L065	INIHIADOR DE INCRUSTACIONES	68 gpt	110 gal
F110	SURFACTANTES	3 gpt	5 gal

Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.

### 2.3.1.7. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO

La implementación del tratamiento antiescala ha incrementado la producción de fluido a 1404 [BFPD], 661 [BPPD] con un BSW de 53% a diciembre de 2016 (figura 2.13.) cumpliendo con el objetivo de incrementar la producción mitigando el daño de formación encontrado con los posteriores análisis. El pozo continúa en monitoreo.

**Figura 2.13. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-140-TI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la tabla 2.7. se muestra los valores que maneja el pozo antes y después de la intervención denotando un incremento considerable en la producción de petróleo, este incremental de producción será analizado económicamente en el Capítulo III.

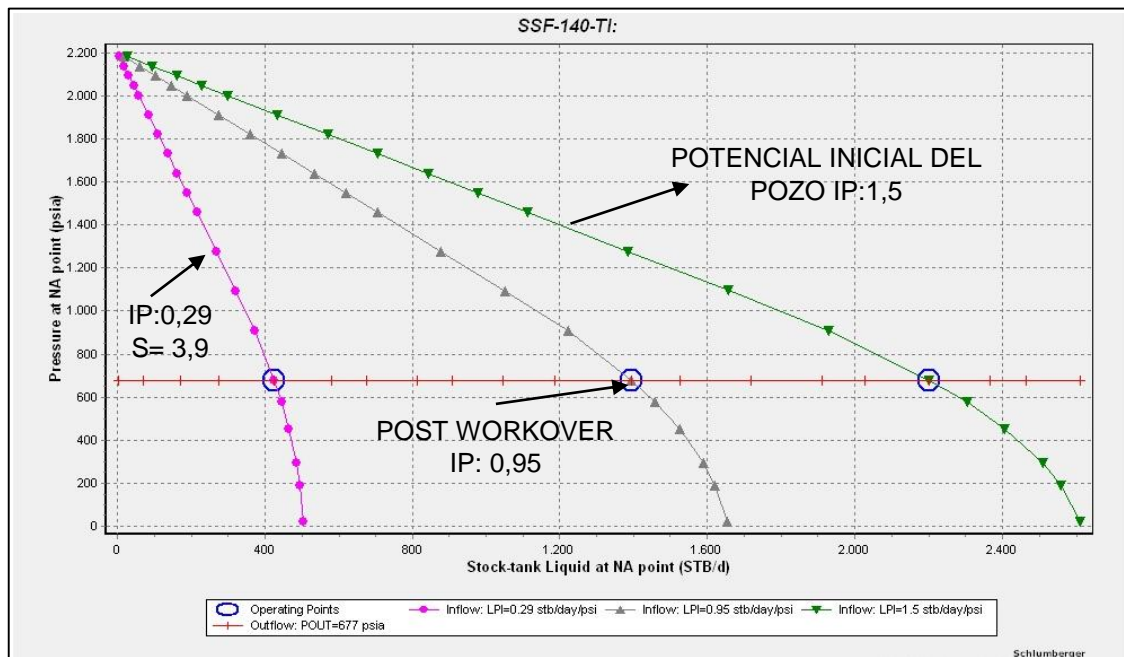
**Tabla 2.7. Parámetros de producción pre y post estimulación, Pozo SSF-140D**

FECHA		BFPD	BPPD	BSW	BAPD	PIP	Pwf
19-oct-16	Antes	347	132	62	216	456	622
20-nov-16		304	64	79	240	477	643
20-Dec-16	Después	1404	661	53	743	514	677
23-Dec-16		1375	639	54	736	522	685
21-Jan-17		1327	623	53	704	530	693
30-Jan-17		1329	623	53	706	536	699

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

En la figura 2.14. se muestran las curvas IPR del pozo antes y después del tratamiento antiescala en la arena TI. El índice de productividad del pozo inicial tiene un valor de 1,5 [BFPD/psi] que con la presencia de daño declinó a un valor de 0,29 [BFPD/psi] con un BSW promedio de 75%. Después del trabajo de reacondicionamiento se incrementó a 0,95 [BFPD/psi] con un BSW de 53%.

Figura 2.14. Comportamiento del índice de productividad, SSF-140-TI.

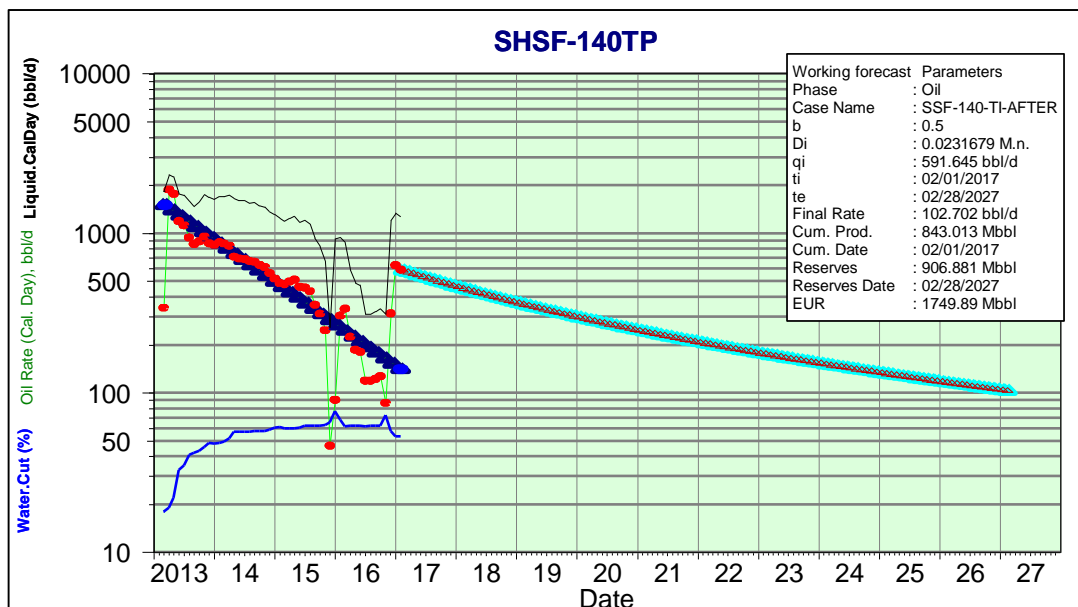


Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

Se realizó el Forecast del pozo con la producción incremental que se obtuvo después de la estimulación matricial mediante el software OFM. En la figura 2.15. se muestra la declinación de producción hiperbólica ( $b=0,5$ ) de petróleo con un valor mensual de 2,33%.

Figura 2.15. Forecast Pozo SSF-140-TI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

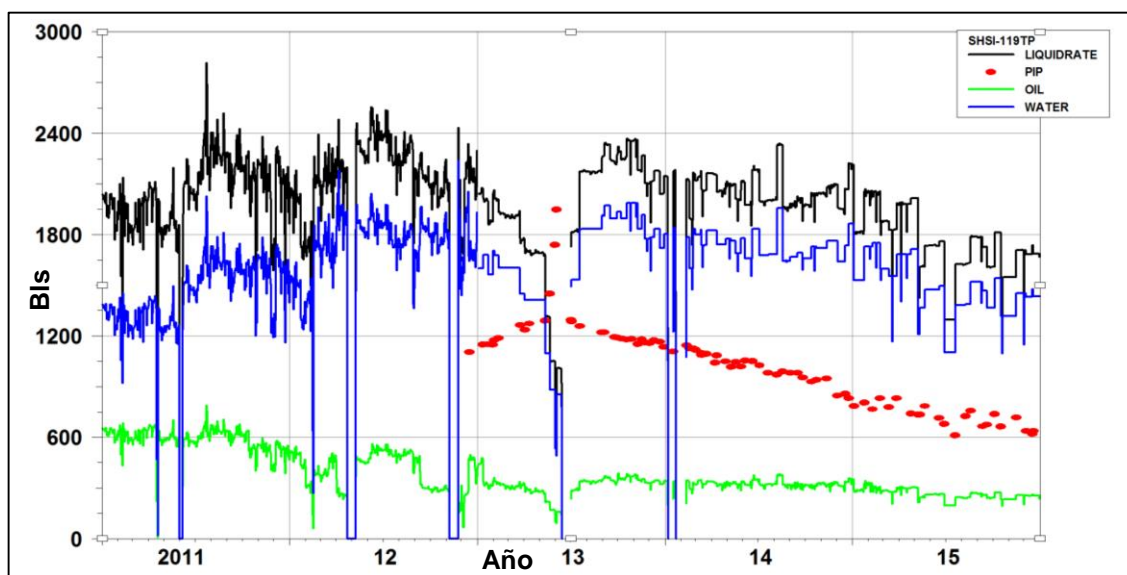
Fuente: Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

### 2.3.2. POZO SSF-119D-TI

#### 2.3.2.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSF-119D fue perforado y completado el 21 abril de 2009 en la arena "T Inferior" de los intervalos de: 9797' - 9803' (6') 9808' - 9812' (4') 9816' - 9822' (6'). Su producción inicial promedio fue 800 [BPPD] con 3% de BSW. Debido principalmente al incremento de corte de agua y al posible daño de formación en la arena TI su producción ha ido declinando a 250 [BPPD] y 85% BSW, figura 2.16.

Figura 2.16. Perfil de Producción SSF-119D.



Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.

#### 2.3.2.2. EVALUACION MECÁNICA

En la tabla 2.8. se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación inicial se encuentra en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción liner 7" L80 @ 8.228'-10.035' MD y Casing de 9 5/8" C-95 47# @ 8.499'.

Tabla 2.8. Casing desing pozo SSF-119D.

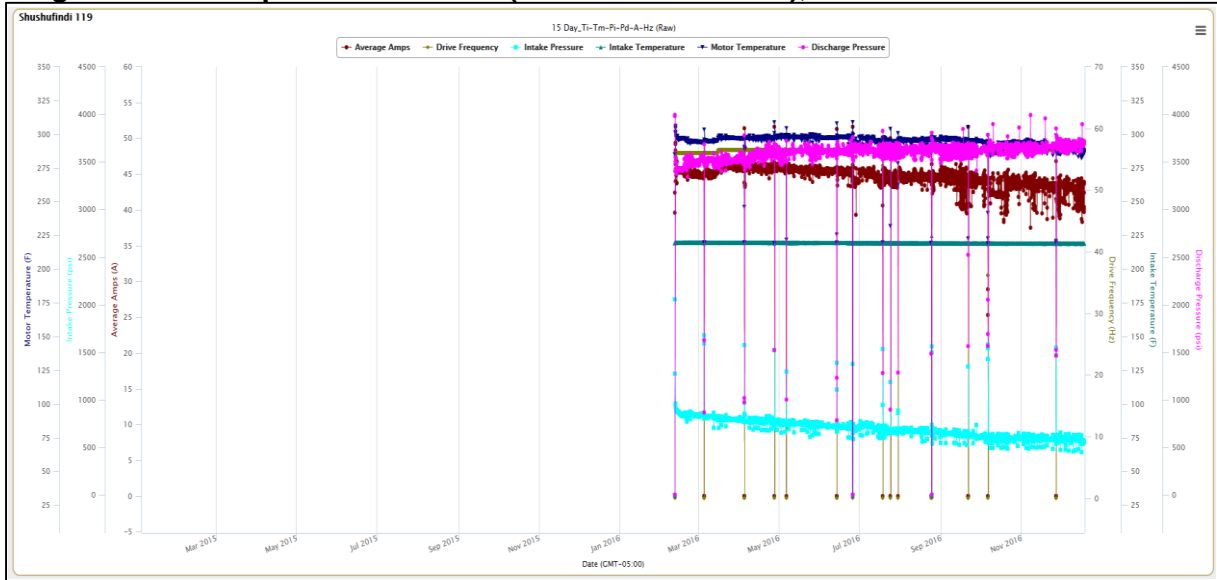
OD (in)	Juntas	Grado	PESO lb/ft	Conexión	ID (in)	Drift (in)	Presión interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución (ft MD)	
									Cuerpo	Junta	de	a
20	7	K55	94	BTC	19.124	18.813	2410	770	1685	1685	0	259
13 3/8	46	K55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	1728
13 3/8	103	K55	68	BTC	12.415	12.259	3450	1950	1069	1069	1728	5758
9 5/8	170	L80	47	BTC	8.681	8.525	6870	4750	1086	1086	0	7794
9 5/8	31	P110	53.5	BTC	8.535	8.500	10900	7950	1710	1285	7794	9157
7 (L)	20	L80	29	TSH BLUE	6.184	6.125	8160	7020	676	676	8971	9744

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.2.2.1. EVALUACIÓN BES

El pozo SSF-119D no cuenta con registros de sensor de fondo antes del trabajo reacondicionamiento por lo que no se tiene las gráficas de los parámetros, pero se cuenta con los valores post estimulación y denota un funcionamiento normal, figura 2.17.

**Figura 2.17. Comportamiento BES (Sensores de Fondo), SSF-119.**

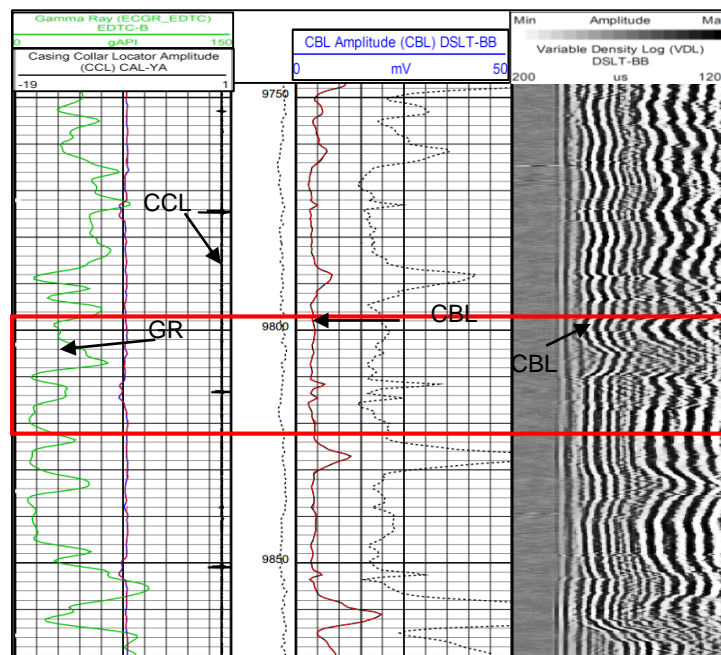


**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

### 2.3.2.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El pozo SSF-119D dispone del registro USIT-CBL-VDL-GR según el cual los intervalos no requieren cementación remedial. Se observa buena cementación y sello hidráulico en los intervalos de TI, figura 2.18.

**Figura 2.18. Registros Eléctricos SSF-119D, Arena TI.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.



En la tabla 2.9. se resume el comportamiento del pozo para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panel, Phoenix 1998* y se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.9. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-119.**

POZO SSF-119D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
↓	↓	U	↓	↓
EVALUACIÓN PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
-	-	~	~	~
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Varía con picos altos mostrando intervalos no bien cementados.		Existen intervalos de buena adherencia del cemento-formación .	N/A	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.2.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y FLUIDO.

El pozo SSF-119 se encuentra produciendo de la arena TI que se encuentra formada por un valor promedio de cuarzo del 89% con un 3,5% de arcillas y un 7,5% de grupo plagioclasas. Los intervalos disparados son susceptibles a los siguientes mecanismos de daño debido a su sensibilidad mineral:

1. Migración de finos.
2. Sensibilidad de las arcillas (hinchamiento)
3. Sensibilidad ácida (HCl)

Los asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 6,9 (Wt%). La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena T es de un 1,24 siendo > 0.9 y la relación Asfalteno-Resinas (A/R) de 0,564 siendo < 2.5 se confirma una precipitación de asfaltenos.

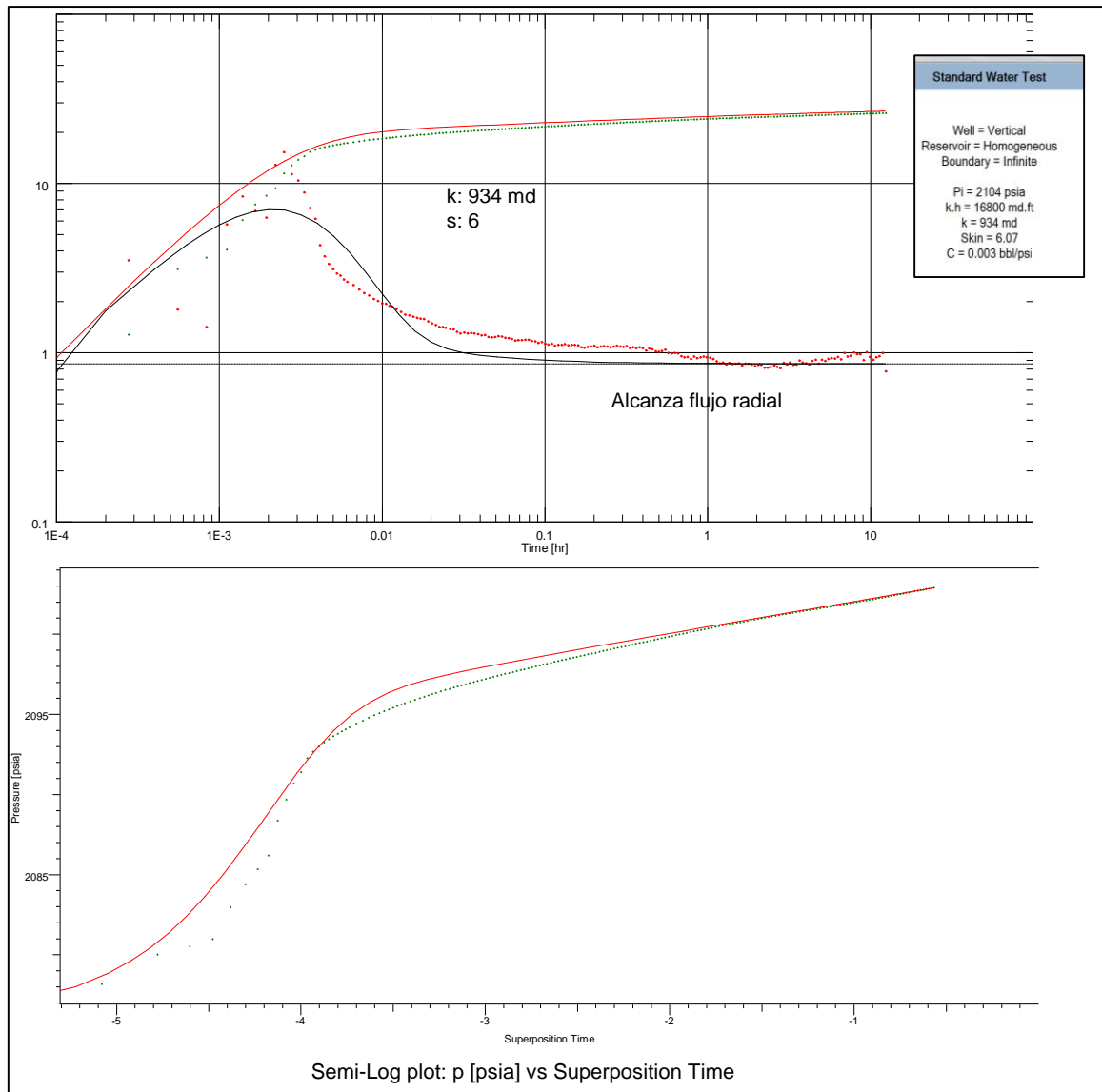
El pozo SSF-119D tiene una tendencia a incrustaciones de carbonatos que se forman por precipitados de los minerales presentes en el fluido de producción en la formación TI como carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), o bien como resultado de que el agua producida se

sobresaturación de componentes minerales cuando aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. El Anexo 3 evidencia el escalamiento del pozo.

#### 2.3.2.4. *PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS*

La prueba de restauración de presión (Build Up) en la arena TI, muestra una permeabilidad de aproximadamente 934 mD y un daño de formación de 6. No se observa efecto de límites ni fracturas por lo que alcanza el flujo radial (IARF)

**Figura 2.19. Pressure Transient Analysis, SSF-119D-TI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui

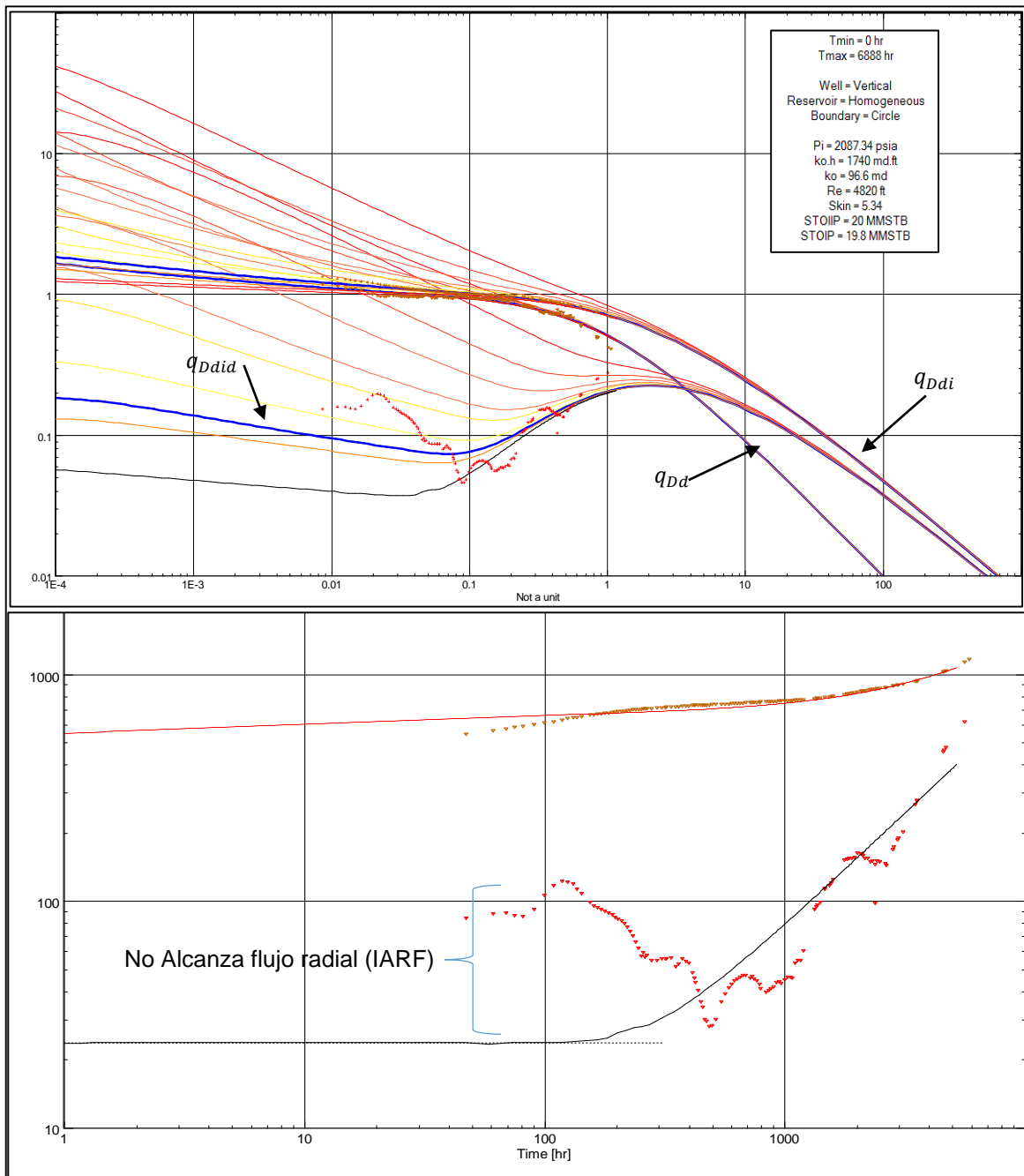
**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

#### 2.3.2.5. *RATE TRANSIENT ANALYSIS*

La figura 2.20. Muestra la tasa de declinación adimensional,  $q_{Dd}$ , tasa integral de declinación adimensional,  $q_{Ddi}$  y derivada de la tasa integral de declinación adimensional  $q_{Ddid}$ . La derivada de la tasa integral identifica un régimen de flujo. En la gráfica se observa

además que la “tasa” y la “tasa integral” tienden a ajustar para el modelo que se había establecido para el pozo. Sin embargo, la tendencia de la “tasa integral” y la de la “derivada de la tasa integral” tienden a divergir para los tiempos tempranos, debido probablemente a la estabilización que se alcanza solo hasta los tiempos tardíos.

**Figura 2.20. Rate Transient Analysis, SSF-119D-TI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

El análisis realizado con el software TOPAZE determinó que el daño de formación presente en el pozo tiene un valor de 5,34. Para un modelo de pozo vertical en reservorio homogéneo circular.

### 2.3.2.6. MÉTODO DE REMEDIACIÓN

Se determinó que el daño presente en el pozo tiene un valor de 6 mediante PTA y 5,34 mediante RTA, razón por la cual el objetivo del trabajo de reacondicionamiento es realizar una estimulación matricial a la arena TI de los intervalos 9797' - 9803' (6') 9808' - 9812' (4') 9816' - 9822' (6') y recuperar el potencial inicial del pozo.

Se diseñó una estimulación antiescala que consta de:

1.- NH<sub>4</sub>CL 2%+U066+XE220: Fluido que permite limpiar la formación y las paredes de las perforaciones para una mejor acción del tratamiento.

**Tabla 2.10. Diseño de estimulación ácida de limpieza SSF-119D.**

NH <sub>4</sub> CL 2%+10% U066			
856 gal = 26 Bls			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
J285 U066 X220 F110 W054	AGUA FRESCA	980,353 gpt	823 gal
	CLORURO DE AMONIO	166,67 ppt	165 lbs
	SOLVENTE MUTUAL	100 gpt	84 gal
	DISPERSANTE	5 gpt	4 gal
	SURFACTANTE	3 gpt	3 gal
	ANTIEMULSION	5 gpt	4 gal

Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.

2.- Ácido Acético +L065: Ácido que permite la disolución de los residuos calcáreos con un efecto de adsorción de L065, este es un antiescala que previene nuevas incrustaciones en la roca.

**Tabla 2.11. Diseño de estimulación ácida SSF-119D**

ÁCIDO ACÉTICO 12% + L065			
1680 gal = 40 Bls			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty
L041 A272 L400 W054 L065 F110	AGUA FRESCA	817,0 gpt	1373 gal
	IRON CONTROL	50 gpt	84 lb
	INIHIADOR DE CORROSION	3 gpt	5 gal
	ÁCIDO ACÉTICO	116 gpt	220 gal
	AGENTE DESMULSIFICANTE	3 gpt	5 gal
	INIHIADOR DE INCRUSTACIONES	68 gpt	110 gal
	SURFACTANTES	3 gpt	5 gal

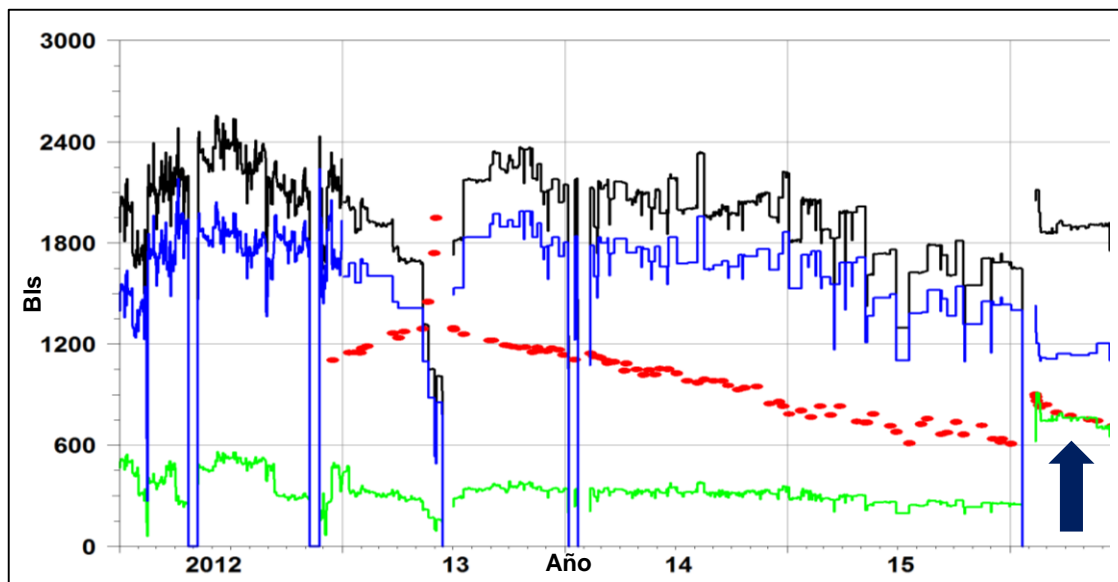
Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017

### 2.3.2.7. IMPLEMENTACION Y MONITOREO

La implementación del método escogido ha incrementado el caudal de petróleo a un promedio de 750 [BPPD] con un 60% de BSW a diciembre de 2016 cumpliendo con el

objetivo de incrementar la producción mitigando el daño de formación encontrado con los posteriores análisis. El pozo continúa en monitoreo.

**Figura 2.21. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-119-TI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la tabla 2.12. se muestra los valores que maneja el pozo antes y después de la estimulación matricial denotando un incremento considerable en la producción de petróleo, este incremental de producción será analizado económicamente en el Capítulo III.

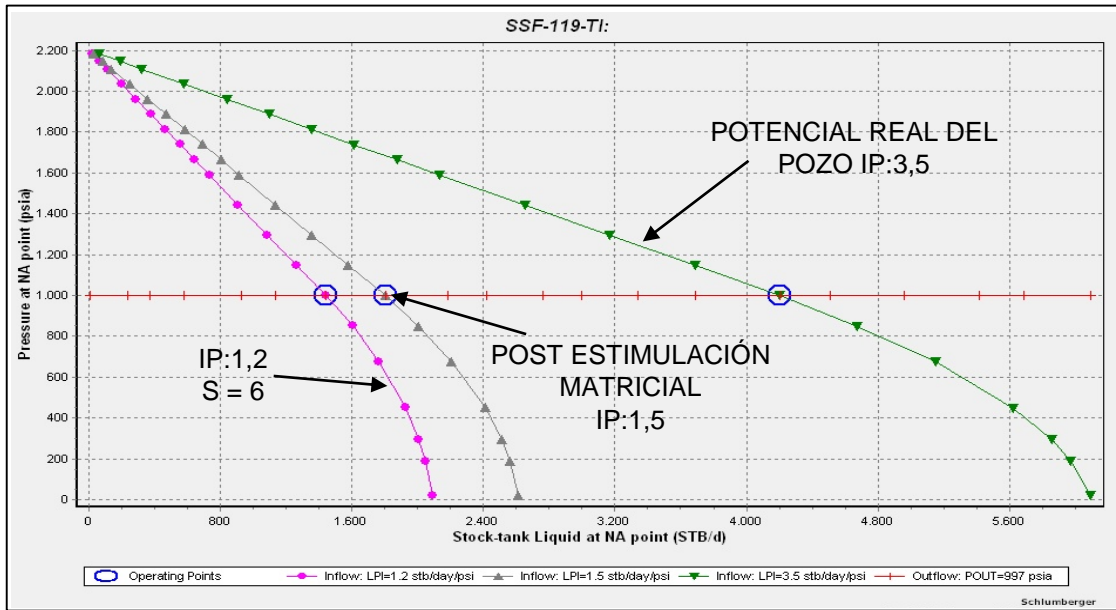
**Tabla 2.12. Parámetros de producción pre y post estimulación matricial Pozo SSF-119-TI.**

FECHA		BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
05-Dec-15	Antes	1684	252	85	1431	636	794
03-Jan-16		1651	250	85	1401	607	765
1-mar-16	Después	1855	743	60	1112	839	997
10-Apr-16		1877	743	60	1134	773	931
10-may-16		1908	764	60	1145	752	910
23-may-16		1907	705	63	1202	744	902

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

En la figura 2.22. se muestran las curvas IPR del pozo antes y después de la estimulación matricial en la arena TI. El índice de productividad del pozo inicial tiene un valor de 3,5 [BFPD/psi] que con la presencia de daño declinó a un valor de 1,2 [BFPD/psi] con un BSW de 85%. Después del trabajo de reacondicionamiento se incrementó a 1,5 [BFPD/psi] con un BSW de 60%.

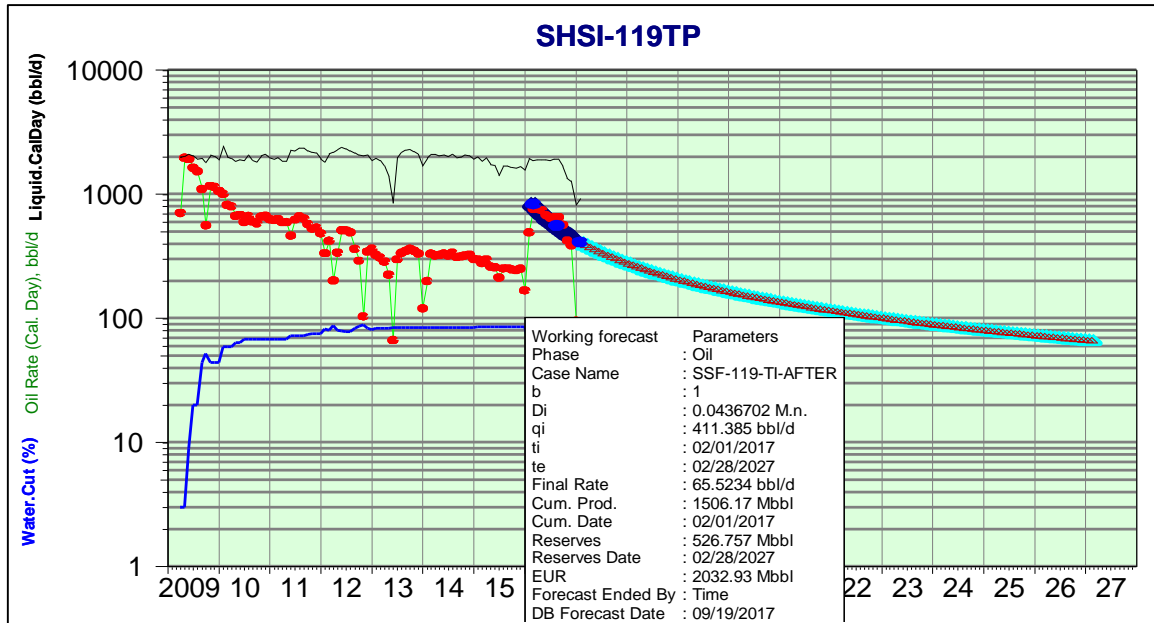
Figura 2.22. Comportamiento del índice de productividad, SSF-119-TI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

El Forecast del pozo (figura 2.14.) muestra una declinación de producción armónica ( $b=1$ ) de petróleo con un valor mensual de 4,36%.

Figura 2.23. Forecast Pozo SSF-119-TI.



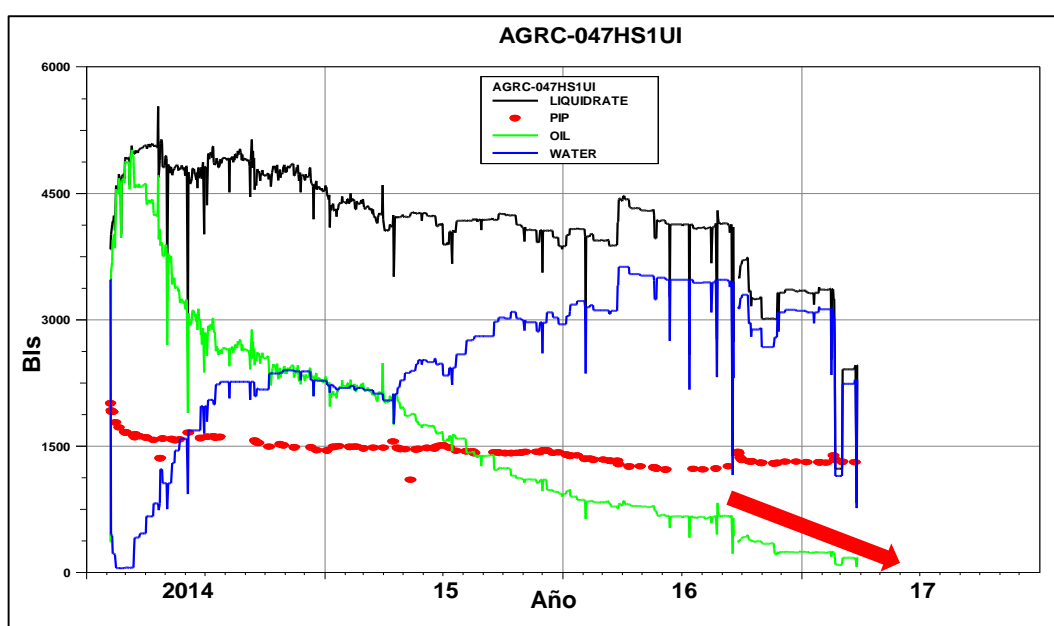
Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.3. POZO AGU-047H-UI

#### 2.3.3.1. ANÁLISIS PRODUCCIÓN

El pozo AGU-47H fue diseñado como un pozo de desarrollo para ser perforado en el Bloque 57, Campo Aguarico, Plataforma AGU-17, Cellar "AGU-47H"; con un desplazamiento horizontal de 5.895', con coordenadas en superficie del cellar N 9994783.96 [m], E 315783.33 [m]. La producción inicial de fluido de 4.590 [BFPD], 4.543 [BPPD] con un BSW del 1% que ha ido declinando hasta una producción de 2.438 [BFPD] con un BSW del 94% a marzo del 2017.

Figura 2.24. Perfil de producción SSF-47H-TI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.3.2. ANÁLISIS MECÁNICO

El pozo cuenta con un revestimiento descrito en la tabla 2.6. con una profundidad de 12.436' MD / 9.218,55' TVD con 92.10° de inclinación y 172° de azimuth. El mismo es un pozo horizontal, construido con 5 secciones: 26", 16", 12 1/4", 8 1/2", 6 1/8" con 4 revestidores: conductor de 20", superficial de 13 3/8", casing de producción de 9 5/8" y un liner de producción de 7". El objetivo principal fue la arenisca "U" Inferior. Y con una completación que se encuentra detallada en el Anexo 1.

Tabla 2.13. Casing desing pozo AGU-47H.

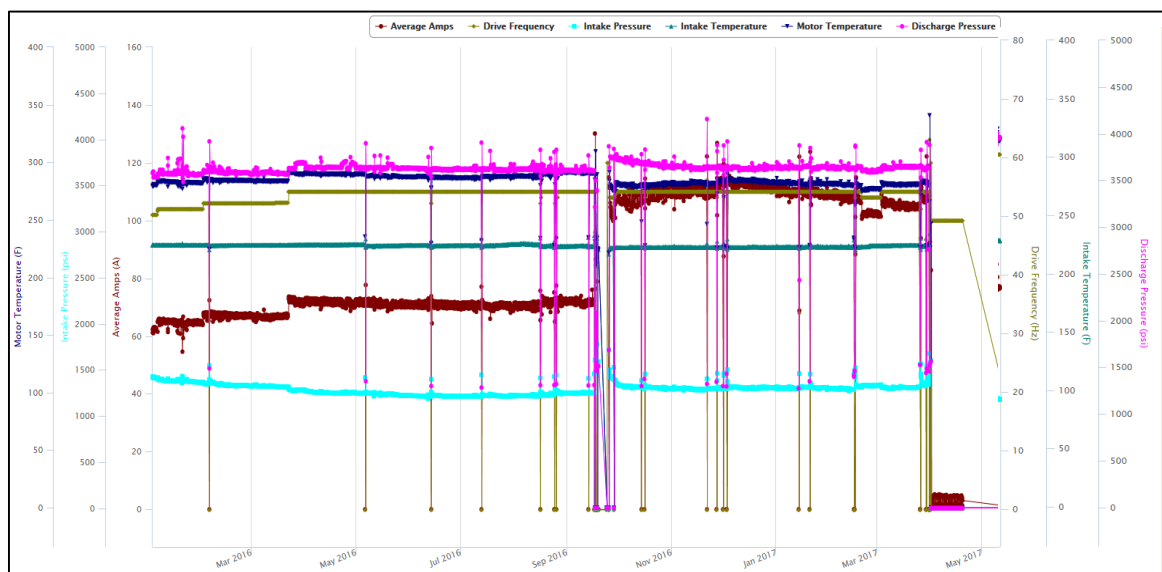
OD	Juntas	Grado	PESO (lb/ft)	Conexión	ID	Drift	Presión interna	Resist. Colapso	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución	
									(in)	(in)	(psi)	(psi)
											de	a
20	5	K-55	94	BTC	19.00	18.813	2410	770	1685	1685	0	194
13 3/8	45	K-55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	2037
13 3/8	105	K-55	68	BTC	12.415	12.259	3450	1950	1069	1069	2037	5950
9 5/8	158	L-80	47	BTC	8.681	8.525	6858	4756	1086	1122	0	5981
9 5/8	88	L-80	53.5	BTC	8.535	8.5	7931	6612	1244	1287	5981	9770
9 5/8	36	NQ-80	53.5	BTC	8.535	8.378	7933	6613	1243	1285	9770	11122
7 (L)	25	L-80	29	TSH BLUE	6.184	6.125	8160	7020	676	676	10925	11904

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.3.2.1. EVALUACIÓN BES

El equipo BES presenta un incremento de la presión de descarga mientras que la presión de intake decrece con inestabilidad posiblemente debido a la muy baja producción. La temperatura del motor incrementa con inestabilidades mientras la temperatura del intake se mantiene constante al igual que la frecuencia del equipo. Los valores de estos parámetros indican que el equipo BES se encuentra trabajando normalmente y que la variación de las presiones se debe al incremento del corte de agua.

Figura 2.25. Comportamiento BES (Sensores de Fondo), AGU-47H.



Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.



### 2.3.3.2.2. *EVALUACIÓN DE CEMENTO*

El pozo AGU-47H no cuenta con un registro de cementación en la arena debido a que es un pozo horizontal. En la tabla 2.14. se resume su comportamiento descartando problemas mecánicos y continuando con el análisis de reservorio. La nomenclatura se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.14. Resumen de análisis de producción y evaluación mecánica, pozo AGU-47H.**

POZO AGU-047H				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
↓	↑	↓	U	↓
EVALUACIÓN DE PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
~	-	↑/~	↓/~	~/-
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
N/A				
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

### 2.3.3.3. *ANÁLISIS PETROFISICO Y FLUIDO*

El pozo AGU-047H se encuentra produciendo de la arena UI que está formada por un valor promedio de cuarzo del 90% con un 3,3% de arcillas y un 6,7% de otros carbonatos.

El rango de caolinita es de 57-100%, siendo altamente susceptible a dispersarse y migrar concentrándose en las gargantas porales causando graves taponamientos y pérdida de permeabilidad. La clorita con un rango de 0-10% es extremadamente sensible a aguas ácidas y oxigenadas precipitándose y taponando las gargantas porales. La illita con un rango de 0-10% taponan las gargantas porales con otros finos migratorios y la montmorillonita con un rango 0-20% es sensible al agua (100% expansible), causando pérdidas de porosidad y permeabilidad; este valor es muy alto para una formación bajo inyección de agua.

Los intervalos disparados son susceptibles a los siguientes mecanismos de daño debido a su sensibilidad mineral:

1. Migración de finos.
2. Sensibilidad ácida (HCl)
3. Sensibilidad de las arcillas (hinchamiento)

Los asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 12,76 (Wt%) este compuesto de alto peso molecular se encuentra en dispersión coloidal. Los grumos se componen de

pequeñas y delgadas escamas sin una alineación estructural particular, evitando así el flujo de hidrocarburos.

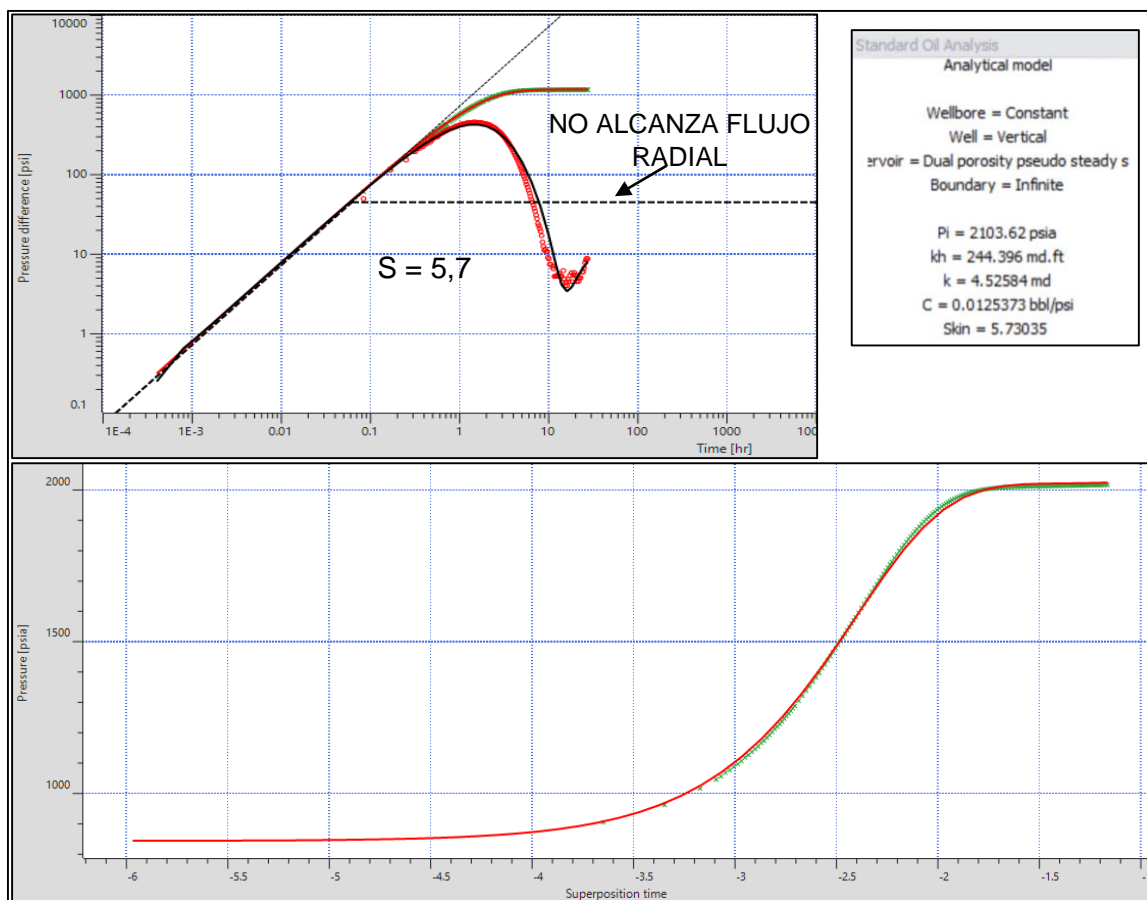
La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a depósitos orgánicos

El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena U es de un 1,12 siendo  $> 0.9$  y la relación Asfalteno-Resinas (A/R) de 0,85 siendo  $< 2.5$  siendo posible una precipitación de asfaltenos.

**2.3.3.4. PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS**

La prueba de restauración de presión (Build Up) en la arena UI, un daño de formación de 5,7. Con un modelo de reservorio de doble porosidad no se observa efecto de límites o fracturas sin alcanzar el flujo radial (IARF).

**Figura 2.26. Pressure Transient Analysis, AGU-47H-UI.**

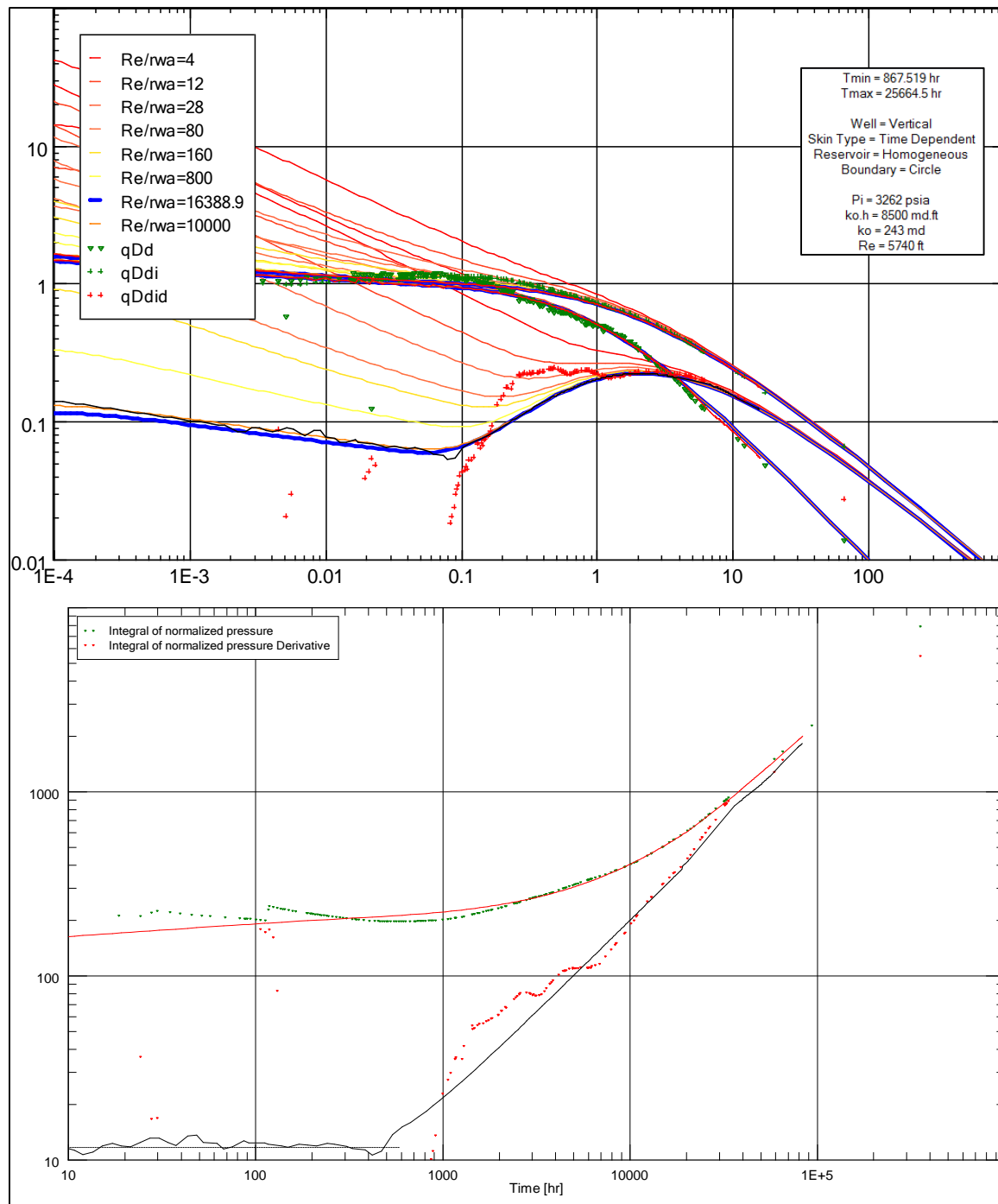


Elaborado por: Jhonny Reatiqui.  
Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.3.5. RATE TRANSIENT ANALYSIS

El análisis realizado con el software TOPAZE determinó que el daño de formación presente en el pozo es alrededor de 6,08 razón por la cual el objetivo del trabajo de reacondicionamiento es realizar una estimulación matricial a la arena UI y recuperar el potencial inicial del pozo.

**Figura 2.27. Rate Transient Analysis, AGU-47H-UI.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui

Fuente: Consorcio Shushufindi, 2017.

### 2.3.3.6. MÉTODO DE REMEDIACIÓN

Se determinó que el daño presente en el pozo tiene un valor de 5,7 mediante PTA y 6,08 mediante RTA, razón por la cual el objetivo del trabajo de reacondicionamiento es realizar una estimulación matricial a la arena UI y recuperar el potencial inicial del pozo.

1.- 2% NH<sub>4</sub>CL: Se utiliza para desplazar los sistemas de tratamiento.

2.- NH<sub>4</sub>CL 2% + 10% U066: Se utiliza para realizar una prueba de las arenas, adicionalmente se recomienda su uso previo a la inyección de un tratamiento con solventes.

**Tabla 2.15. Diseño de limpieza ácida AGU-47H.**

NH <sub>4</sub> CL 2%			
2940 GAL = 70 Bis			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
J285 F-103 W060	AGUA FRESCA	980,353 gpt	2882 gal
	CLORURO DE AMONIO	166,67 ppt	490 lbs
	SURFACTANTE	3 gpt	9 gal
	ANTIEMULSION	2 gpt	6 gal
NH <sub>4</sub> CL 2%+10% U066			
630 GAL = 15 Bis			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
J285 U066 F103 W060	AGUA FRESCA	980,353 gpt	618 gal
	CLORURO DE AMONIO	166,67 ppt	105 lbs
	SOLVENTE MUTUAL	100 gpt	63 gal
	SURFACTANTE	3 gpt	2 gal
	ANTIEMULSION	5 gpt	3 gal

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

3.- CleanSWEEP I: Este sistema se emplea para remover cualquier tipo de depósitos orgánicos y para devolver la humectabilidad natural de la arenisca, en caso de que por algún motivo se haya cambiado la mojabilidad de la roca.

**Tabla 2.16. Diseño de Cleansweep AGU-47H.**

CLEANSWEEP I			
1100,4 GAL = 26 Bis			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
A026	XYLENO	800 gpt	880 gal
A272	INHIBIDOR DE CORROSION	2 gpt	2 gal
U066	SOLVENTE MUTUAL	98 gpt	108 gal
L400	ÁCIDO ACÉTICO	100 gpt	110 gal

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

4. Ácido Acético 10%: Para remover depósitos calcáreos y preparar la arena para el tratamiento con OCA XP, evitando reacciones secundarias y terciarias.

**Tabla 2.17. Diseño remoción ácida de escala, AGU-47H.**

ÁCIDO ACÉTICO 10%			
1134 gal		27 Bls	
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty
L041	AGUA FRESCA	846 gpt	959 gal
A272	IRON CONTROL	50 gpt	57 lb
L400	INIHIIBIDOR DE CORROSION	1 gpt	1 gal
U066	ÁCIDO ACÉTICO	97 gpt	110 gal
W060	SOLVENTE MUTUAL	50 gpt	57 gal
F103	ANTIEMULSIONANTE	3 gpt	3 gal
	SURFACTANTES	3 gpt	3 gal

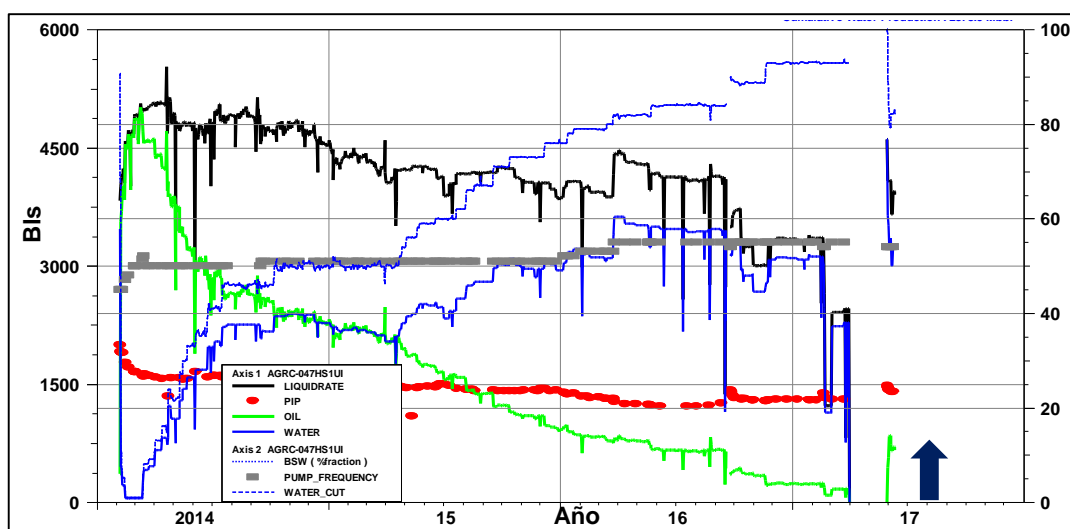
**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

5.- OCA XP: Es un sistema orgánico de generación de ácido fluobórico que sirve para estabilizar las arenas migratorias como la caolinita. Se bombearán 1638 galones (39 Bls) durante la operación de reacondicionamiento.

### 2.3.3.7. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO

La implementación del método escogido ha incrementado la producción a 4.130 [BFPD], 1.125 [BPPD] con un BSW de 73% a mayo de 2017 cumpliendo con el objetivo de incrementar la producción mitigando el daño de formación determinado con los análisis posteriores. El pozo continúa en monitoreo.

**Figura 2.28. Perfil de producción post estimulación matricial, AGU-47H-UI.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la tabla 2.18. se muestra los valores que maneja el pozo antes y después de la estimulación matricial con un incremento considerable en la producción de petróleo, este incremental de producción será analizado económicamente en el capítulo tres.

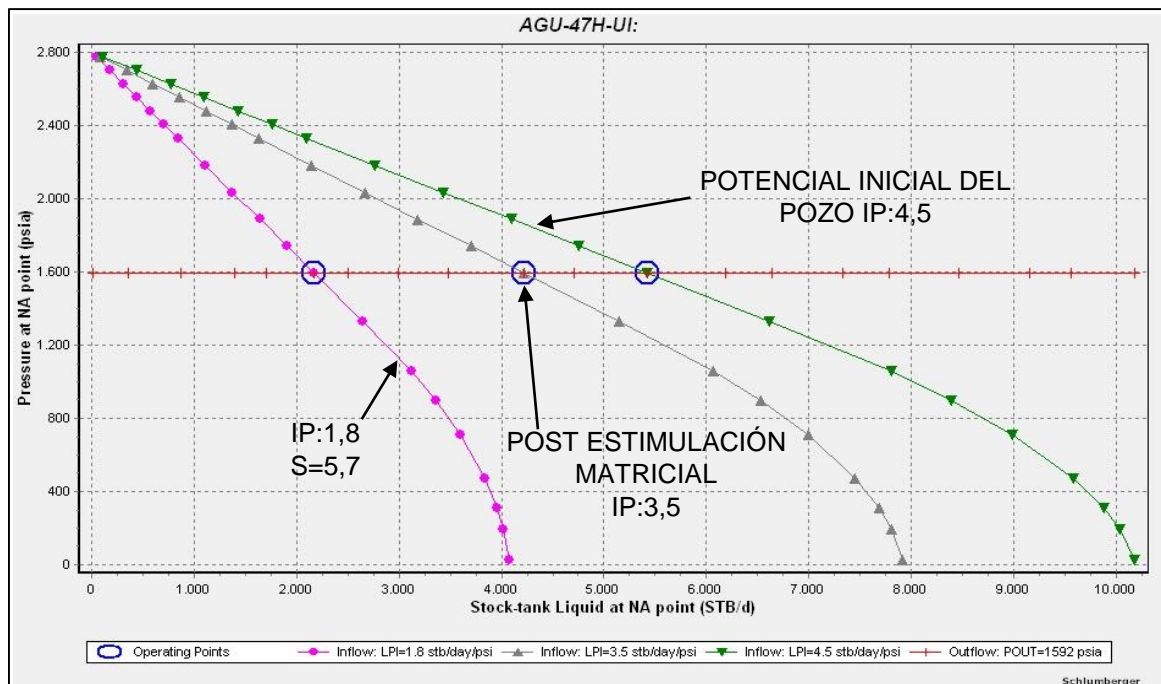
**Tabla 2.18. Parámetros de producción pre y post estimulación matricial Pozo AGU-47H-UI.**

FECHA		BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
21-feb-17	Antes	2655	185	93	2470	1335	1427
22-feb-17		1228	87	93	1141	1331	1423
5-mar-17		2409	171	93	2238	1308	1400
2-may-17	Después	4130	1125	73	3005	1500	1592

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

En la figura 2.27 se muestran las curvas IPR del pozo antes y después de la estimulación matricial en la arena UI. El índice de productividad del pozo inicial tiene un valor de 4,5 [BFPD/psi] que con la presencia de daño declino a un valor de 1,8 [BFPD/psi]. Después del trabajo de reacondicionamiento se incrementó a 3,5 [BFPD/psi] que es un índice de alta productividad para el pozo.

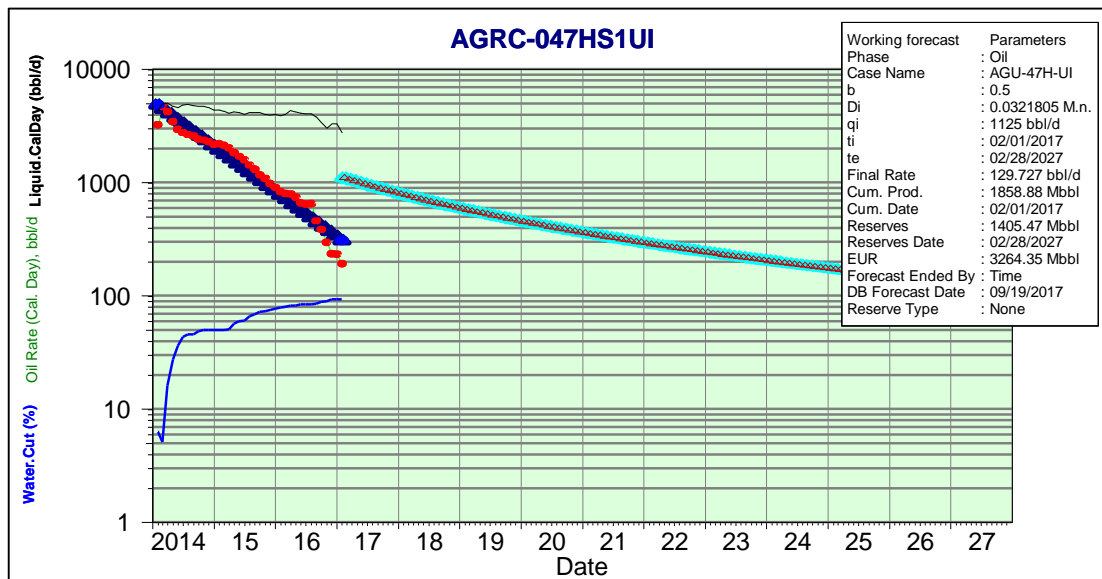
**Figura 2.29. Comportamiento del índice de productividad, AGU-47H-UI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

El Forecast del pozo (figura 2.28.) muestra una declinación de producción hiperbólica ( $b=0,5$ ) de petróleo con un valor mensual de 3,21%.

Figura 2.30. Forecast Pozo AGU-47H-UI.



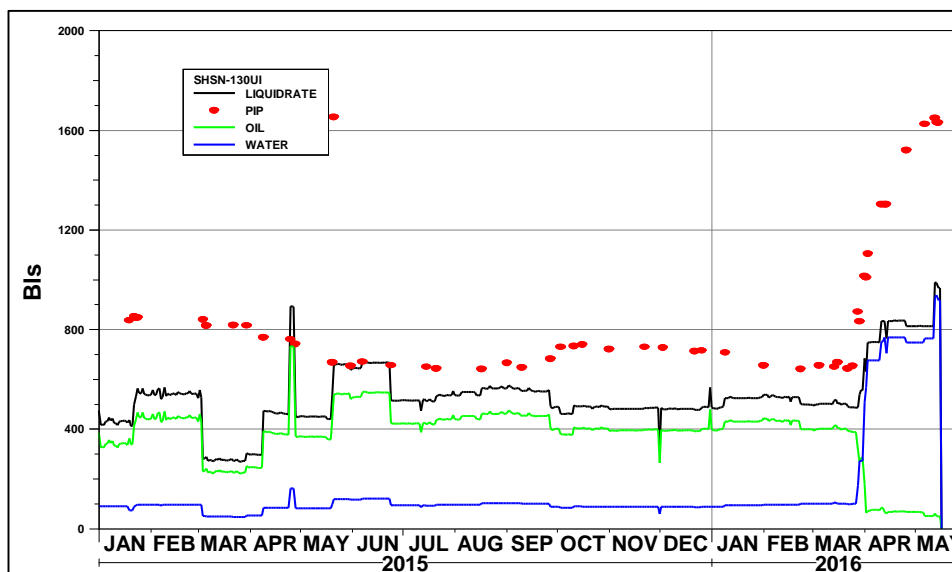
Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.4. POZO SSF-130D-UI

#### 2.3.4.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSF-130D fue perforado y completado el 22 de agosto de 2011 en la arena UI de los intervalos 9229' – 9254' (25') y 9268' – 9274' (6') con una producción inicial de 570 BFPD con un BSW del 2%. Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo se realizó una fractura hidráulica en septiembre de 2013, obteniéndose buenos resultados de producción post-fractura. Sin embargo, en marzo de 2016 se observa un cambio abrupto en su producción de agua y salinidad. Además, que la presión de intake se incrementó sin haber cambiado ninguna condición en el equipo electrosumergible (BES).

Figura 2.31. Perfil de producción SSF-130D-UI.



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.4.2. EVALUACIÓN MECÁNICA

En la tabla 2.19 se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación se encuentra detallada en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción que tiene un casing de 9 5/8", C-95 47# @ 0'-9069' y Liner de 7", N-80, 26# @ 9936'-8894' el pozo se encuentra operativo.

**Tabla 2.19. Casing desing pozo SSF-130D.**

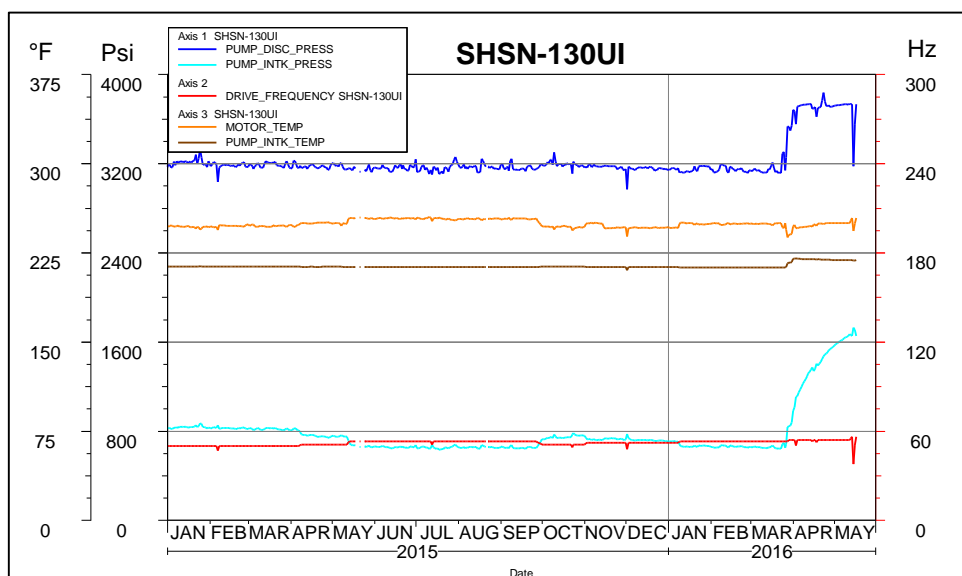
OD (in)	Juntas	Grado	Peso (lb/ft)	Conexión	ID (in)	Drift (in)	Presión interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución (ft MD)	
									Cuerpo	Junta	de	a
20	5	K55	94	BTC	19.124	18.813	2410	770	1685	1685	0	212
13 3/8	35	K55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	2125
13 3/8	90	K55	68	BTC	12.415	12.259	3450	1950	1069	1069	2125	5480
9 5/8	162	C95	47	BTC	8.681	8.525	6870	4750	1086	1086	0	9069
9 5/8	51	L80	53.5	BTC	8.535	8.500	7930	6620	1244	1285	7092	9200
7 (L)	20	N80	26	TSH BLUE	6.184	6.125	8160	7020	676	676	8894	9936

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.4.2.1. EVALUACIÓN BES

Se observa un incremento en la presión de intake y descarga del equipo sin cambios en los parámetros como frecuencia y temperatura de motor. Además, tiene un manejo de fluido con un BSW del 90% lo que provoca estas alteraciones en las medidas ya que no estaban contempladas en el diseño inicial del equipo BES.

**Figura 2.32. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-130D.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

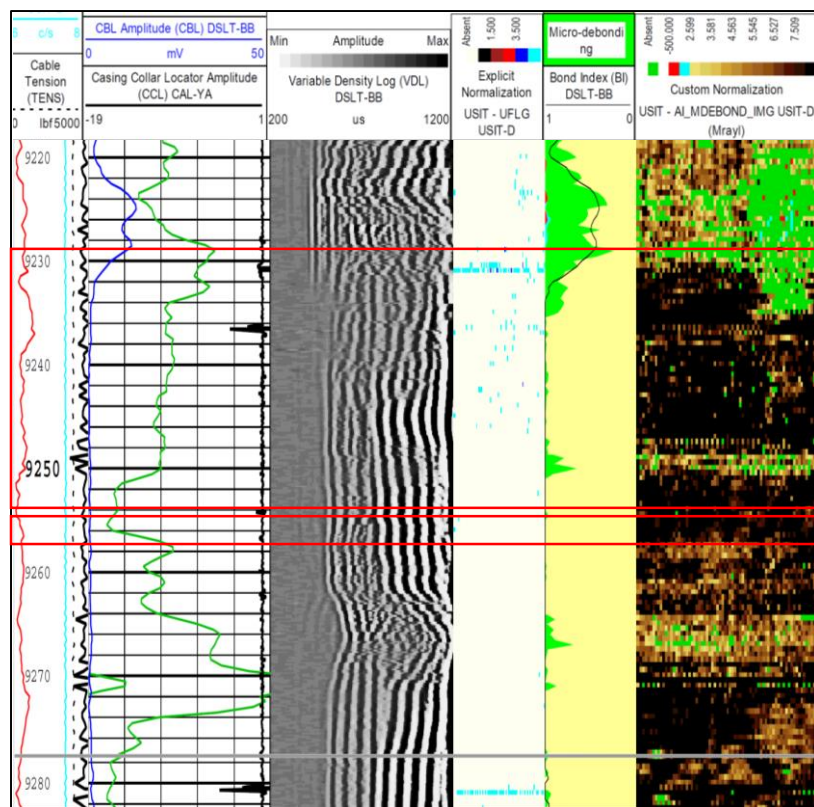


La presión en el tubing no se ve afectada descartando problemas de fugas siendo verificada mediante registros eléctricos.

#### 2.3.4.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El registro CBL muestra una buena adherencia del cemento al casing, el registro VDL muestra una buena adherencia del cemento al reservorio con partes de baja adherencia en el intervalo de interés que se confirma con el registro USIT que no muestra filtración de fluido y gas. No se nota corrosión en el revestidor (figura 2.33).

**Figura 2.33. Registros Eléctricos SSF-130D, Arena TI.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la tabla 2.20. se resume el análisis de producción y evaluación mecánica del pozo SSF-130D para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP protection guidelines for integrated surface Panel, Phoenix 1998*, esta se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.20. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-130D.**

POZO SSF-130D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
↑	↑	↓	↑	↑
EVALUACIÓN DE PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
∩	∩	↑	↑	-
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Valores bajos y constantes muestran buena cementación.		Buena adherencia cemento-formación con intervalos pequeños de no adherencia casing-cemento.	No se muestra anillos de gas, pero si una ligera filtración de fluido cemento-formación.	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

#### 2.3.4.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y DE FLUIDO

El pozo SSF-130D se encuentra produciendo de la arena UI. El mecanismo de daño dominante en esta arena es migración de finos debido a su alto contenido en arcillas migratorias como la caolinita he illita el análisis petrofísico de esta arena se encuentra detallado en el Capítulo I.

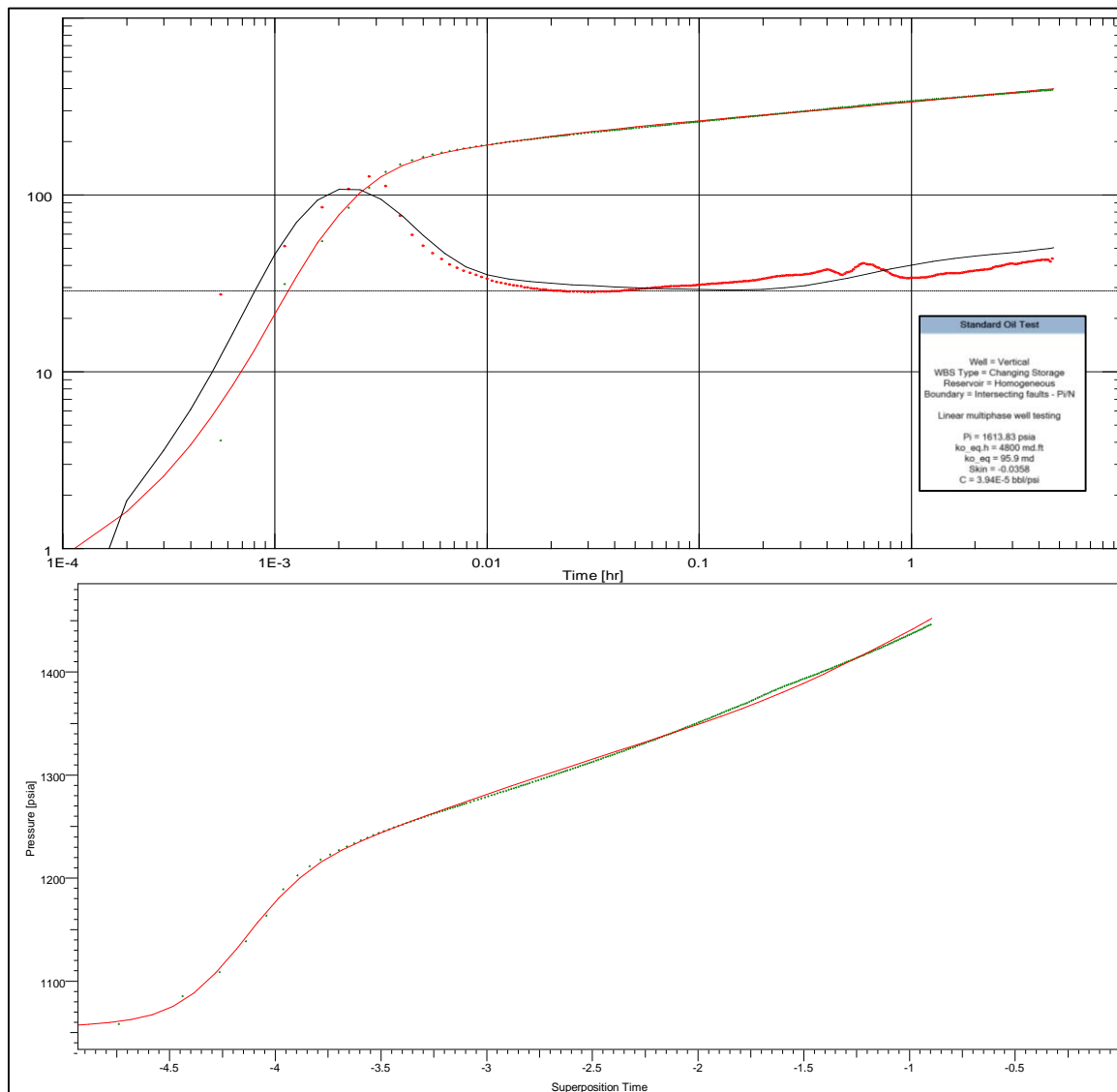
El análisis SARA del fluido muestra concentraciones altas de asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 12,76 (Wt%). La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. La cara de la formación constituye la zona más afectada por la despresurización, la cual mostrará un daño de formación asociado a depósitos orgánicos.

El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena U es de un 1,12 siendo > 0.9 y la relación Asfalteno-Resinas (A/R) de 0,85 siendo < 2.5 siendo posible una precipitación de asfaltenos.

#### 2.3.4.4. PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS

La prueba de restauración de presión (Build Up) en la arena UI, muestra una permeabilidad de aproximadamente 95,9 mD y un daño de formación de -0,0358. Se observa efecto de límites, intersección de fallas con un efecto de almacenamiento variable y alcanza el flujo radial (IARF).

Figura 2.34. Pressure Transient Analysis, SFF-130D.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.4.5. *MÉTODO DE REMEDIACIÓN*

Con base en lo anterior se ve una comunicación con un yacimiento diferente, razón por la cual se propone realizar un reacondicionamiento para identificar y solucionar la comunicación. Adicionalmente recañonear la arena UI en el intervalo de 9254' – 9257' (3') y remover el daño causado debido al posible flujo cruzado con el siguiente diseño de estimulación acida:

1.- NH<sub>4</sub>CL 2%+U066+XE220: Fluido que permite limpiar la formación y las paredes de las perforaciones para una mejor acción del tratamiento.

**Tabla 2.21. Diseño de estimulación ácida, Pozo SSF-130D**

NH4CL 2%+10% U066			
840 gal = 20 BIs			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty.
J285	AGUA FRESCA	980,353 gpt	823 gal
U066	CLORURO DE AMONIO	166,67 ppt	165 lbs
X220	SOLVENTE MUTUAL	100 gpt	84 gal
F110	DISPERSANTE	5 gpt	4 gal
W054	SURFACTANTE	3 gpt	3 gal
	ANTIEMULSION	5 gpt	4 gal

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

2.- Ácido Acético +L065: Ácido que permite la disolución de los residuos calcáreos con un efecto de adsorción de L065 que previene nuevas incrustaciones en la roca.

**Tabla 2.22. Diseño de estimulación antiescala, Pozo SSF-130D.**

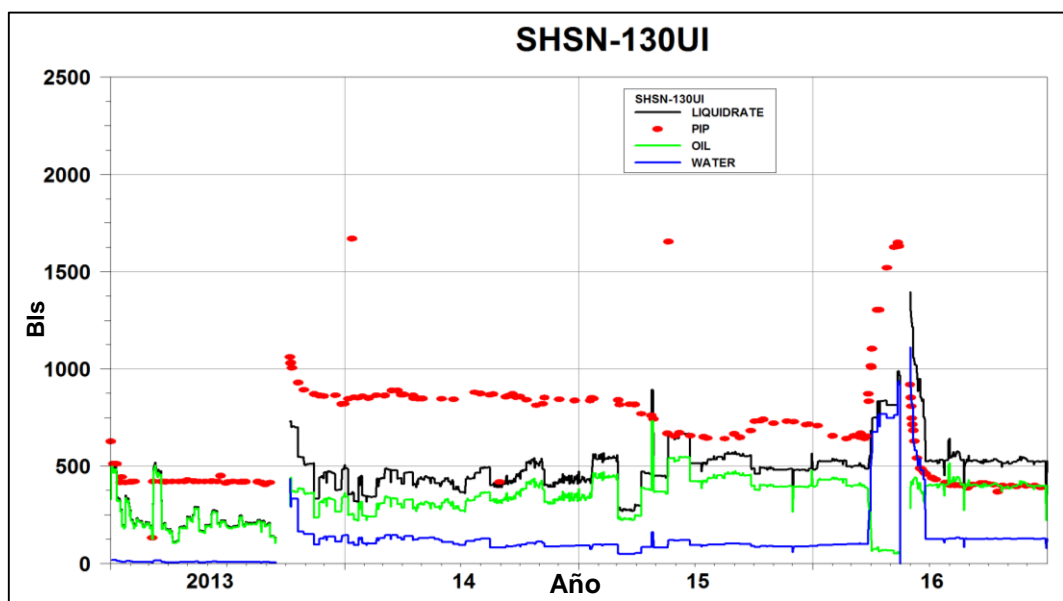
ÁCIDO ACÉTICO 12% + L065			
1680 gal = 40 BIs			
	DESCRIPCIÓN	CONC.	Qty
L041	AGUA FRESCA	817,0 gpt	1373 gal
A272	IRON CONTROL	50 gpt	84 lb
L400	INIHIIBIDOR DE CORROSION	3 gpt	5 gal
W054	ÁCIDO ACÉTICO	116 gpt	220 gal
L065	AGENTE DESMULSIFICANTE	3 gpt	5 gal
F110	INIHIIBIDOR DE INCRUSTACIONES	68 gpt	110 gal
	SURFACTANTES	3 gpt	5 gal

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.4.6. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO

Después de la implementación del reacondicionamiento se logró una tasa de producción promedia de 550 [BFPD], 430 [BPPD] con un BSW de 23% a julio del 2016. El pozo se mantiene en monitoreo. Cumpliendo el objetivo de recuperar la producción del pozo y remediando el daño de formación presente.

**Figura 2.35. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-130-UI.**



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la tabla 2.23. se muestra los valores que maneja el pozo antes y después del trabajo de reacondicionamiento con un incremento considerable en la producción de petróleo, este incremental de producción será analizado económicamente en el Capítulo III.

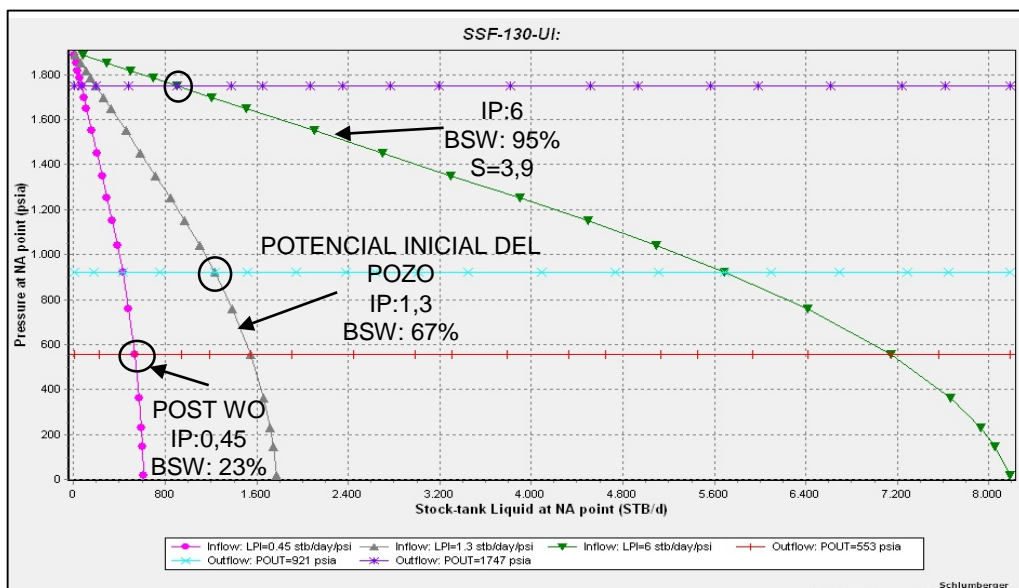
**Tabla 2.23. Parámetros de producción pre y post WO Pozo SSF-130D-UI.**

FECHA		BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
13-may-16	Antes	988	60	94	928	1649	1765
14-may-16		988	50	95	938	1631	1747
3-jun-16	Después	1265	422	67	843	807	921
5-jul-16		523	399	24	124	439	553
03-Aug-16		550	422	23	128	400	514
6-sep-16		528	404	24	125	404	518

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

En la figura 2.36 se muestran las curvas IPR del pozo antes y después del trabajo de reacondicionamiento propuesto. El índice de productividad inicial del pozo tiene un valor de 1,3 [BFPD/psi] con un BSW de 67% que con la presencia de daño posiblemente debido al flujo cruzado incremento a un IP de 6 [BFPD/psi] con un BWS de 95%. Después del trabajo de reacondicionamiento se recuperó la producción de petróleo y redujo el corte de agua con un IP de 0,45 [BFPD/psi] con un BSW de 23%.

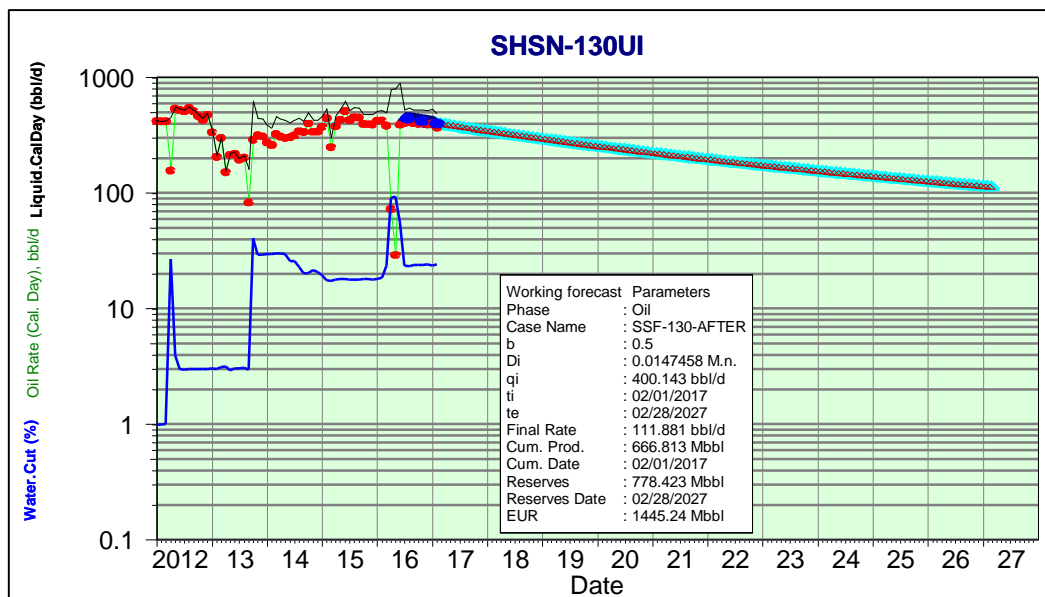
Figura 2.36. Comportamiento del índice de productividad, SSF-130-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

El Forecast del Pozo SSF-130D (figura 2.37) muestra una declinación de producción hiperbólica ( $b=0,5$ ) de petróleo con un valor mensual de 1.47% y una tasa final de 111,1 [BPPD]

Figura 2.37. Forecast Pozo SSF-130-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

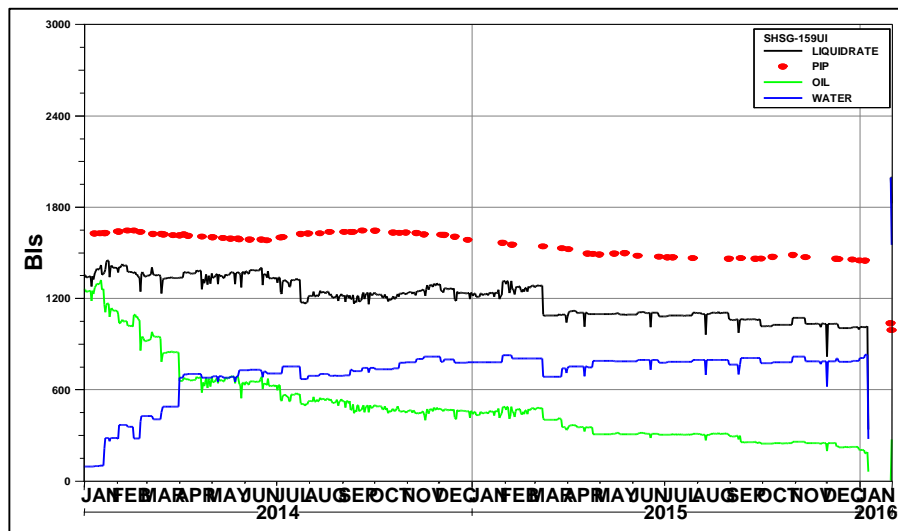
### 2.3.5. POZO SSF-159D-UI

#### 2.3.5.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSF-159D fue perforado y completado en septiembre de 2013 en la arena “U inferior” del intervalo 9748'-9772' (24') con una producción durante las pruebas iniciales de 1400 [BFPD] y 4% BSW. En la actualidad el pozo ha perdido +/- el 30% de su producción

inicial llegando a 200 [BPPD] con un BSW del 80% lo que lo hace un candidato para aplicar la metodología descrita.

**Figura 2.38. Perfil de producción SSF-159D-UI.**



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.5.2. EVALUACIÓN MECÁNICA

En la tabla 2.24. se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación se encuentra detallada en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción que tiene un casing de 9 5/8", L80 47# @ 0'-9698' y Liner de 7", P110, 29# @ 9698'-10.220' con 10.220' MD / 9513,15' TVD el pozo se encuentra operativo.

**Tabla 2.24. Casing desing pozo, SSF-159D.**

OD (in)	Juntas	Grado	Peso (lb/ft)	Conexión	ID (in)	Drift (in)	Presión interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución (ft MD)	
									Cuerpo	Junta	de	a
20	6	K55	94	BTC	19.124	18.937	2110	520	1480	1479	0	211
13 3/8	40	K55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	1880
13 3/8	95	K55	68	BTC	12.415	12.259	3450	1950	1069	1300	1880	5443
9 5/8	194	L80	47	BTC	8.681	8.525	6870	4760	1086	1122	0	7391
9 5/8	55	L80	53.5	BTC	8.535	8.379	7930	6620	1244	1285	7391	9480
7 (L)	9	L80	29	BTC	6.184	6.125	8160	7030	676	718	9279	9698
7 (L)	12	P110	29	TSH BLUE	6.184	6.059	11220	8530	929	929	9698	10220

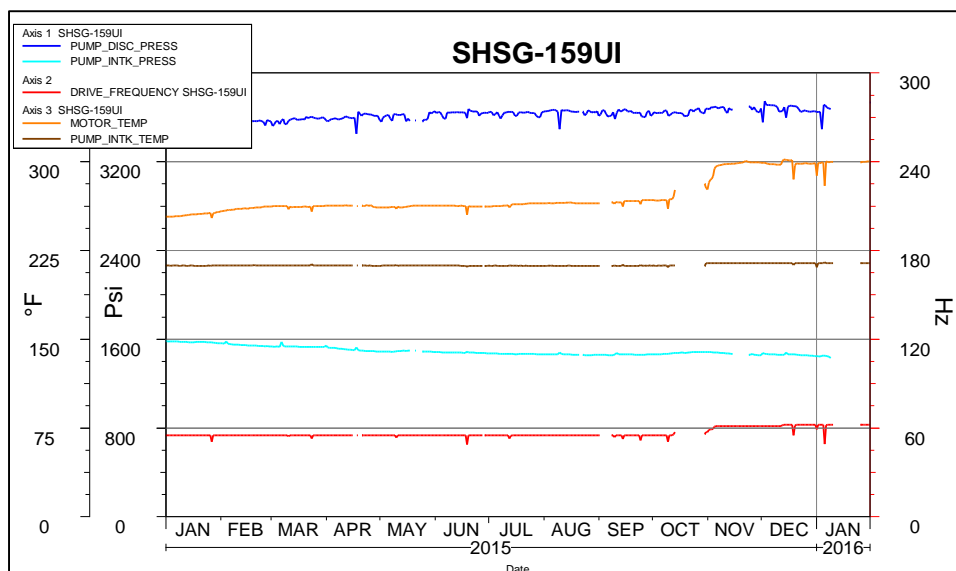
Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.5.2.1. EVALUACIÓN BES

El equipo BES presenta una presión de descarga que aumenta ligeramente, la presión de intake decrece ligeramente posiblemente debido a declinación de producción de fluido. La

temperatura del motor aumenta debido al aumento del corte agua mientras la temperatura del intake se mantiene constante al igual que la frecuencia del equipo. Los valores de estos parámetros indican que el equipo BES se encuentra funcionando normalmente y que si se tiene un corte de agua alto se debe rediseñar el equipo.

**Figura 2.39. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-159D.**

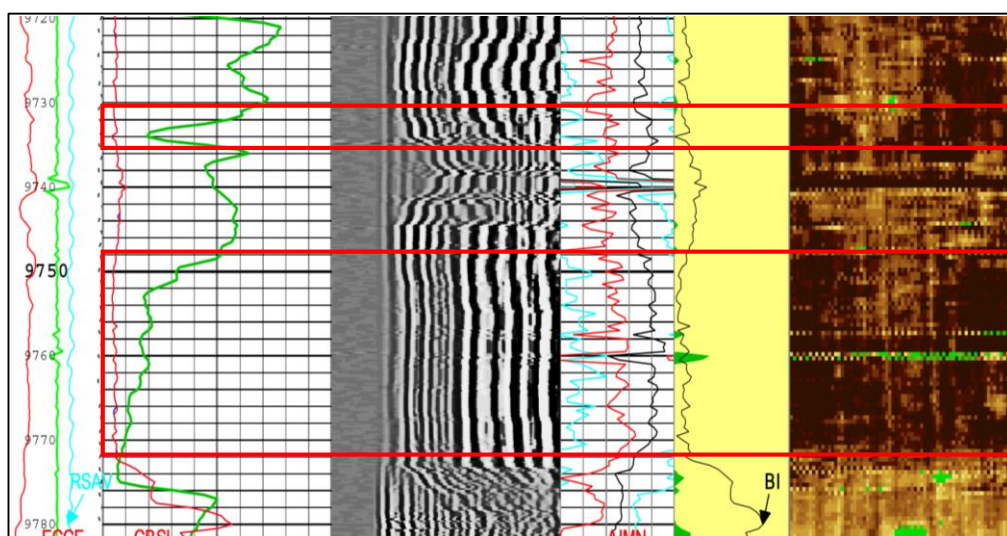


Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.5.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El pozo SSF-159D cuenta con un registro de cementación de la completación inicial, el cual muestra buena calidad del cemento por encima y debajo de la zona productora sin filtración de fluido comprobando integridad de cemento.

**Figura 2.40. Registros Eléctricos SSF-159D, Arena UI.**



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.



En la tabla 2.25. se resume el análisis de producción y evaluación mecánica del pozo SSF-159D para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP protection guidelines for integrated surface Panel, Phoenix 1998*, esta se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.25. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-159D.**

POZO SSF-159D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
U	↑	↓	U	↓
EVALUACIÓN DE PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
↑	-	∩	U	∩
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Registra una buena cementación en la zona productora por sus bajos valores.		Muestra buenos arribos de señal mostrando buena calidad de cemento-formación, casing-cemento.	No muestra filtración de fluido por parte de la formación al cemento del anular.	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.5.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y FLUIDO

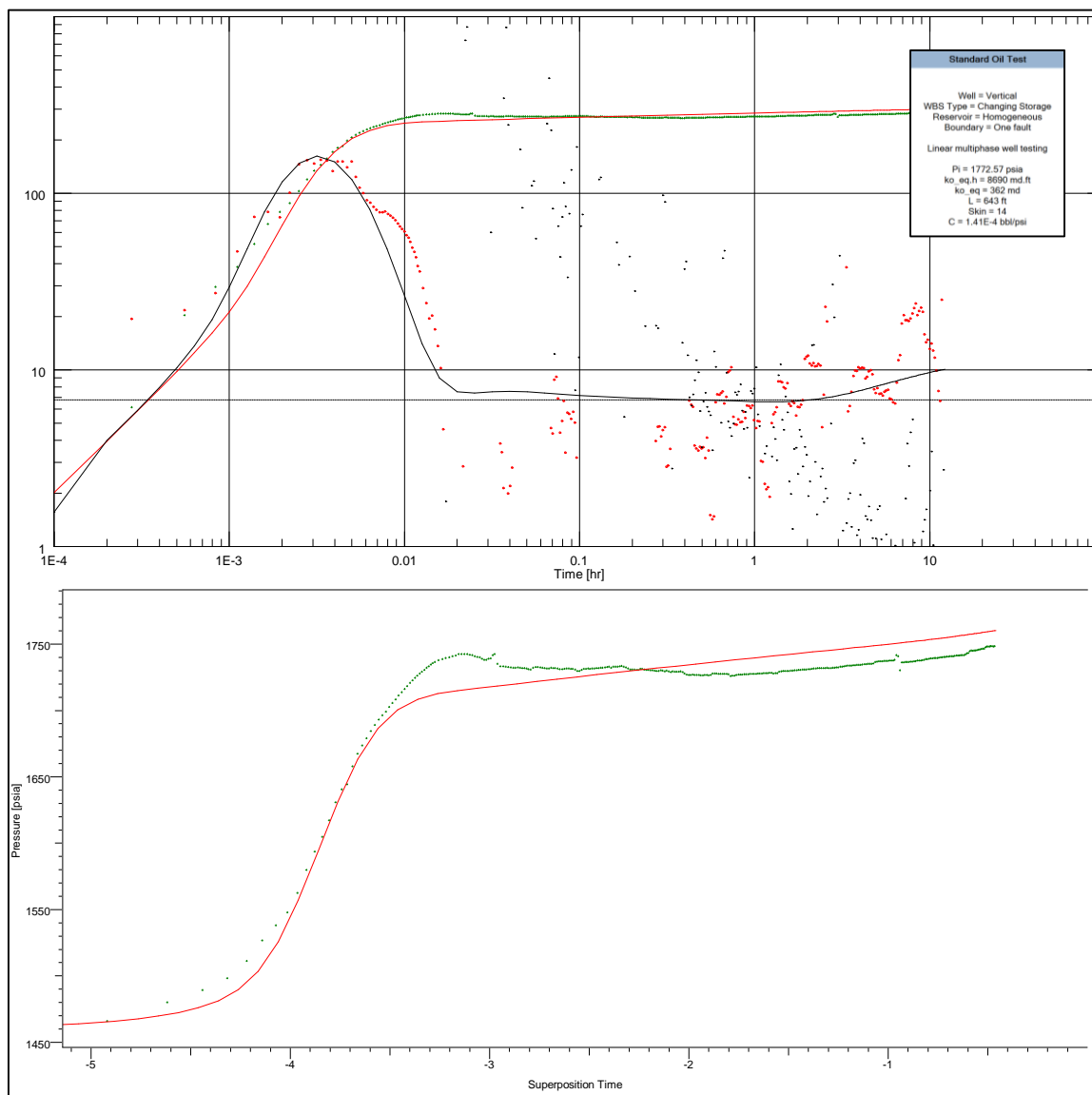
El pozo SSF-159D se encuentra produciendo de la arena UI. El mecanismo de daño dominante en esta arena es migración de finos debido a su alto contenido en arcillas migratorias como la caolinita he illita el análisis petrofísico de esta arena se encuentra detallado en el Capítulo I.

El análisis SARA del fluido muestra concentraciones altas de asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 12,76 (Wt%). El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena U es de un 1,12 siendo > 0.9 y la relación Asfalteno-Resinas (A/R) de 0,85 siendo < 2.5 siendo posible una precipitación de asfaltenos.

### 2.3.5.4. PRESSURE TRANSIENTE ANALYSIS

La prueba de restauración de presión (Build Up) en la arena UI, muestra una permeabilidad de aproximadamente 362 mD y un daño de formación de 14. se observa efecto de límites de una falla y no alcanza el flujo radial (IARF) con una tendencia característica de un reservorio de doble porosidad. figura 2.41.

Figura 2.41. Pressure Transient Analysis, SFF-159D.



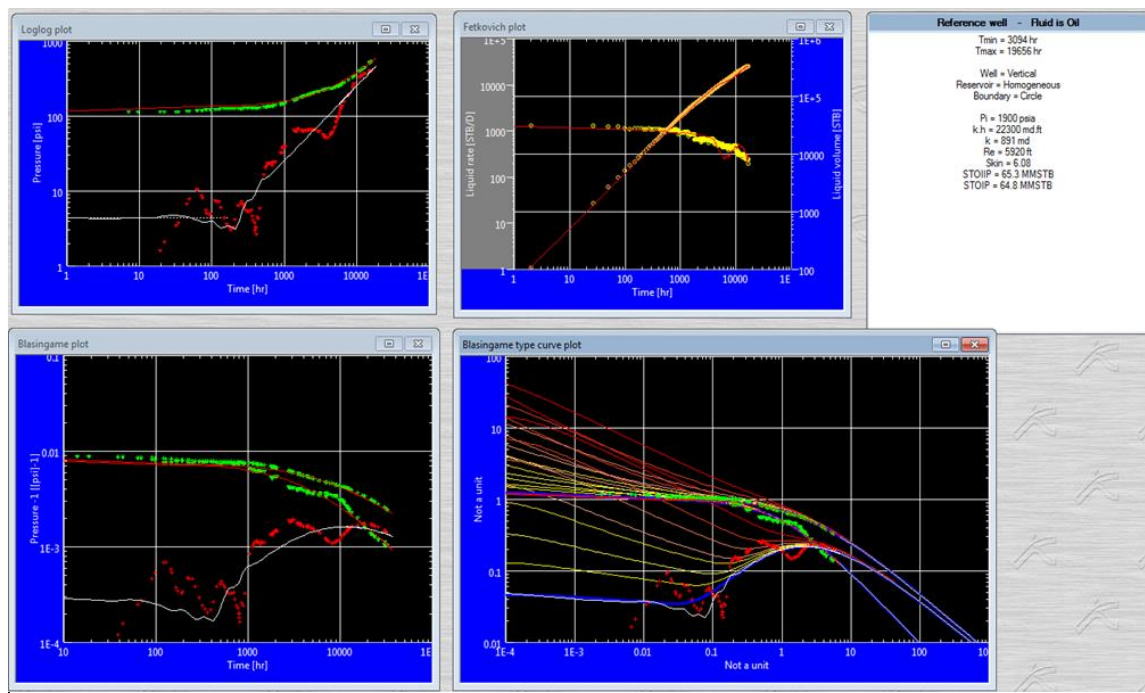
Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.5.5. *RATE TRANSIENT ANALYSIS*

El análisis realizado con el software TOPAZE determinó que el daño de formación presente en el pozo es alrededor de 6, razón por la cual el objetivo del trabajo de reacondicionamiento es realizar una estimulación matricial a la arena UI y recuperar el potencial inicial del pozo.

**Figura 2.42. Rate Transient Analysis, SSF-159-UI.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui

**Fuente:** Consorcio Shushufindi, 2017.

### 2.3.5.6. MÉTODO DE REMEDIACIÓN

Con el objetivo de cuantificar la magnitud del daño presente en el pozo se realizó el análisis con el software TOPAZE y ZAPHIR determinando un valor de 14 y 6 respectivamente para el daño en la formación, razón por la cual el objetivo del trabajo de reacondicionamiento es realizar una estimulación matricial a la arena U inferior y recuperar el potencial inicial del pozo.

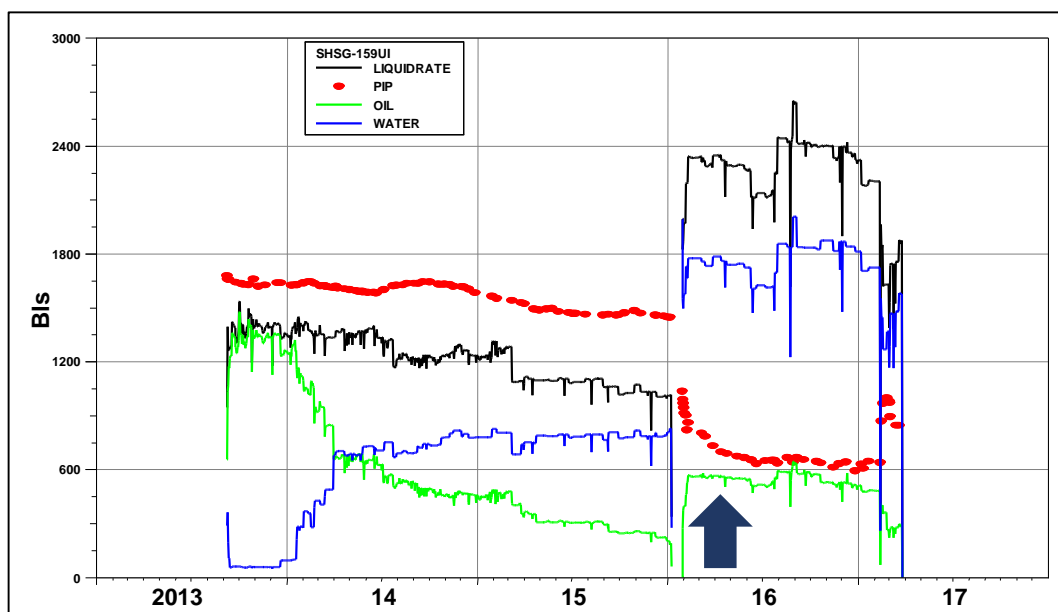
Adicionalmente se recañoneo la arena U inferior en un intervalo adicional 9730' – 9735' (5') el cual muestra buenas características petrofísicas: Porosidad y permeabilidad promedio de 12% y 70 -mD respectivamente. Se utilizó la siguiente configuración para el reacondicionamiento propuesto.

- 1.- 2% NH<sub>4</sub>CL: Se utiliza para desplazar los sistemas de tratamiento.
- 2.- NH<sub>4</sub>CL 2% + 10% U066: Para realizar una prueba en ambas arenas, adicionalmente se recomienda su uso previo a la inyección de un tratamiento con solventes.
- 3.- CleanSWEEP I: Este sistema se emplea para remover cualquier tipo de depósitos orgánicos y para devolver la humectabilidad natural de la arenisca, en caso de que por algún motivo se haya cambiado la mojabilidad de la roca.
4. Ácido Acético 10%: Para remover depósitos calcáreos y preparar la arena para el tratamiento con OCA XP, evitando reacciones secundarias y terciarias.

### 2.3.5.7. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO

Con la implementación de una estimulación matricial se obtuvo buenos resultados, incrementando la producción a 2342 [BFPD], 568 [BPPD] con un BSW de 76% cumpliendo el objetivo de remover el daño presente en el pozo (figura 2.43).

**Figura 2.43. Perfil de producción post estimulación matricial, SSF-159-UI**



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la tabla 2.26. se muestra la producción del pozo antes y después del trabajo de reacondicionamiento con un incremento en la producción de petróleo y reducción del BSW, este incremental de producción será analizado económicamente en el capítulo tres.

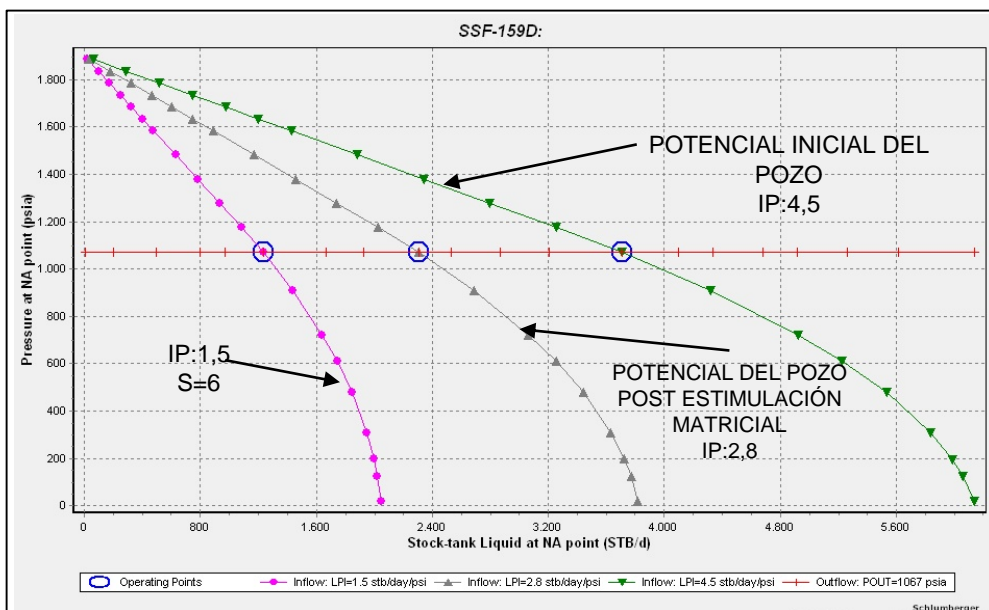
**Tabla 2.26. Parámetros de producción pre y post WO Pozo SSF-159D-UI.**

FECHA		BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
12-Dec-15	Antes	1002	219	78	783	1457	1663
06-Jan-16		1010	181	82	828	1447	1653
10-feb-16	Después	2342	568	76	1774	861	1067
7-mar-16		2310	555	76	1756	803	1009
14-mar-16		2289	556	76	1733	784	990
29-mar-16		2346	564	76	1783	731	937

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A. 2017.

En la figura 2.44. se muestran las curvas IPR del pozo antes y después del trabajo de reacondicionamiento propuesto. El índice de productividad inicial del pozo tiene un valor de 4,5 BFPD/psi que con la presencia de daño declina a un IP de 1,5 BFPD/psi. Después del trabajo de reacondicionamiento se incrementó la producción de petróleo y redujo el corte de agua con un IP de 2.8 BFPD/psi con un BSW de 76%.

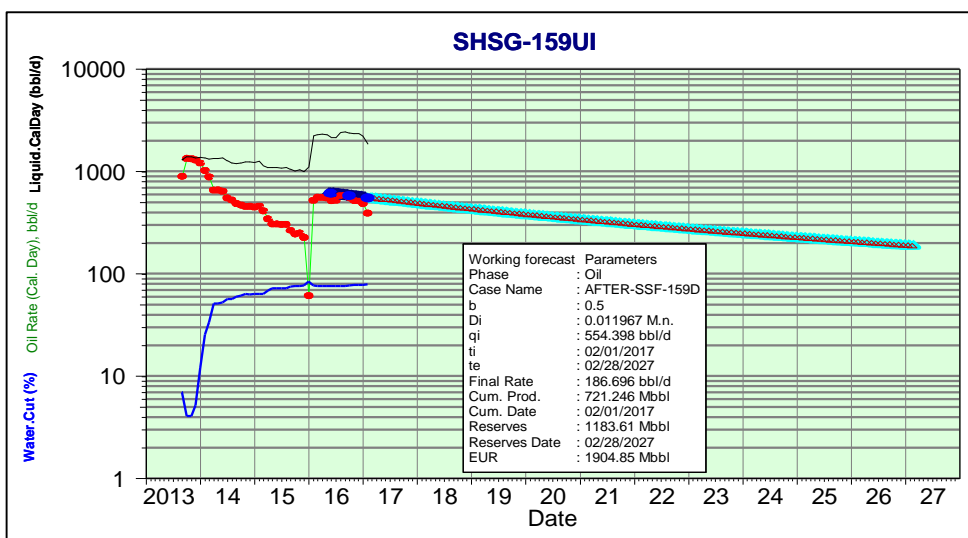
Figura 2.44. Comportamiento del índice de productividad, SSF-159-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

En la figura 2.36 se muestra el forecast de la producción incremental de petróleo, que tiene una declinación exponencial ( $b=0.5$ ) con un valor de 1,19% mensual. El pozo continúa en monitoreo.

Figura 2.45. Forecast Pozo SSF-159D-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

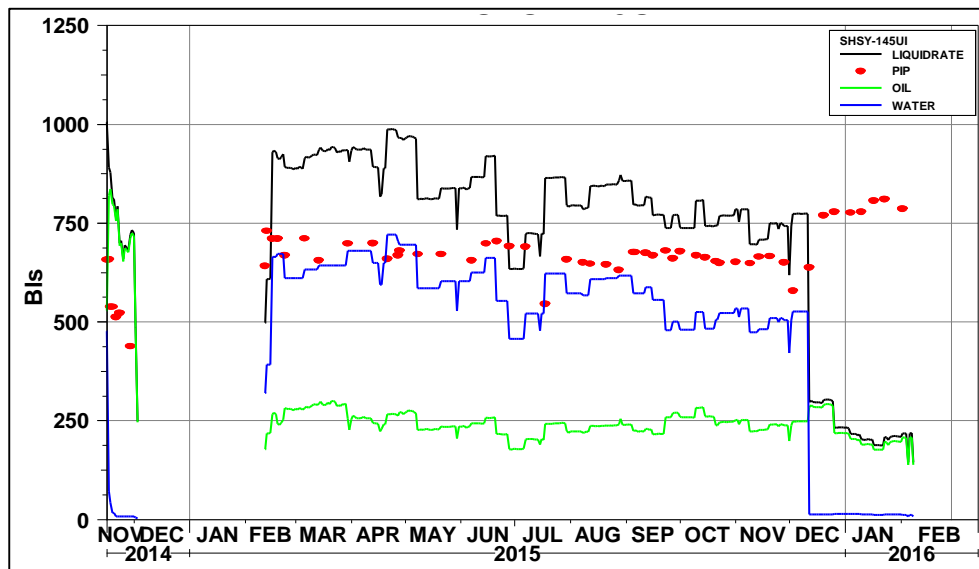
## 2.3.6. POZO SSF-145-UI

### 2.3.6.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSF-145D se completó el 14 de mayo del 2013 en la arena de T Inferior de los intervalos 9934'- 9947' (13') y 9951'- 9959' (8'). El pozo ha sido intervenido tres veces

debido a comunicación tubing-casing y cambio de la bomba BES debido al bajo aislamiento del cable.

**Figura 2.46. Perfil de producción SSF-145D-UI.**



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.6.2. EVALUACIÓN MECÁNICA

En la tabla 2.27. se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación se encuentra detallada en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción que tiene un casing de 9 5/8", L80 47# @ 0'-9563' y Liner de 7", N80, 26# @ 9331'-10179', el pozo se encuentra operativo.

**Tabla 2.27. Casing desing pozo SSF-145D.**

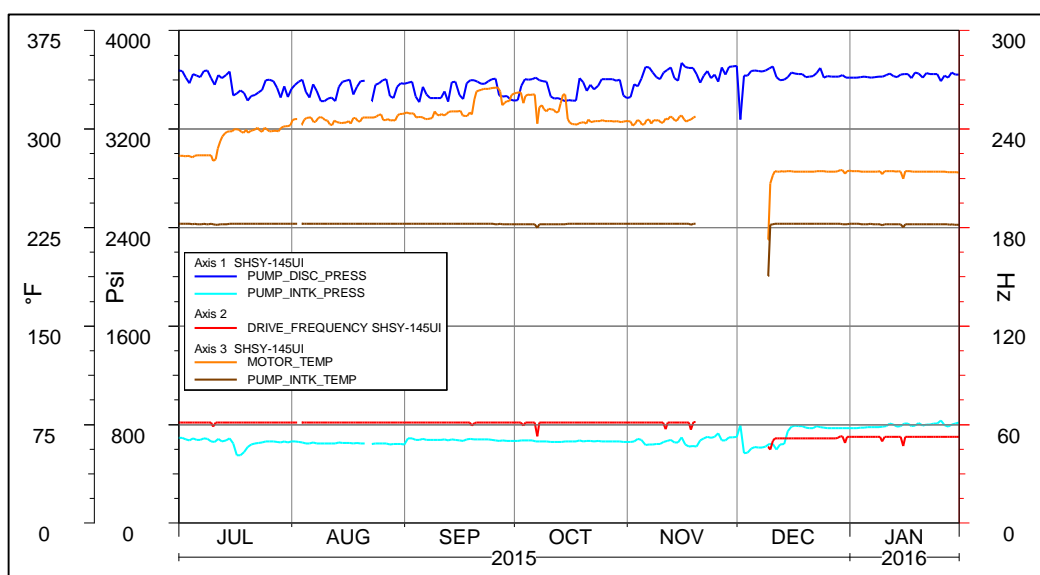
OD (in)	Juntas	Grado	Peso (lb/ft)	Conexión	ID (in)	Drift (in)	Presión interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (klbs)		Distribución (ft MD)	
									Cuerpo	Junta	de	a
20	6	K55	94	BTC	19.124	18.813	2102	522	1482	1480	0	190
13 3/8	52	K55	54.5	BTC	12.615	12.459	2730	1130	853	1038	0	1992
13 3/8	99	K55	68	BTC	12.415	12.259	3451	1943	1071	1300	1992	5776
9 5/8	210	L-80	47	BTC	8.681	8.525	6858	4756	1086	1122	0	8008
9 5/8	41	L-80	53.5	BTC	8.535	8.5	7931	6612	1244	1287	8008	9563
7 (L)	19	L-80	29	TSH- BLUE	6.184	6.059	8160	7020	803	803	9331	10098
7 (L)	2	N-80	26	BTC	6.276	6.151	7240	5410	604	604	10098	10179

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.6.2.1. EVALUACIÓN BES

El equipo BES tiene una presión de descarga con inestabilidades y su presión de intake se mantiene suavemente con inestabilidad posiblemente debido a la muy baja producción. La temperatura del motor mantiene un rango estable con incrementos suaves mientras la temperatura del intake se mantiene constante al igual que la frecuencia del equipo. Los valores de estos parámetros indican que el equipo BES se encuentra trabajando normalmente y si se tiene variación en la presión de intake y descarga es debido a condiciones de reservorio como la baja afluencia de fluido.

**Figura 2.47. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-145D.**

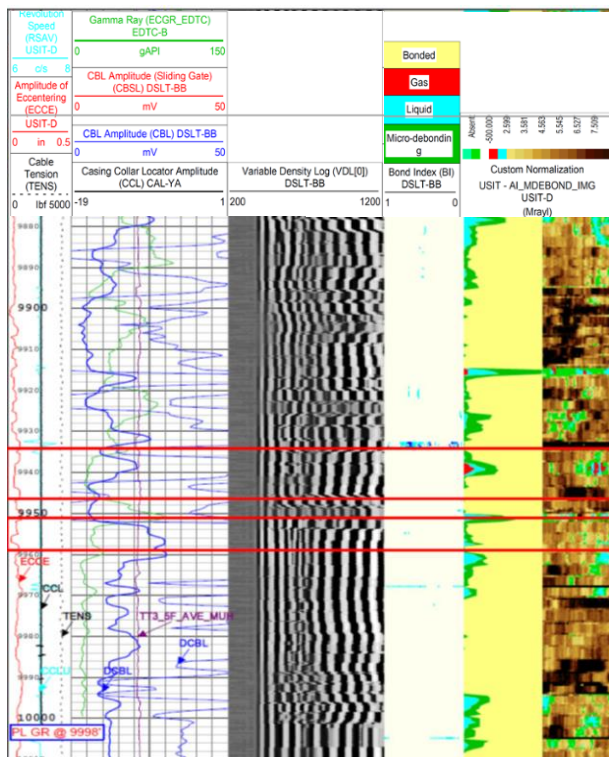


Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

### 2.3.6.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El registro USIT-CBL-VDL tomado en 2013 durante la completación original muestra que no sería necesaria una cementación remedial. En la zona de interés se nota buena cementación casing-cemento, cemento-formación debido a los arribos del registro CVL. El registro de impedancia acústica USIT muestra una ligera filtración de fluidos en el cemento, pero existe sello hidráulico en la zona de interés.

Figura 2.48. Registros Eléctricos SSF-145D, Arena UI.



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la tabla 2.28. se resume el análisis de producción y evaluación mecánica del pozo SSF-145D para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP protection guidelines for integrated surface Panel, Phoenix 1998*, esta se encuentra en el Anexo 2.

Tabla 2.28. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, pozo SSF-145D.

POZO SSF-145D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	
↓	↓,0	↓	∩	
EVALUACIÓN DE PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
↓	-	~	∩	∪
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Su señal varía con picos mostrando intervalos no bien cementados.		Muestra arribos de señales continuas indicando buena adherencia casing-cemento.	Muestra una ligera filtración de fluidos en el intervalo 9934'- 9947' pero existe sello hidráulico.	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.



### 2.3.6.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y FLUIDO

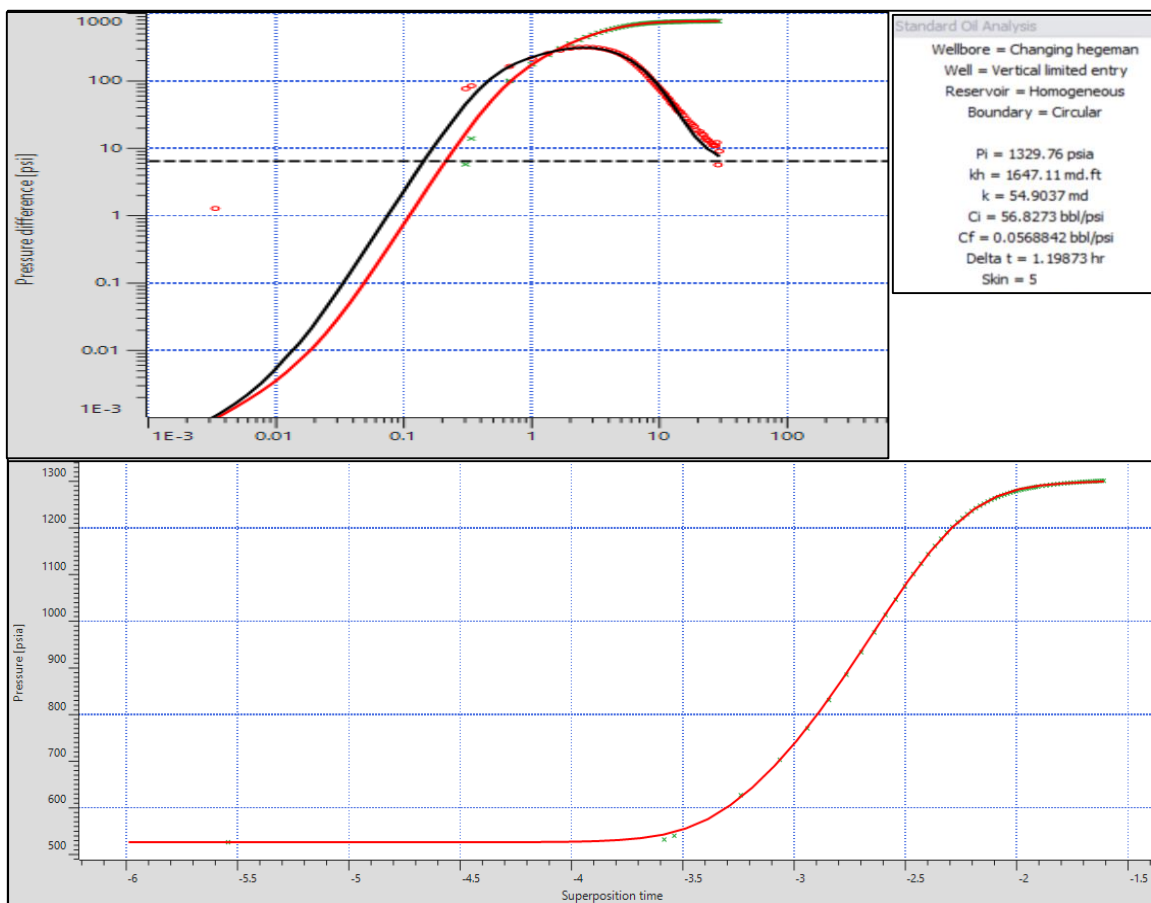
El pozo SSF-145D se encuentra produciendo de la arena UI cuyo mecanismo de daño dominante es migración de finos debido a su alto contenido en arcillas migratorias como la caolinita he illita seguido de hinchamiento de arcillas como la montmorillonita. El análisis petrofísico de esta arena se encuentra detallado en el Capítulo I.

El análisis SARA del fluido muestra concentraciones altas de asfaltenos se encuentran con un valor promedio de 12,76 (Wt%). El valor promedio del índice de inestabilidad coloidal (CII) para la arena U es de un 1,12 siendo  $> 0.9$  y la relación Asfalteno-Resinas (A/R) de 0,85 siendo  $< 2.5$  siendo posible una precipitación de asfaltenos y formación de escala.

### 2.3.6.4. PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS

La prueba de restauración de presión (B'UP) en la arena UI, muestra una permeabilidad de aproximadamente 54,9 mD y un daño de formación de 5 Con un efecto de almacenamiento variable posiblemente debido a la muy baja compresibilidad del líquido y espacio adicional para que el gas se expanda, esta redistribución de las fases provoca un aumento neto en la presión del pozo.

Figura 2.49. Pressure Transient Analysis, SFF-145.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.6.5. MÉTODO DE REMEDIACIÓN

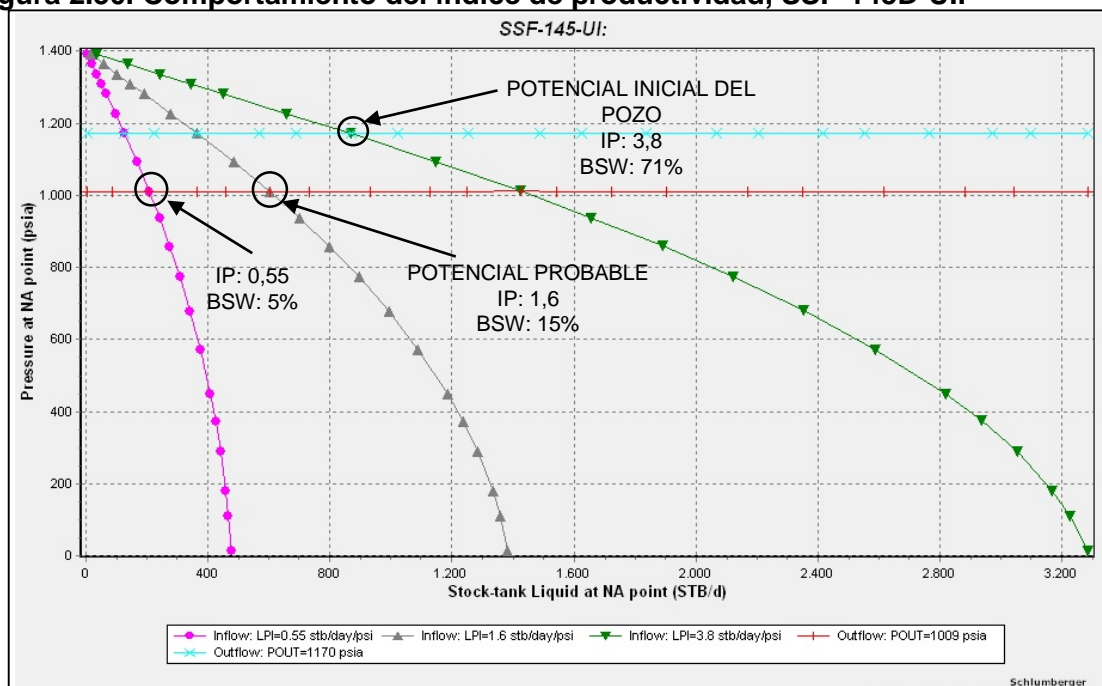
Retirar completación actual. Cañonear los intervalos de la arena U inferior 9698' - 9703' (5), 9730' - 9740' (10), 9753' - 9772' (19). Completar el pozo con sistema de levantamiento artificial bombeo electro sumergible BES y la siguiente configuración de estimulación:

- 1.- 2% NH<sub>4</sub>CL: Se utiliza para desplazar los sistemas de tratamiento.
- 2.- NH<sub>4</sub>CL 2% + 10% U066: Para realizar pruebas en las arenas, adicionalmente se recomienda su uso previo a la inyección de un tratamiento con solventes.
- 3.- CleanSWEEP I: Este sistema se emplea para remover cualquier tipo de depósitos orgánicos y para devolver la humectabilidad natural de la arenisca, en caso de que por algún motivo se haya cambiado la mojabilidad de la roca.
4. Ácido Acético 10%: Para remover depósitos calcáreos y preparar la arena para el tratamiento con OCA XP, evitando reacciones secundarias y terciarias.

Nota: Con base a los resultados de la evaluación selectiva y una vez confirmado el potencial de las arenas TI y UI se confirmará la completación final a permanecer en el pozo y la aplicabilidad de una producción en conjunta y controlada con intellizone, recuperando el potencial del pozo.

En la figura 2.50 se muestra el potencial probable a obtenerse después del trabajo de reacondicionamiento, remediando el daño de formación presente en el pozo. Una estimación de 1,6 [BFPD/psi] con un BSW de 15%.

**Figura 2.50. Comportamiento del índice de productividad, SSF-145D-UI.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

En la tabla 2.29 se muestra el historial de producción del pozo notando un decremento de la tasa de petróleo y agua conjuntamente. Parámetros a tomar en cuenta para el reacondicionamiento del pozo.

**Tabla 2.29. Parámetros de producción Pozo SSF-145D-UI.**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
16-feb-15	930	266	71	664	930	1170
30-mar-15	934	254	73	680	934	1174
21-may-15	838	235	72	603	838	1078
28-jun-15	633	177	72	456	633	873
26-Dec-15	232	218	6	14	778	1001
17-Jan-16	188	177	6	11	806	1029
23-Jan-16	209	196	6	12	810	1033
02-feb-16	218	207	5	11	786	1009

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

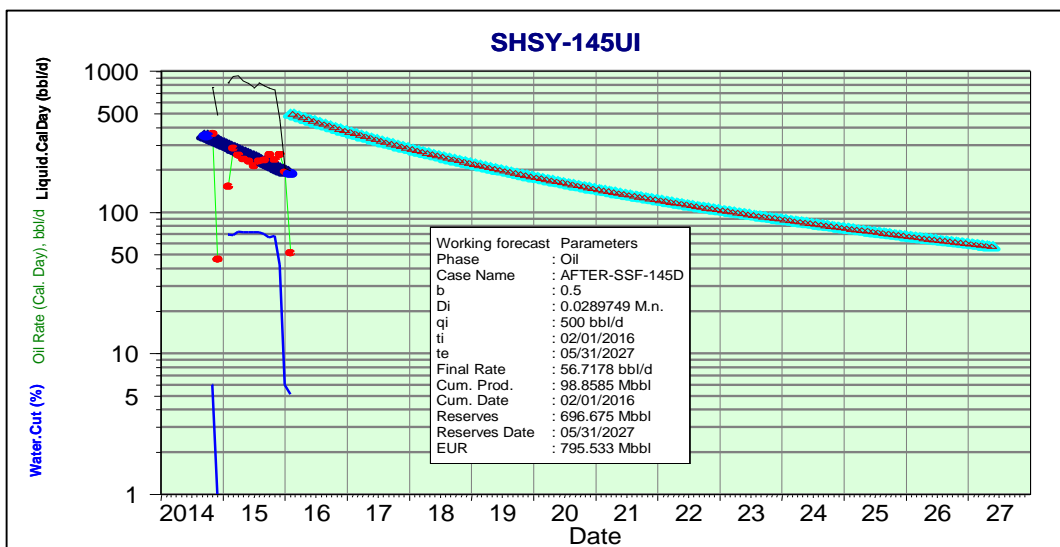
### **2.3.6.6. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO**

Con la implementación se estima alcanzar una producción incremental de petróleo en el pozo de 500 BPPD, siendo un candidato ideal para la completación con Intellizone debido a la existencia de reservas probadas importantes por desarrollar en las arenas T & U con regímenes de presión distintos. La utilización de Intellizone permitirá además de incrementar la producción total de fluido y de petróleo lo siguiente:

- Producción conjunta y controlada de las arenas U y T.
- Impedirá el flujo cruzado entre las arenas U y T.
- La utilización de válvulas de control en fondo evitara el posible daño de formación por la interacción entre el fluido de control y la formación durante las operaciones de reacondicionamiento.
- Esta tecnología contribuirá a la reducción de tiempos de instalación y reemplazo del sistema de levantamiento artificial BES en futuras intervenciones.
- Permite la estimulación selectiva de las arenas mediante el uso de las válvulas de fondo.

El Forecast realizado del Pozo SSF-145D con una producción incremental estimada de 500 [BPPD] se puede visualizar en la figura 2.51. nótese que la tasa de declinación mensual del pozo es 2,89% y una tasa final de 56 [BPPD] que esta sobre el mínimo manejado por CSSFD que es de 50 [BPPD].

Figura 2.51. Forecast Pozo SSF-145D-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

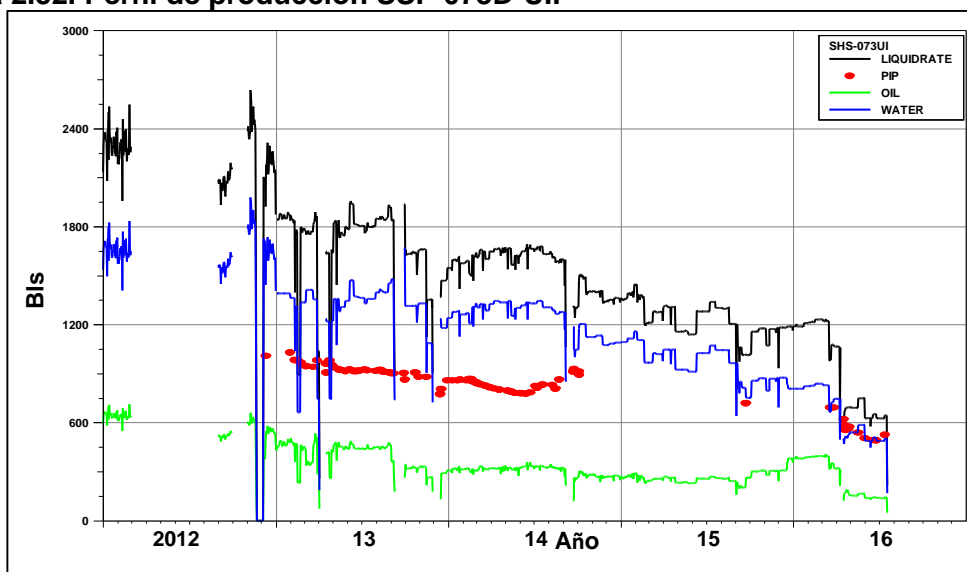
### 2.3.7. POZO SSF-073D-UI

#### 2.3.7.1. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

El pozo SSF-073D fue completado originalmente en la arena T Inferior el 21 de enero de 1991. La producción inicial del pozo fue de 1664 [BFPD], 1480 [BPPD] con un BSW de 12% de la arena T Inferior. En el presente el pozo produce de la arena U inferior registrando 651 [BFPD], 143 [BPPD] y un BSW de 78%.

El perfil de producción de U inferior muestra una fuerte declinación como se muestra en la figura 2.59. asociada principalmente a una depletación de la presión de reservorio y a una fuerte interferencia con su pozo vecino SSF-257D.

Figura 2.52. Perfil de producción SSF-073D-UI.



Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.7.2. EVALUACION MECÁNICA

En la tabla 2.30. se muestra el estado mecánico actual del pozo y su completación se encuentra detallada en el Anexo 1. Con un revestimiento de producción que tiene un casing de 9 5/8", P110 53,5# @ 9051'-9627' y Liner de 7", L80, 29# @ 10196'-10278'.

**Tabla 2.30. Casing desing Pozo SSF-73D.**

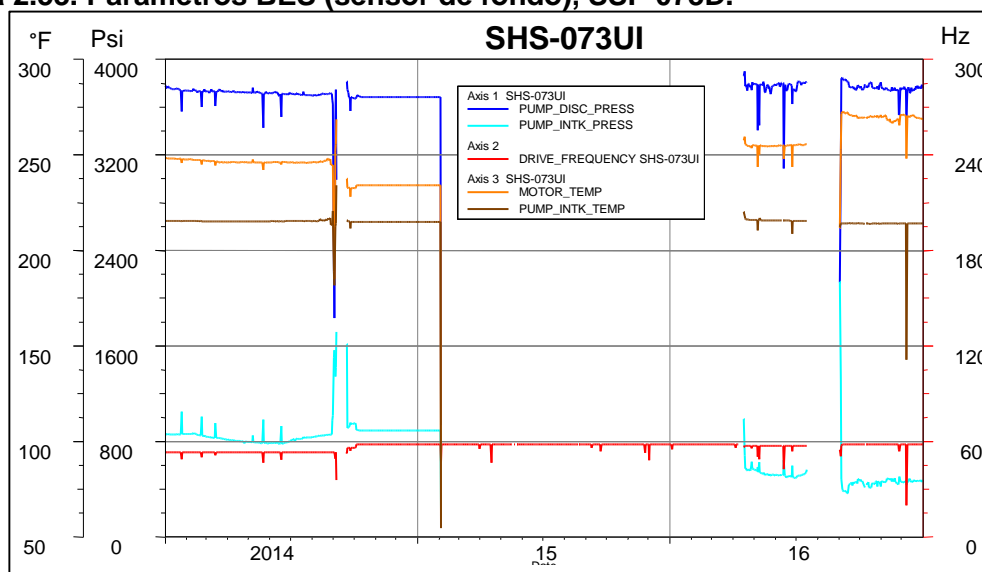
casing	Grado	Peso (lb/pie)	I.D. (plg)	Drift (plg)	Tipo de rosca	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (lbs X 1000)	Distribución (ft)	
									Desde	Hasta
10 3/4	K55	40.5	10.050	9.894	STC	3130	1580	629	0	2026
7	N80	26	6.276	6.151	BTC	7240	5410	604	0	9248
3 1/2	L-80	9.2	2.992	2.867	TSHB	10160	10530	207	0	8379

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

#### 2.3.7.2.1. EVALUACIÓN BES

En la figura 2.53. Se muestran los parámetros medidos por el sensor de fondo del equipo BES. La temperatura del motor muestra leves incrementos al igual que la presión de descarga del equipo. La presión de intake decrece levemente debido posiblemente a la baja producción de fluido. La frecuencia y temperatura del equipo no se ven mayormente afectados por lo que se concluye que el equipo BES está trabajando normalmente a sus condiciones de diseño y que las variaciones se presentan por la baja producción del fluido desde el reservorio hacia el pozo.

**Figura 2.53. Parámetros BES (sensor de fondo), SSF-073D.**



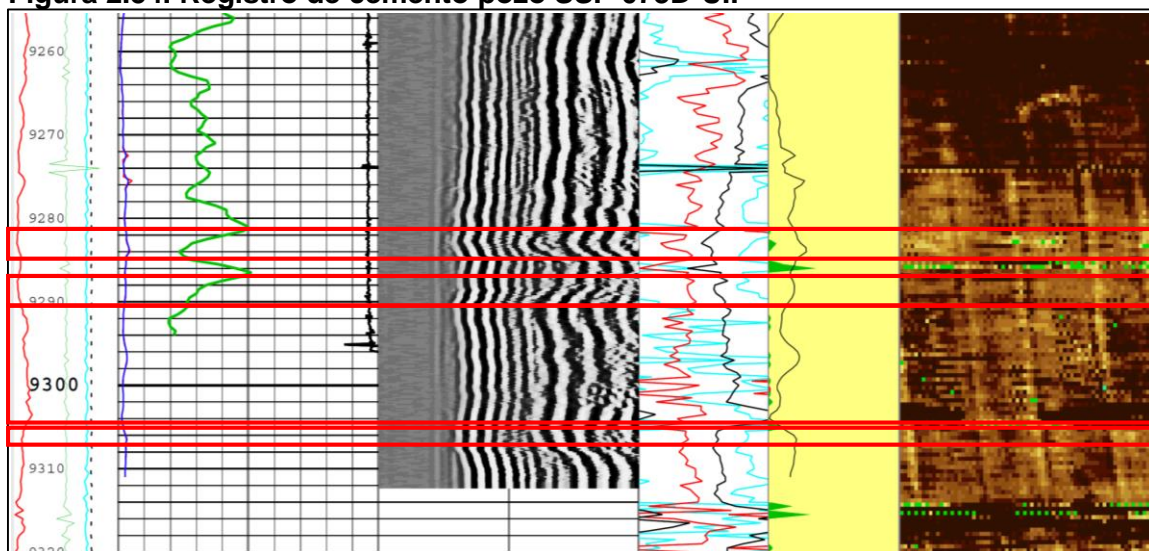
Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.7.2.2. EVALUACIÓN DE CEMENTO

El pozo cuenta con una buena cementación registrada por valores bajos del registro CBL y buenos arribos de señales registradas por el registro CVL que muestran buena adherencia de casing-cemento y cemento formación. El registro USIT muestra una buena integridad del cemento en todo el anular, sin filtración de fluidos de la formación al cemento.

**Figura 2.54. Registro de cemento pozo SSF-073D-UI.**



**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017

En la tabla 2.31. se resume el análisis de producción y evaluación mecánica del pozo SSF-73D para descartar problemas mecánicos y continuar con la metodología propuesta. La nomenclatura es tomada del *ESP protection guidelines for integrated surface Panel, Phoenix 1998*, esta se encuentra en el Anexo 2.

**Tabla 2.31. Resumen análisis de producción y evaluación mecánica, Pozo SSF-73D.**

POZO SSF-73D				
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN				
Qf	Qw	Qo	PIP	Pwf
↓	↓	↓	↓	↓
EVALUACIÓN DE PARÁMETROS BES				
T. Motor	T. Intake	P. Descarga	P. Intake	Frecuencia
↑/~	-	~/-	↓	-
EVALUACIÓN CEMENTO-CORROSIÓN				
CBL		VDL	USIT	
Registra señales constantes con valores bajos mostrando buena cementación.		Buenos arribos de señal mostrando buena adherencia casing-cemento, cemento-casing.	Registra una buena integridad de la cementación sin filtración de fluidos en el cemento.	
DIAGNÓSTICO	Mecánicamente el pozo se encuentra operativo es necesario analizar condiciones de reservorio.			

**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

### 2.3.7.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO Y FLUIDO

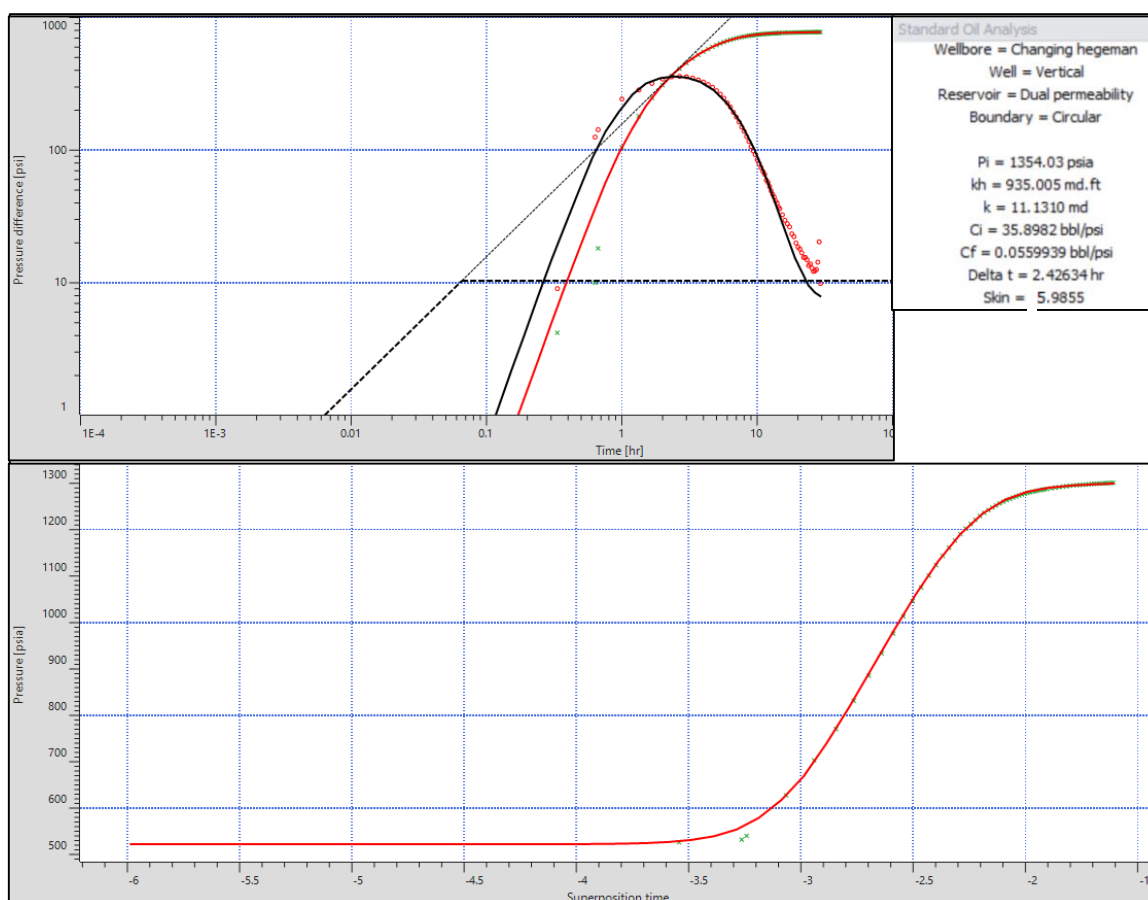
El pozo SSF-73D se encuentra produciendo de la arena UI que está formada por un valor promedio de cuarzo del 90% con un 3,3% de arcillas y un 6,7% de otros carbonatos.

Su mecanismo principal de daño es migración de finos debido a que el rango de caolinita es de 57-100%, siendo altamente susceptible a dispersarse y migrar concentrándose en las gargantas porales causando graves taponamientos y pérdida de permeabilidad. La illita con un rango de 0-10% taponan las gargantas porales con otros finos migratorios. El análisis petrofísico de esta arena se encuentra detallado en el Capítulo I.

### 2.3.7.4. PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS

La prueba de restauración de presión BUP en la arena UI, muestra un daño de formación de 5,98. Con un efecto de almacenamiento variable posiblemente debido a la muy baja compresibilidad del líquido y espacio adicional para que el gas se expanda, esta redistribución de las fases provoca un aumento neto en la presión del pozo.

Figura 2.55. Pressure Transient Analysis, SFF-073D-UI.



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

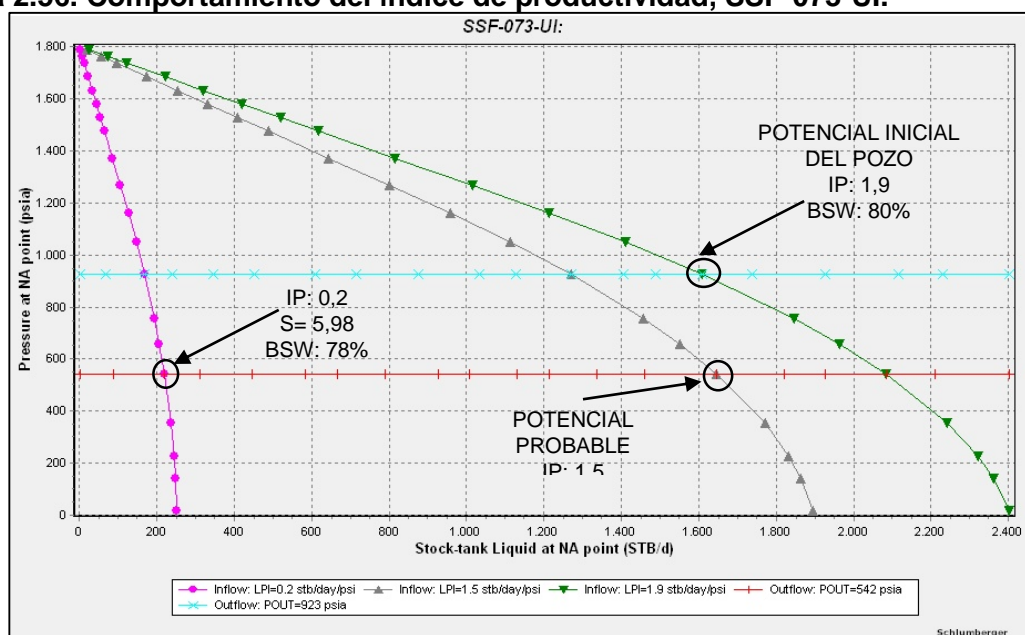
### 2.3.7.5. MÉTODO DE REMEDIACIÓN.

Retirar completación actual. Moler dos CIBP's (9077' y 9180'). Correr registro de cemento USIT-CBL-VDL-GR-CCL. Disparar intervalos 9287' – 9290' (03') & 9305' – 9307' (02') y Re-disparar intervalos 9281' – 9285' (04') & 9290' – 9305' (15') en arena T inferior. Evaluar intervalos de arena T Inferior y tomar prueba de restauración de presión Build Up. De acuerdo a los resultados bajar completación BES.

Para remediar el daño de formación presente se diseña una estimulación matricial acida por migración de finos compuesta por lo siguiente:

- 1.- 2% NH<sub>4</sub>CL: Utilizado para desplazar los sistemas de tratamiento.
- 2.- NH<sub>4</sub>CL 2% + 10% U066: Se utiliza para realizar pruebas en arenas productoras, adicionalmente se recomienda su uso previo a la inyección de un tratamiento con solventes.
- 3.- CleanSWEEP I: Este sistema se emplea para remover cualquier tipo de depósitos orgánicos y para devolver la humectabilidad natural de la arenisca, en caso de que por algún motivo se haya cambiado la mojabilidad de la roca.
4. Ácido Acético 10%: Para remover depósitos calcáreos y preparar la arena para el tratamiento con OCA XP, evitando reacciones secundarias y terciarias
- 5.- OCA XP: Es un sistema orgánico de generación de ácido fluobórico (HBF<sub>4</sub>) que sirve para estabilizar las arenas migratorias tal como la caolinita.

**Figura 2.56. Comportamiento del índice de productividad, SSF-073-UI.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.



En la figura 2.56 se muestra el índice inicial del pozo 1,9 [BFPD/psi] que ha ido declinando hasta alcanzar un valor de 0,2 [BFPD/psi] y un BSW de 78%. Con la implementación del método de remediación se espera un potencial probable de 1,5 [BFPD/psi] con un BSW del 70%.

En la tabla 2.32. se puede observar la declinación de producción del pozo con un incremento del BSW. Parámetros a tomar en cuenta para la propuesta de intervención del pozo.

**Tabla 2.32. Parámetros de producción Pozo SSF-73D-UI.**

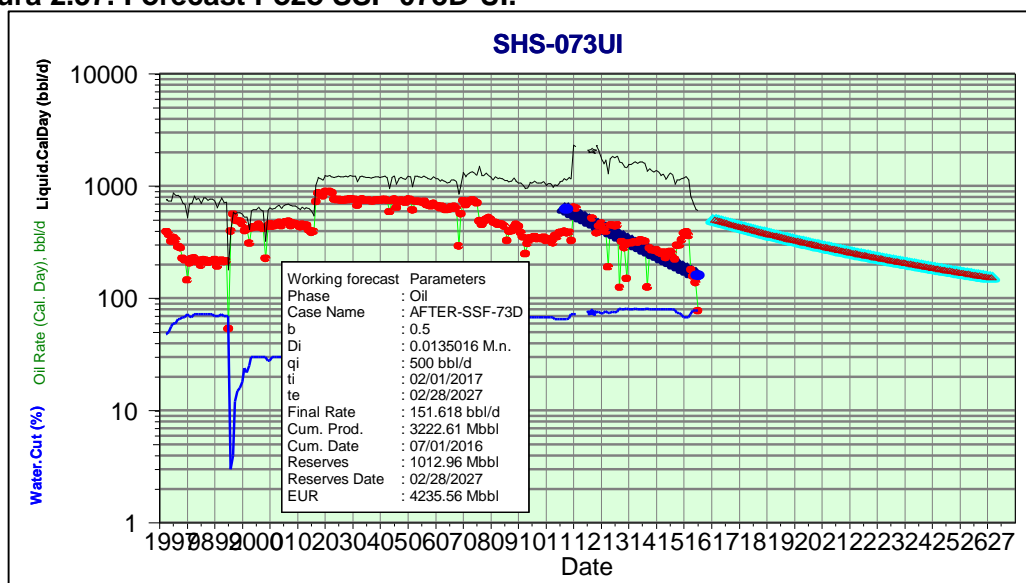
FECHA	BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	PIP	Pwf
15-jun-13	1815	442	76	1373	914	932
08-jul-13	1759	431	76	1328	926	944
07-sep-13	1843	366	80	1477	901	919
23-oct-13	1642	325	80	1318	905	923
27-mar-16	1068	323	70	745	692	710
29-Apr-16	693	154	78	539	575	593
25-jun-16	627	138	78	489	490	508
18-jul-16	216	48	78	168	524	542

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

### 2.3.7.6. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO

El forecast del pozo estimando una tasa de petróleo inicial de 500 BPPD muestra una declinación de 1,35% mensual. Este valor será tomado para el respectivo análisis económico del pozo en el Capítulo III.

**Figura 2.57. Forecast Pozo SSF-073D-UI.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

## CAPÍTULO III

### 3. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del análisis económico de este trabajo es realizar una evaluación económica de los pozos que fueron intervenidos y los que serán intervenidos remediando el factor de daño encontrado con los análisis posteriores después de aplicar la metodología propuesta.<sup>65</sup> Las cuestiones que comprende el análisis económico son:

- La productividad de la empresa, que viene determinada por el grado de eficiencia, tanto cualitativa como cuantitativa, del equipo productivo en la obtención de un determinado volumen y calidad del producto.
- La rentabilidad externa, la cual trata de medir el mayor o menor rendimiento de los capitales invertidos en la empresa.
- El examen de la cuenta de resultados, analizando sus distintos componentes tanto en la vertiente de ingresos y gastos.

#### 3.1. INDICADORES DE RENTABILIDAD

##### 3.1.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es la diferencia entre los valores actualizados de los ingresos y de los egresos generados por una inversión, este factor proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valores absolutos. Este valor puede ser obtenido mediante la siguiente expresión.<sup>59</sup>

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1-k)^t} - I_o \quad (3.1.)$$

Donde:

$Ft$  = Flujo de caja en cada período (MM\$)

$I_o$  = Valor Inicial de la inversión (MM\$)

$n$  = Número de periodos considerados (meses)

$k$  = Tasa de actualización mensual (%)

Los valores de rentabilidad de un proyecto de inversión son:

Si $VAN > 0$	La inversión es viable.
Si $VAN < 0$	La inversión no es viable.
Si $VAN = 0$	La inversión es indiferente.

---

<sup>59</sup> (Vega, 1983)

### 3.1.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa de interés con la que el valor actual neto es cero y se calcula mediante la siguiente formula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1-TIR)^t} - I_o = 0 \quad (3.2.)$$

Donde:

$Ft$  = Flujo de caja en cada período (MM\$)

$I_o$  = Valor Inicial de la inversion (MM\$)

$n$  = Número de periodos considerados (meses)

$TIR$  = Tasa interna de retorno cuando  $VAN = 0$  (%)

### 3.1.3. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Este indicador adimensional relaciona costo y beneficio del proyecto involucrando los egresos, ingresos, inversión y periodo de inversión.

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Actualizados}}{\text{Costos Actualizados} + \text{Inversión}} \quad (3.3.)$$

El valor que este indicador tome determinara la aceptación de un proyecto. El criterio de evaluación son los siguientes:

- RCB > 1      Los ingresos son mayores y que el proyecto debe ser aceptado.
- RCB = 1      Los egresos son iguales a los ingresos y que la viabilidad del proyecto es indiferente.
- RCB < 1      Los egresos son mayores que los ingresos y que el proyecto no debe ser aceptado.

### 3.1.4. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Este indicador representa el tiempo necesario para recuperar la inversión neta mediante los flujos netos de caja acumulados. Un proyecto es factible cuando posee un menor valor del PRI a un valor referencial, caso contrario es desechado.

$$PRI = (\text{Ultimo periodo con flujo acumulado negativo}) + \left[ \frac{\text{Valor del ultimo flujo acumulado negativo}}{\text{Valor del flujo de caja en el siguiente periodo}} \right]$$

## 3.2. COSTOS

Los costos operacionales varían en cada pozo y depende de las actividades planificadas para cada uno de ellos. Estos costos están detallados en el análisis individual de cada pozo más adelante en este capítulo.

### 3.2.1. COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL

El costo de producción promedio es de \$ 7,00 por cada barril de petróleo extraído, que es el valor manejado por la empresa prestadora de servicios CSSFD.

### 3.2.2. PRECIO POR BARRIL DE PETRÓLEO

El precio por barril de petróleo utilizado para esto proyecto fue de 50 (USD/bl), precio que actualmente recibe la empresa prestadora de servicios por cada barril de petróleo producido.

### 3.2.3. DECLINACIONES DE PRODUCCIÓN

Los perfiles de producción fueron calculados mediante el índice de declinación mensual para cada pozo y aplicando la siguiente expresión:

$$Q_t = Q_{inicial} * (1 - d) \quad (3.4.)$$

Donde:

$Q_t$  = Producción declinada a un periodo de tiempo  $t$  (BPPD)

$Q_{inicial}$  = Producción inicial del pozo post trabajo de Estimulación (BPPD)

$d$  = Declinación natural del pozo

Los valores de declinación mensual para cada pozo fueron determinados mediante el software OFM y el periodo de tiempo que alcanza una producción de 50 [BPPD] que es el valor mínimo manejado por la empresa.

## 3.3. IMPUESTOS

### 3.3.1. IMPUESTO SOBRE LAS UTILIDADES

Es el impuesto que la empresa debe pagar aplicado en todo el territorio nacional sobre las utilidades de los estados financieros al cierre de cada gestión anual. Se consideró un porcentaje del 15% anual (1,17% mensual) sobre el ingreso gravable.

### 3.3.2. IMPUESTO A LA RENTA.

Es la obligación tributaria que se debe cancelar sobre los ingresos o rentas totales, gratuitos, o no, percibidos durante un año, descontando los costos y gastos incurridos para obtener dichas rentas. Se consideró un impuesto del 22% anual (1,67% mensual) sobre la diferencia entre: el ingreso gravable y el impuesto sobre las utilidades, además se consideró una tasa de actualización del 10% anual (0.794% mensual).

Los ingresos, egresos e ingresos gravables para cada pozo fueron calculados mediante las siguientes expresiones.<sup>60</sup>

---

<sup>60</sup> (Vega, 1983)

$$\text{Ingresos} = \text{Produccion mensual (Bls)} + \text{Precio por barril} \left( \frac{\text{USD}}{\text{Bls}} \right)$$

$$\text{Egresos} = \text{Produccion mensual (Bls)} + \text{Costos de produccion} \left( \frac{\text{USD}}{\text{Bls}} \right)$$

$$\text{Ingreso Gravable} = \text{Ingreso (M\$)} - \text{Egresos (M\$)}$$

### 3.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE POZOS

En esta parte del capítulo se ha elaborado el análisis económico general para todo el proyecto, en función de los perfiles de producción analizados en el Capítulo II. Para la elaboración de los perfiles de producción post reacondicionamiento se consideró como tasa inicial, la tasa de producción alcanzada o la esperada en el caso de los pozos SSF-145D y SSF-73D además de las declinaciones obtenidas previamente del forecast de cada pozo (Capítulo II). Las consideraciones generales para el análisis económico de los pozos seleccionados se encuentran resumidas en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Costos y precios estimados del proyecto.**

<b>Costo por barril producido</b>	\$ 7,00
<b>Precio por barril</b>	\$ 50,00
<b>Impuesto sobre las Utilidades</b>	1,17%
<b>Impuesto a la Renta</b>	1,67%
<b>Tasa de actualización</b>	10%

#### 3.4.1. POZO SSF-140D

El pozo SSF-140D cuenta con una declinación mensual de 2,31% que se obtuvo del Forecast (figura 2.14.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.2.

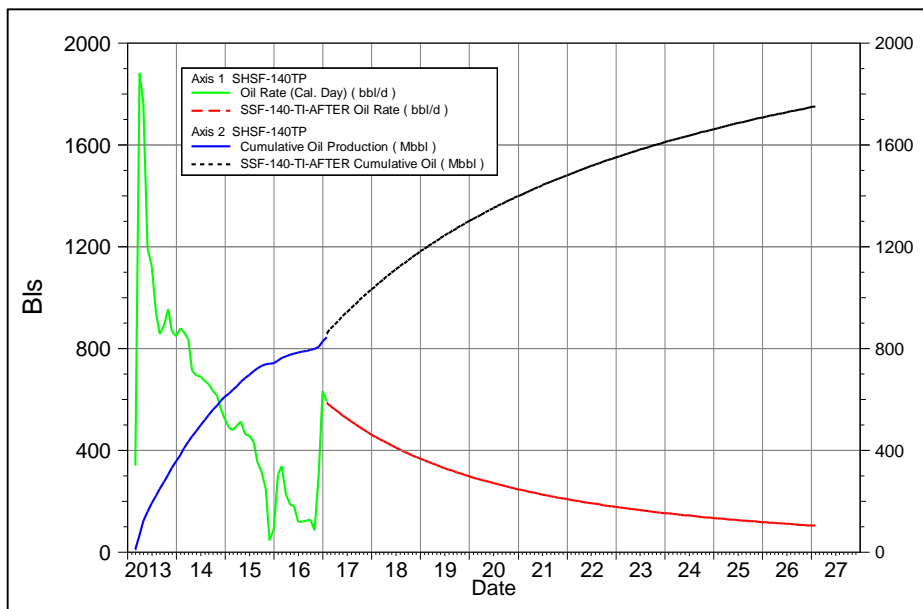
**Tabla 3.2. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-140D.**

<b>POZO SSF-140D</b>	
<b>SERVICIO</b>	<b>INVERSIÓN</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$7.532
TRABAJO DE LA TORRE	\$360.059
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$55.700
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$49.590
SUPERV. + EQUIPOS BES	\$489.000
CAÑONEO TCP/ WL (CEMENTO)	\$260.096
SPOOLER + VAC + CORR + TBG	\$80.025
SERV. SL + HERRA. FONDO + COMÚN	\$55.000
COMPLETACIÓN + PRUEBA	\$431.426
CONTINGENCIAS	\$78.681
WELL HEAD	\$61.053
<b>TOTAL</b>	<b>1.928.162</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la figura 3.1. se muestra la producción alcanzada post reacondicionamiento del pozo y la producción acumulada de petróleo que alcanza un valor de 843013 [Mbb] obtenido mediante el software OFM.

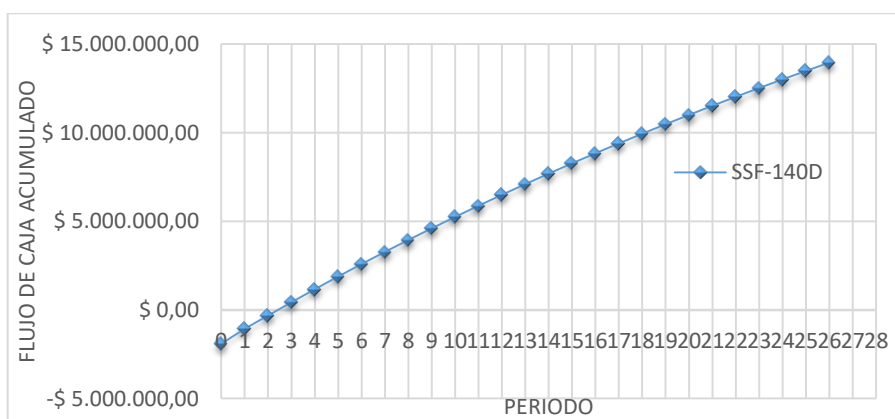
**Figura 3.1. Perfil de producción y producción acumulada de petróleo.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Se realizó el reporte de la figura 3.1. con los valores de producción mensual con los que se realizó los indicadores de rentabilidad (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.2.) donde se puede observar el periodo de recuperación de la inversión además en la tabla 3.3. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.2. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-140D.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.3. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-140D.**

<b>VAN</b>	\$ 4.602.991,65	
<b>TIR (%)</b>	39,325%	
<b>RCB</b>	5,45	
<b>PRI (Días)</b>	75	2,5 (MESES)

### 3.4.2. POZO SSF-119D

El pozo SSF-119D cuenta con una declinación mensual de 4,36% que se obtuvo del Forecast (figura 2.23.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.4.

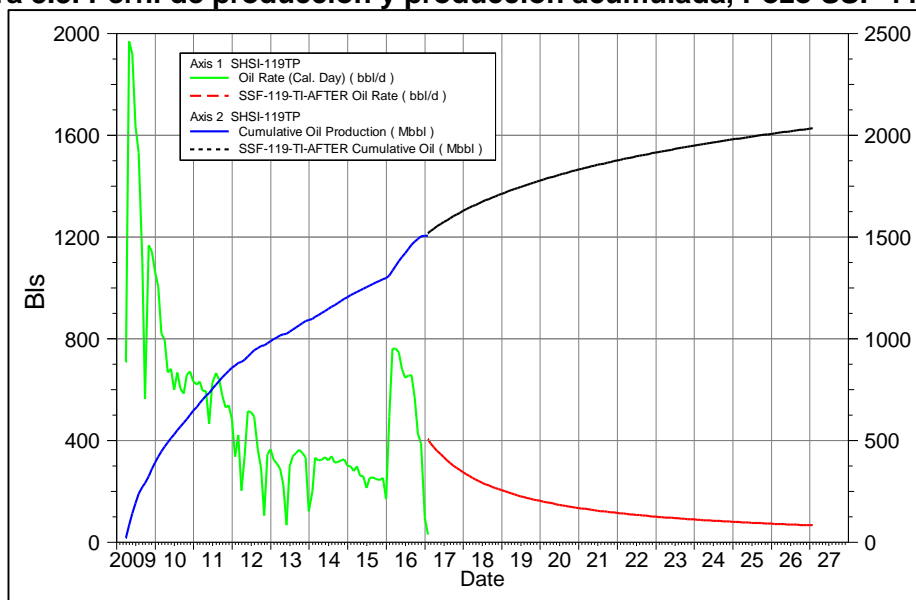
**Tabla 3.4. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-119D**

POZO SSF-119D	
SERVICIO	INVERSIÓN
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$7.532
TRABAJO DE LA TORRE	\$360.059
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$55.700
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$49.590
SUPERV. + EQUIPOS BES	\$489.000
CAÑONEO TCP/ WL (CEMENTO)	\$260.096
SPOOLER + VAC + CORR + TBG	\$80.025
SERV. SL + HERRA. FONDO + COMÚN	\$55.000
COMPLETACIÓN + PRUEBA	\$431.426
CONTINGENCIAS	\$78.681
WELL HEAD	\$61.053
<b>TOTAL</b>	<b>\$1.928.162</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la figura 3.3. se muestra la producción alcanzada post reacondicionamiento del pozo y la producción acumulada de petróleo que alcanza un valor de 1506 [Mbb] obtenido mediante el software OFM.

**Figura 3.3. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-119D.**

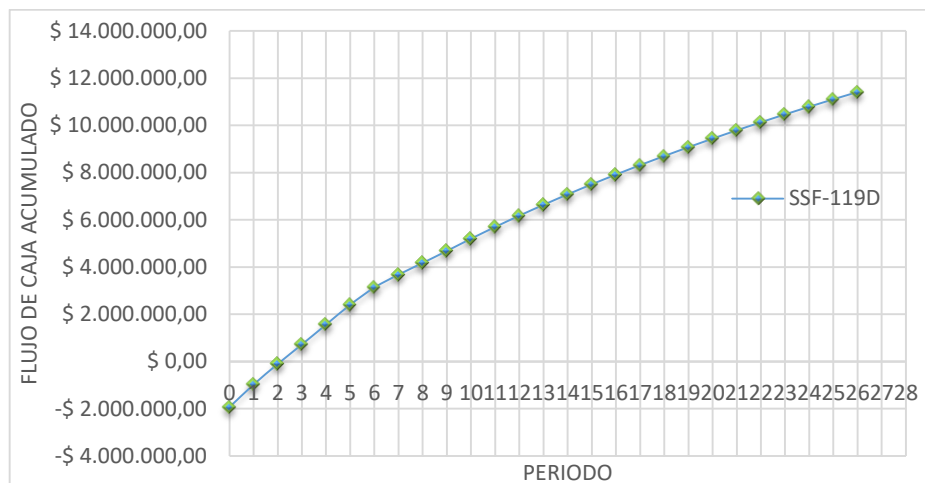


Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Se realizó el reporte del perfil de producción y producción acumulada de petróleo (figura 3.3.). Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.4.) donde se puede observar el periodo

de recuperación de la inversión inicial. En la tabla 3.5. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.4. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-119D.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.5. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-119D.**

<b>VAN</b>	\$ 4.170.361,99	
<b>TIR (%)</b>	43,362%	
<b>RCB</b>	4,96	
<b>PRI (Días)</b>	66	2,2 (MESES)

### 3.4.3. POZO AGU-47H

El pozo AGU-47H cuenta con una declinación mensual de 3,21% que se obtuvo del Forecast (figura 2.30.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.6.

**Tabla 3.6. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo AGU-47H.**

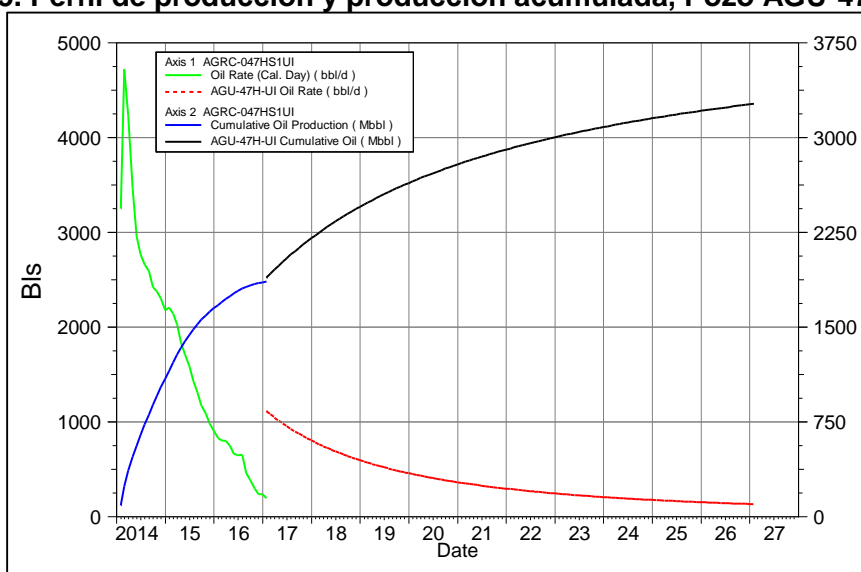
<b>COSTOS AGU-047H</b>	
<b>SERVICIO</b>	<b>INVERSIÓN</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	0
TRABAJO DE LA TORRE	\$ 412.700,00
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$ 138.150,00
QUÍMICOS	\$ 173.400,00
SUPERV. + INTALACION + BES	\$ 626.000,00
EVALUACIÓN WIRE LINE + MAX -R	\$ 637.000,00
SPOOLER + VAC + TBG	\$ 210.000,00
CABLE ELEC. + WELL HEAD+ WL	\$ 221.984,00
EQUIPO COMPLETACIÓN+ SL	\$ 52.000,00
CONTINGENCIAS	\$ 123.561,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2.594.795,00</b>

**Fuente:** Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la figura 3.5. se muestra la producción alcanzada y la producción acumulada de petróleo post reacondicionamiento del pozo, alcanza un valor de producción acumulada de 1.858 [Mbls] obtenido mediante el software OFM.



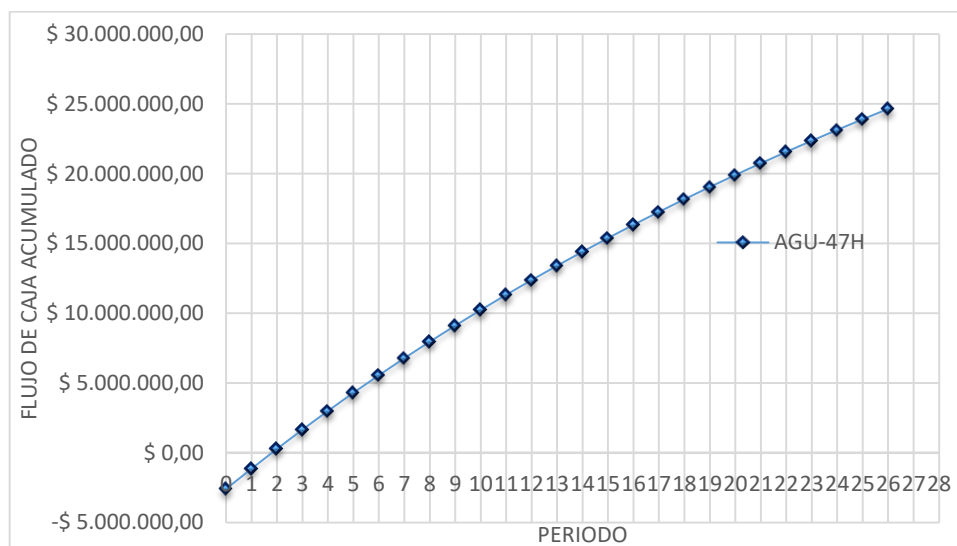
**Figura 3.5. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo AGU-47H.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

Se realizó el reporte del perfil de producción y producción acumulada de petróleo (figura 3.5). Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.6.) donde se puede observar el periodo de recuperación de la inversión inicial.

**Figura 3.6. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo AGU-47H.**



**Elaborado por:** Jhonny Reatiqui.

En la tabla 3.7. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Tabla 3.7. Indicadores de rentabilidad, Pozo AGU-47H.**

<b>VAN</b>	\$ 8.819.024,17	
<b>TIR (%)</b>	53,201%	
<b>RCB</b>	5,641914865	
<b>PRI (Días)</b>	59	1,9 (MESES)

### 3.4.4. POZO SSF-130D

El pozo SSF-130D cuenta con una declinación mensual de 1,47% que se obtuvo del Forecast (figura 2.37.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.8.

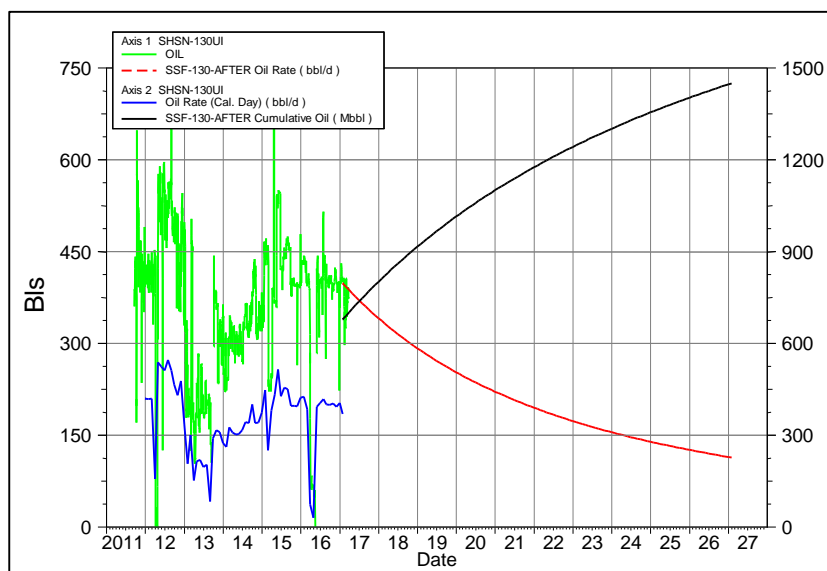
**Tabla 3.8. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-130D.**

COSTOS SSF-130D	
SERVICIO	INVERSIÓN
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$ 7.532,00
TRABAJO DE LA TORRE	\$ 330.059,00
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$ 45.700,00
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$ 39.590,00
SUPERV. + EQUIPOS BES	\$ 489.000,00
CANONEO WL / TCP	\$ 260.096,00
SPOOLER + VAC + CORR + TBG	\$ 70.025,00
SERV. SL + HERRA. FONDO + COMÚN	\$ 15.000,00
COMPLETACIÓN + PRUEBA	\$ 231.426,00
CONTINGENCIAS	\$ 78.681,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.567.109,00</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

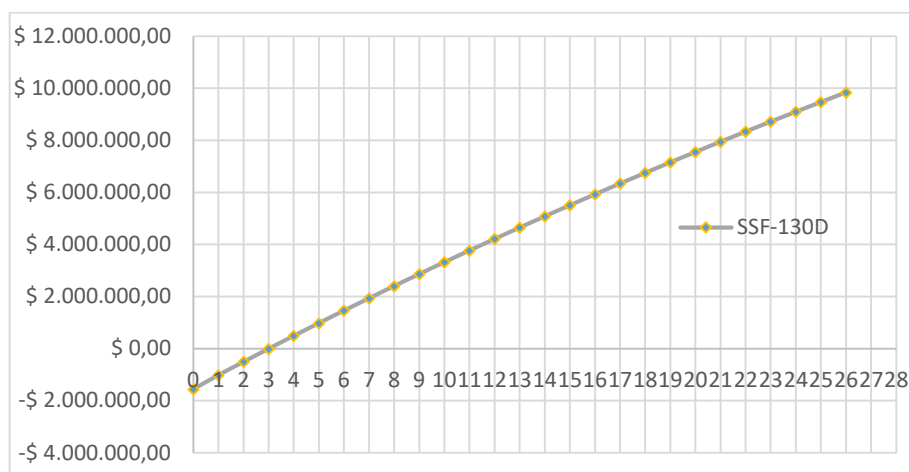
En la figura 3.7. se muestra la producción alcanzada y la producción acumulada de petróleo post reacondicionamiento del pozo, alcanza un valor de producción acumulada de 666.813 [Mbls] obtenido mediante el software OFM.

**Figura 3.7. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-130D.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad del pozo (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.8.) donde se puede observar el periodo de recuperación de la inversión inicial. En la tabla 3.9. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.8. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-130D.**

Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.9. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-130D.**

<b>VAN</b>	\$ 3.008.117,72	
<b>TIR (%)</b>	31,997%	
<b>RCB</b>	5,50	
<b>PRI (Días)</b>	96	3,2 (MESES)

### 3.4.5. POZO SSF-159D

El pozo SSF-159D cuenta con una declinación mensual de 1,19% que se obtuvo del Forecast (figura 2.45.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.10.

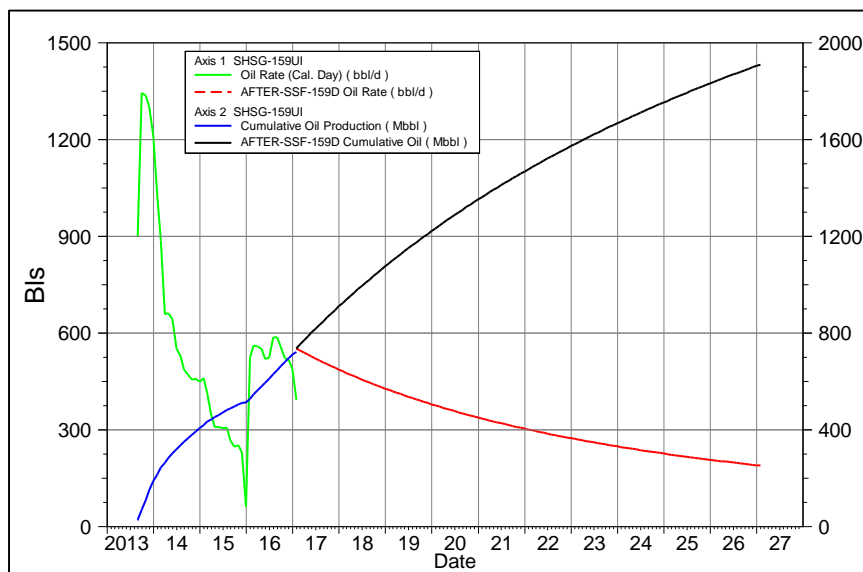
**Tabla 3.10. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-159D.**

<b>COSTOS SSF-159D</b>	
<b>SERVICIO</b>	<b>INVERSIÓN</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$ 7.532,00
TRABAJO DE LA TORRE	\$ 330.059,08
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$ 45.700,00
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$ 39.591,00
SUPERV. + EQUIPOS BES	\$ 589.000,00
CAÑONEO WL / TCP	\$ 261.097,70
SPOOLER + VAC + CORR + TBG	\$ 27.214,00
SERV. SL + HERRA. FONDO + COMÚN	\$ 19.634,64
COMPLETACIÓN + PRUEBA	\$ 246.090,00
CONTINGENCIAS	\$ 78.295,92
<b>TOTAL</b>	<b>\$1.644.214,34</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la figura 3.9. se muestra la producción alcanzada y la producción acumulada de petróleo post reacondicionamiento del pozo, esta alcanza un valor de producción acumulada de 666813 Mbbls obtenido mediante el software OFM.

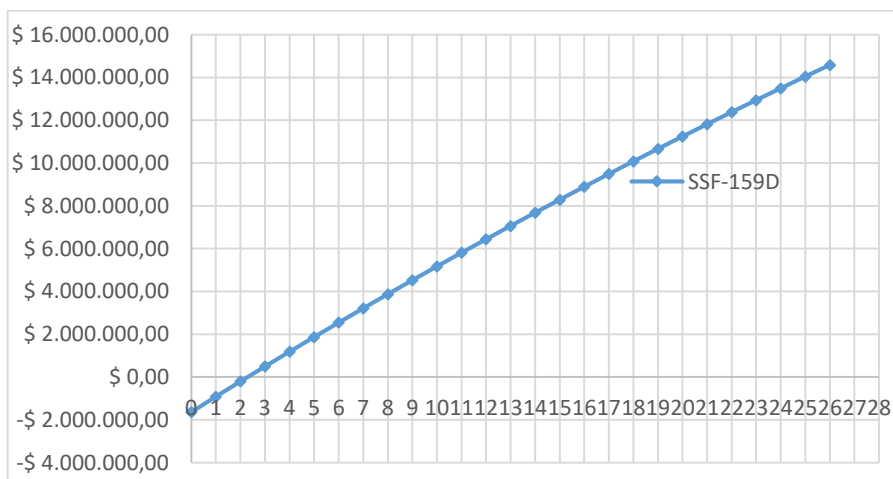
**Figura 3.9. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-159D**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad del pozo (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.10.) donde se puede observar el periodo de recuperación de la inversión inicial. En la tabla 3.11. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.10. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-159D.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.11. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-159D.**

<b>VAN</b>	\$ 4.804.459,16	
<b>TIR (%)</b>	42,627%	
<b>RCB</b>	5,959781451	
<b>PRI (DÍAS)</b>	74	2,5 (MESES)

### 3.4.6. POZO SSF-145D

El pozo SSF-145D cuenta con una declinación mensual de 2,89% que se obtuvo del Forecast (figura 2.51.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.12. además de una tasa esperada de petróleo de 500 [BPPD].

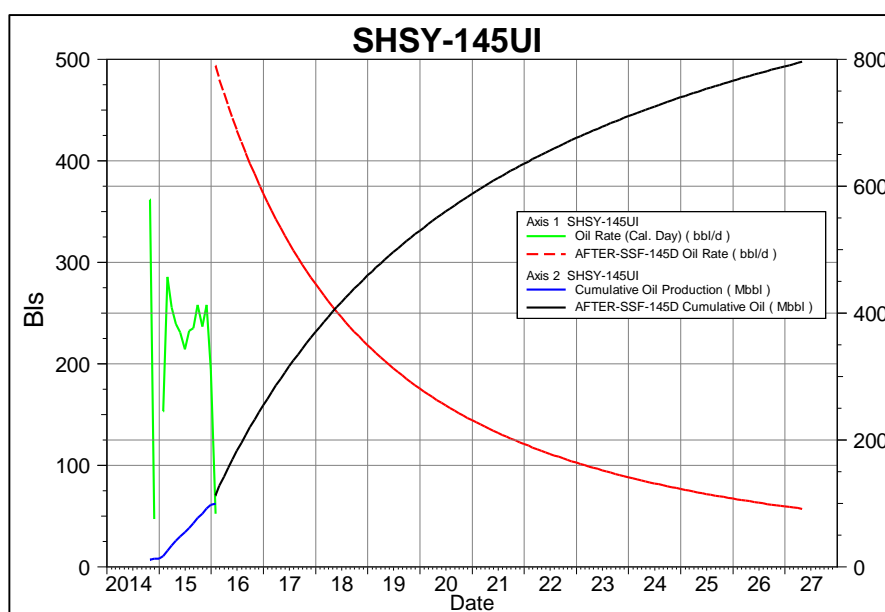
**Tabla 3.12. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-145D.**

COSTOS SSF-145D	
SERVICIO	INVERSIÓN
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$ 8.450,00
TRABAJO DE LA TORRE	\$ 350.213,00
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$ 34.253,60
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$ 60.854,00
SUPERVISIÓN + EQUIPOS SISTEMA BES	\$ 657.000,00
CAÑONEO WL	\$ 214.499,50
SPOOLER + VAC + CORRELACIÓN + TBG	\$ 425.000,00
SERV. SL+ HERRA. FONDO+ COMÚN.	\$ 386.086,00
COMPLETACIÓN + PRUEBA POZO	\$ 239.374,00
CONTINGENCIAS	\$ 218.786,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 2.594.516,10</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la gráfica 3.11. se muestra la producción que alcanzaría el pozo post reacondicionamiento y la producción acumulada de petróleo que alcanzaría un valor de 98.858 [Mbls] obtenido mediante el software OFM.

**Figura 3.11. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-145D.**

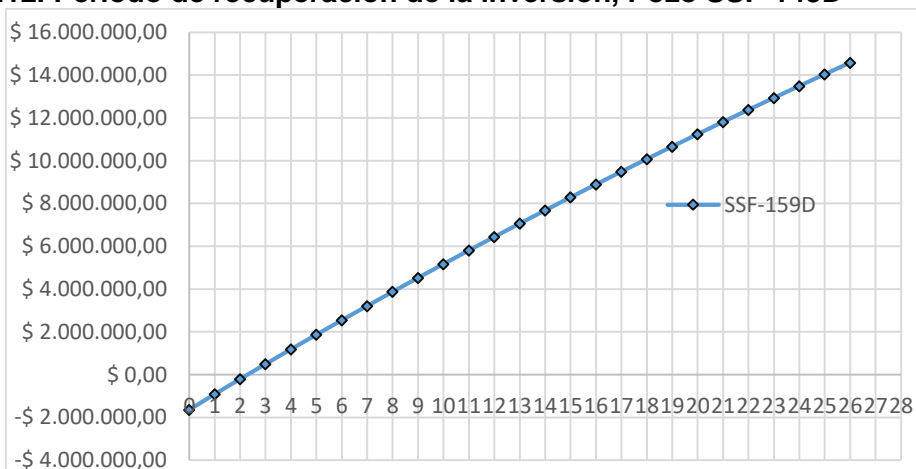


Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad del pozo (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.12.) donde se puede observar el periodo

de recuperación de la inversión inicial. En la tabla 3.13. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.12. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-145D**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.13. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-145D.**

<b>VAN</b>	\$ 8.819.024,17	
<b>TIR (%)</b>	53,201%	
<b>RCB</b>	5,641914865	
<b>PRI (Días)</b>	59	1,9 (MESES)

### 3.4.7. POZO SSF-73D

El pozo SSF-73D cuenta con una declinación mensual de 1,35% que se obtuvo del Forecast (figura 2.57.) con el que se realizó el análisis económico considerando los costos de operación y estimulación detallados en la tabla 3.14. además de una tasa esperada de petróleo de 500 [BPPD].

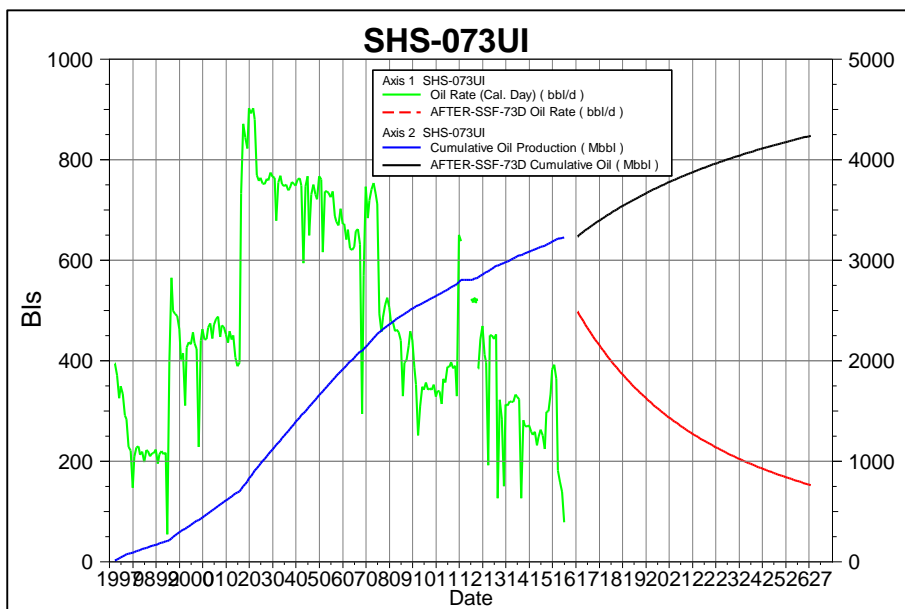
**Tabla 3.14. Costos operacionales de reacondicionamiento, Pozo SSF-73D.**

<b>COSTOS SSF-73D</b>	
<b>SERVICIO</b>	<b>INVERSIÓN</b>
MOVIMIENTO DE LA TORRE	\$ 7.532,00
TRABAJO DE LA TORRE	\$ 360.059,00
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	\$ 55.700,00
QUÍMICOS + PÍLDORAS LIMPIEZA	\$ 49.590,00
SUPERV. + EQUIPOS BES	\$ 489.000,00
CAÑONEO TCP/ WL (CEMENTO)	\$ 260.096,00
SPOOLER + VAC + CORR + TBG	\$ 80.025,00
SERV. SL + HERRA. FONDO + COMÚN	\$ 55.000,00
COMPLETACIÓN + PRUEBA	\$ 292.479,00
CONTINGENCIAS	\$ 78.681,00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1.728.162,00</b>

Fuente: Consorcio Shushufindi S.A., 2017.

En la gráfica 3.13. se muestra la producción que alcanzaría el pozo post reacondicionamiento y la producción acumulada de petróleo que alcanzaría un valor de 3.222 [Mbb] obtenido mediante el software OFM.

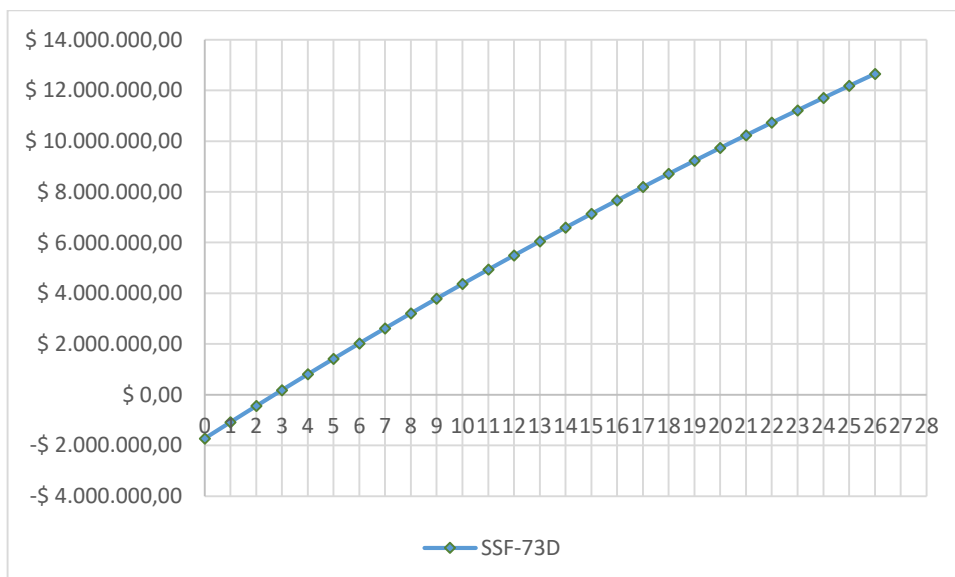
**Figura 3.13. Perfil de producción y producción acumulada, Pozo SSF-73D.**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

Con los valores de producción mensual se realizó los indicadores de rentabilidad del pozo (Anexo 5) y se obtuvo la gráfica del PRI (figura 3.14.) donde se puede observar el periodo de recuperación de la inversión inicial. En la tabla 3.15. se resumen los valores obtenidos para el pozo.

**Figura 3.14. Periodo de recuperación de la inversión, Pozo SSF-73D**



Elaborado por: Jhonny Reatiqui.

**Tabla 3.15. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-73D.**

<b>VAN</b>	\$ 4.003.108,50	
<b>TIR (%)</b>	36,009%	
<b>RCB</b>	5,71	
<b>PRI (Días)</b>	89	2,9 (MESES)



## CAPÍTULO IV

### CONCLUSIONES

- A partir del análisis petrofísico, se observó que el contenido de cuarzo es de más del 84%. La caolinita es la arcilla dominante en todas las muestras analizadas en las diferentes zonas del campo para las arenas productoras U y T. Otras arcillas como la illita y clorita se encuentran en trazas o cantidades pequeñas. Sin embargo, la clorita y montmorillonita tiene una proporción cuantificable.
- La arena T1 muestra un índice de escala mayor que en la arena UI, los valores oscilan entre 0,15 y 1,10 aproximadamente. En la arena UI el índice de escala (CaCO<sub>3</sub>) más alto en pozos localizados dentro del área central sur que en los pozos del resto del campo.
- Siendo los asfaltenos más sensibles a la declinación de presión, cualquier método que permita, tener una alta presión de fondo fluyente, disminuyendo las caídas de presión en la zona cercana al pozo, retrasaría la precipitación de los mismos. Asimismo, la inyección continua de dispersantes de asfaltenos en el fondo del pozo, por medio mecánicos evitaría este daño.
- La producción de agua es un elemento clave en la mayor parte del campo Shushufindi-Aguarico que exacerba otros mecanismos de daño. Sin embargo, los mecanismos de daño en las diferentes etapas de desarrollo de pozos y la explotación del yacimiento puede clasificarse como:
  - Intercambio y filtración de sólidos del lodo.
  - Migración de finos.
  - Precipitación de escala inorgánica.
  - Reducción de permeabilidad relativa.
  - Bloqueo por emulsion.
  - Hinchazón y precipitación de arcillas.
  - Escala orgánica.
- En arenas con bajo porcentaje de arcilla, la migración de finos sigue siendo crítica. Debido a que incluso con un porcentaje de arcilla tan bajo como 4% este puede reducir la permeabilidad más del 90% si se alcanza una tasa crítica de agua en estas arenas. Si la tasa crítica del petróleo es muy alta quiere decir que los finos no están mojados por petróleo, sino mojados por el agua y por lo tanto migran con la producción de agua.

- Tanto en pozos antiguos como en nuevos, la barita se ha utilizado como material densificante en el lodo de perforación. Esto tiene potenciales mecanismos de daño que sólo pueden ser eliminados por ácidos. Algunos de los primeros pozos se perforaron con lodo base acuosa y se completaron con fluido base aceite. Esto crea un potencial para emulsiones.
- Los trabajos de workover indican que la estimulación está dirigida a los mecanismos relevantes de daño. Los diferentes elementos encontrados en los pozos durante los trabajos de reacondicionamiento son corrosión, escala y finos. También se encuentran arena, emulsiones, parafinas, finos de arcilla y petróleo pesado/asfaltenos.
- Cuando la producción de petróleo empieza a declinar una vez que comienza la producción de agua, es un indicio de incrustación inorgánica, producción de finos/arena y emulsiones.
- Se observó un daño de formación positivo y alto en los pozos analizados de las arenas UI y TI. Esto significa que hay evidencia de daño de formación debido a la perforación, cementación, completación y etapas de producción o incluso de estimulación.
- Se observó que los potenciales en los pozos se redujeron en más del 50% para ambas arenas UI y TI, después de la etapa de completación. Esto es un indicio de la existencia de daño en la formación que con la metodología propuesta de un análisis avanzado de producción que engloba todas las partes del pozo, descarta problemas mecánicos y eficiencia de la completación para enfocarse en el reservorio; para poder determinar y cuantificar este daño.
- Se observa que la pérdida de productividad del 63% y del 70% está relacionada con la producción de agua en UI y TI, respectivamente. Estas pérdidas podrían ser recuperadas por tratamientos de exclusión de agua.
- El Rate Transient Analysis (RTA) ha demostrado ser una herramienta válida para la identificación de un pozo candidato a reacondicionamiento y optimización de producción. Los resultados muestran que la estimación de un valor de daño verdadero en un pozo es posible.
- El RTA y PTA pueden eliminar las imprecisiones observadas en pruebas transitorias convencionales y proporcionar resultados consistentes. Esta Metodología permite una interpretación correcta incluso cuando los datos están influenciadas por la segregación del fluido en el pozo y por los efectos de límites. Además de la determinación de un valor de daño en las cercanías del pozo por encima y alrededor del factor de daño total.

- Las pruebas de presión y producción constituyen una herramienta valiosa para la determinación del daño de formación y caracterización del yacimiento. Este método permite mejorar la exactitud de los parámetros del yacimiento y del pozo obtenidos a partir de análisis de pruebas de pozo convencionales, ya que utiliza esos resultados como parámetros iniciales para un modelo dinámico del yacimiento. Su interpretación se logra mediante la combinación de información de diversas fuentes.
- Crear un modelo de pozo, inicializa el proceso de caracterización dinámica del reservorio debido a que identifica límites, anomalías en el yacimiento o interferencias entre pozos vecinos. Además de identificar el potencial técnico y de reservorio del activo.
- Los indicadores económicos para los pozos SSF-140D, SSF-119D, AGU-47H, SSF-130, SSF-159D muestran que su incremento de producción tuvo un periodo corto de recuperación de la inversión y que su declinación natural sigue siendo rentable, para los pozos SSF-73D Y SSF145D forecast de la producción estimada remediando el daño sigue siendo rentable, debería considerarse la aplicación del método.
- La tabla 4.1. resume los resultados del daño determinado en este estudio y el incremental de producción que se obtuvo de la remediación de este.

**Tabla 4.1.** resultados del estudio.

POZO	DAÑO		PRODUCCIÓN CON DAÑO		INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN POR REMEDIACIÓN DEL DAÑO	
	PTA	RTA	BFPD	BPPD	BFPD	BPPD
<b>SSF-140D</b>	3,9	3,36	304	64	1404	661
<b>SSF-119D</b>	6	5,34	1651	250	1855	743
<b>AGU-47H</b>	5,7	6,08	2409	171	4130	1125
<b>SSF-130D</b>	3,98	-	988	50	1265	422
<b>SSF-159D</b>	6,7	6	1010	181	2342	568
<b>SSF-145D</b>	5	-	633	177	232	218
<b>SSF-73D</b>	5,98	-	1642	325	1068	323

Elaborado por: Jhonny Reatiqui, 2017.

## RECOMENDACIONES

- Considerar esta metodología propuesta para ser utilizada durante la fase de selección de oportunidades de WO en operaciones de gerenciamiento de producción.
- Todos los diseños de estimulación recomendados deben tener por lo menos el 60% de eliminación del daño.
- Los pozos deben completarse con la misma base de fluido que se utilizan para la perforación. Un fluido de perforación base agua debe ser seguido por un fluido de completación base agua. Lo mismo para fluidos de perforación base aceite.
- Deben establecerse estrategias de exclusión de agua.
- El daño de formación controlada por mineralogía debe ser considerado en todos los aspectos de las operaciones de pozos en este campo.
- Se recomienda realizar un estudio de conificación y una evaluación económica para conocer cuál es la tasa de agua crítica para su control y reducción óptima en este campo. Deben revisarse las estrategias actuales y las posibles estrategias futuras para minimizar los costos.
- Para completar este estudio se debe realizar un análisis del potencial de escalamiento inorgánico para pozos productores en las arenas U y T. además de un diseño óptimo de estimulación.
- Los productos estabilizadores de finos deben utilizarse en cualquier trabajo o estimulación para evitar drásticamente la reducción de la permeabilidad debido a la migración de finos.

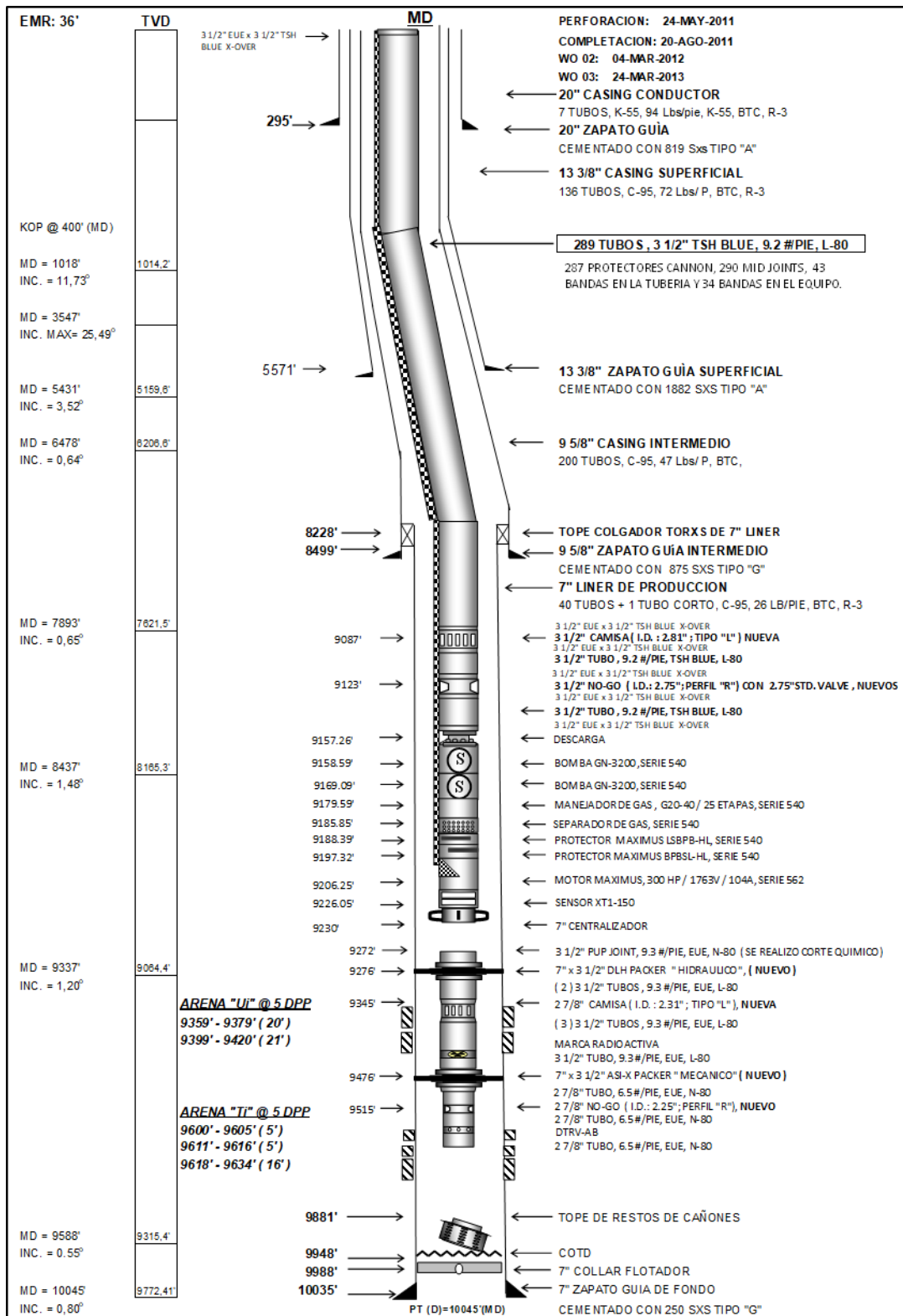
## BIBLIOGRAFÍA

- Baby, P., Rivadeneira, M. & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3ra. ed.). Quito, Ecuador.
- Bloomer, R. d. (1975). *Oil and gas developments in the upper amazon basin; Colombia, Ecuador and Peru*. Pittsburgh, Pennsylvania, USA: Gulf Oil Company.
- Carcamo E., Polo E. (2007). *Metodología para la predicción de curvas de declinación de pozos de petróleo, aplicando redes neuronales artificiales*. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Civan, F. (2016). *Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation* (3 ed.). Norman, Oklahoma, USA: Elsevier Inc.
- Consortio Shushufindi S.A. (2012). *Petrographic analysis of five whole core samples-Shushufindi 151D well-Ui Formation, Ecuador*. Texas, U.S.A.: Schlumberger Reservoir Sampling and Engineering.
- Consortio Shushufindi S.A. (2013). *Formation damage study in the Shushufindi field petrography and sara analysis*. Texas, U.S.A.: HPO Global Resources Ventures Inc.
- Consortio Shushufindi S.A. (2014). *Formation damage study in the shushufindi field*. Texas, U.S.A.: HPO Global Resources Ventures Inc.
- Consortio Shushufindi S.A. (2015). *Plan de desarrollo campo Shushufindi-Aguarico*. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- Cordero, E. (2013). *Metodología para la indentificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del campo colibrí*. Quito, Ecuador: Univercidad Central del Ecuador.
- Donald G., Thornhill and David Zhu, Baker Hughes Incorporated. (2009). *Fuzzy analysis of ESP system performance*. New Orleans, Louisiana, USA: SPE.
- Douglas Boyd, SPE, Zaid Al Kindi, Schlumberger. (2007). *Reliability of cement bond log interpretations compared to physical communication test between formations*. (SPE, Ed.) Abu Dhabi, UAE: SPE.
- Escobar, F. (2013). *Análisis moderno de presiones de pozos*. Neiva, Huila, Colombia.
- Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. (2012). *Registros de cemento*. Anzoátegui, Venezuela: Universidad de oriente núcleo de anzoátegui.
- Guilherme Hartenbach, Joao Magalhaes, Baker Hughes, Yngve Belsvik. (2015). *Well performance and production optimization through the use of ESPs as artificial lift method*. Salvador, Bahía, Brazil: SPE.
- Gunaydin D., Mohaghegh S.D., Gaskari and Aminian K. (2007). *Estimation of skin factor by using pressure transient testing results of a single rate well test*. West Virginia, U.S.A.: SPE.

- Houzé O., Viturat D., Fjaere O. (2008-2015). *Dynamic Data Analysis*. New York, USA: Kappa Work Station.
- IHS Inc. (2014). *Production Data Diagnostics*. Dalas, Texas, U.S.A: SPE.
- Levorsen, A. (1973). *Geología del petróleo*. Buenos Aires, Argentina.
- Moromenacho S., Salinas D. (2016). *Análisis técnico-económico para punzonar nuevas zonas prospectivas en pozos del campo Shushufindi-Aguarico*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Noaman El-Khatib, SPE, University Technology Petronas. (2011). *Evaluation of formation damage from transient pressure analysis: Unsteady state skin factor*. Noordwijk, Netherlands: SPE.
- Phoenix Petroleum Services Ltd. (1998). *ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panel*. Texas, U.S.A.
- Plyush C., Metin Karakas, Filkri Kuchuk. (1988). *Estimation of the permeabilities and skin factors in layered reservoirs with downhole rate and pressure data*. Dubai, Emiratos Arabes Unidos: SPE.
- Schindler, M. (2006). *Interpretación de ensayos de pozos: Curso avanzado de interpretación de pruebas de pozos*. Quito, Ecuador: Petrobrás Energía S.A.
- Schlumberger Production Management. (2014). *Manual Oil Field Management (OFM)*. Dalas, U.S.A: Schlumberger.
- Shandrygin A., SPE, Rudenko D., Schlumberger. (2005). *Condensate skin evaluation of gas/condensate wells by pressure transient analysis*. Dalas, Texas, U.S.A: SPE.
- Sun, H. (2015). *Advanced production decline analysis and applications* (1era. ed.). New York, USA: Elsevier Inc.
- Tipán V., Carrión E. (2016). *Elaboración de un software para el registro de datos, análisis e interpretación de pruebas de presión en pozos de petróleo del distrito amazónico*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Valencia, R. (2008). *Análisis e interpretación convencional de pruebas de presión*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Valencia, R. (2008). *Análisis moderno de pruebas de presión*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Valencia, R. (2011). *Fundamentos de pruebas de presión*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Vega, C. (1983). *Ingeniería Economica*. Quito, Ecuador.

## **ANEXO 1**

# 1. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SFF-140D.





## 2. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SFF-119D.

Permanent Datum - Sea Level  
 Elevation K.B.: 879.7 ft  
 Elevation G.L.: 849.7 ft  
 Original KB: 30

WO # 6 : Feb - 2016  
 WO # 5 : Jun - 2013  
 WO # 4 : Nov - 2012

**20" CASING DESIGN**  
 0' - 40'  
 BTC/ H-40 / 94#

I.D. 19.124"  
 Drift 18.936"  
 Burst 1530 psi  
 Collapse 520 psi  
 Volume 0.35527 bbls/ft.

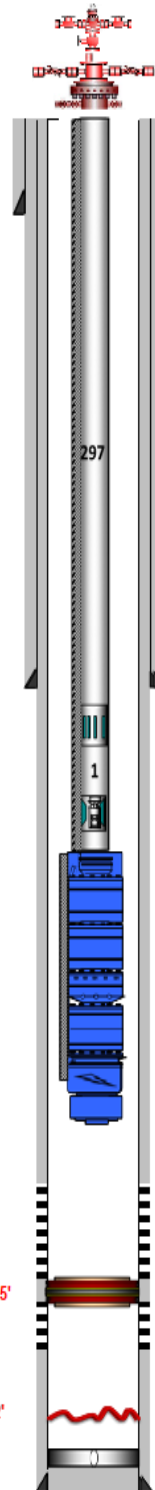
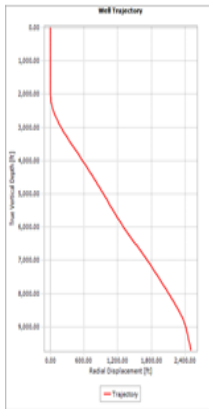
**9 5/8" CASING DESIGN**  
 0' - aprox 6174'  
 BTC/ C-95 / 47#

I.D. 8.681"  
 Drift 8.529"  
 Burst 8150 psi  
 Collapse 5090 psi  
 Volume 0.0732 bbls/ft.

**7" CASING DESIGN**  
 0'-10140'  
 26# / C-95 / BTC

I.D. 6.276"  
 Drift 6.151"  
 Burst 8600 psi  
 Collapse 5890 psi  
 Volume 0.03826 bbls/ft.

Inclinación Máxima: 24.73° @ 6655' MD



XO: 3 1/2" TSH Blue Pin Down x 3 1/2" EUE Pin Up  
 CSG CONDUCTOR, 20", 94#/PIE, K-55, BTC, 0-200'

**20" ZAPATA REVEST @ 200 ft**

Peso Sarta Subiendo (↑): 144 KLBS  
 Peso Sarta Bajando (↓): 120 KLBS

SE INSTALAN:

(297) 3 1/2" Protectores Cannon	SERIE 3500-A-13
(298) 3 1/2" Mid Joints	SERIE 3500-C-13
(41) Bandas 3/4" (21 en el equipo, 10 en la tubería y 10 en el BHA)	
(4) Protectores LIZER	
CABLE 4/1 ELB G5F 2WT-3/8 (Doble Capilar)	

(297) TUBING: 3 1/2" TSH Blue, 9.2 #, CLASE "A"

CSG 9-5/8", 47#/PIE, C-95, BTC, 147 TUBOS, Cementado con 1530 SXS Tipo "A"

**9 5/8" ZAPATA DE REVEST. @ aprox 6174 ft MD**

XO: 3 1/2" TSH Blue Box x 3 1/2" EUE Pin	2.05
3 1/2" EUE x 2.81" CAMISA DE SLIZABLE, TIPO L, PERFIL F (CERRADA)	2.92
XO: 3 1/2" EUE Box x 3 1/2" TSH Pin	1.9
(1) Junta 3 1/2" TSH Blue, 9.2# TUBING	31.56
X-O 3 1/2" TSH Blue Box x 3 1/2" EUE Pin	2.04
3 1/2" FLOW COUPLING EUE	6.49
3 1/2" x 2.75" NIPPLE NOGO R EUE CON 2.75" STD VALVE	1.03
3 1/2" FLOW COUPLING EUE	6.46
Heal Bolt on Discharge PMP RLOY 3 1/2" EUE OD 8 RD	N/A
Phoenix Discharge Pressure PMP, Serie 540, RLOY	N/A
Bomba, SN2800, 153 Etapas 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	S/N: 29N6B00536 17.53
AGH Manejador de Gas D20-40, 25 ETAPAS 66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	S/N: 8GN6A00329 6.27
Intake / Separador VG SA S20/90, 538 RLOY-ES	S/N: 4HN6A00433 3.19
Protector Superior, Serie 540, BPBSL, U-T-RLOY-AFL-MAX	S/N: 3FN6B00526 8.92
Protector Inferior, Serie 540, BPBSL, LT-RLOY-AFL-MAX	S/N: 3FN6B00527 8.92
Motor Maximus Serie 562 / 225 HP / 2662 V / 50.9 A, RA-S-RLOY-AS-AFL-KTB	S/N: 1HS5E6319760 15.61
Sensor Phoenix XT150 - Tipo 1	S/N: S113KH15N07865 1.87
Centralizador (Punta)	N/A 2.1

Equipo BES + BHA: 120.19

7" Coperhead (Centro de Gomas)

CASING DE PRODUCCIÓN, 7", 26#/PIE, N-80, BTC, 265 TUBOS, Cementado con 845 SXS Tipo "G"

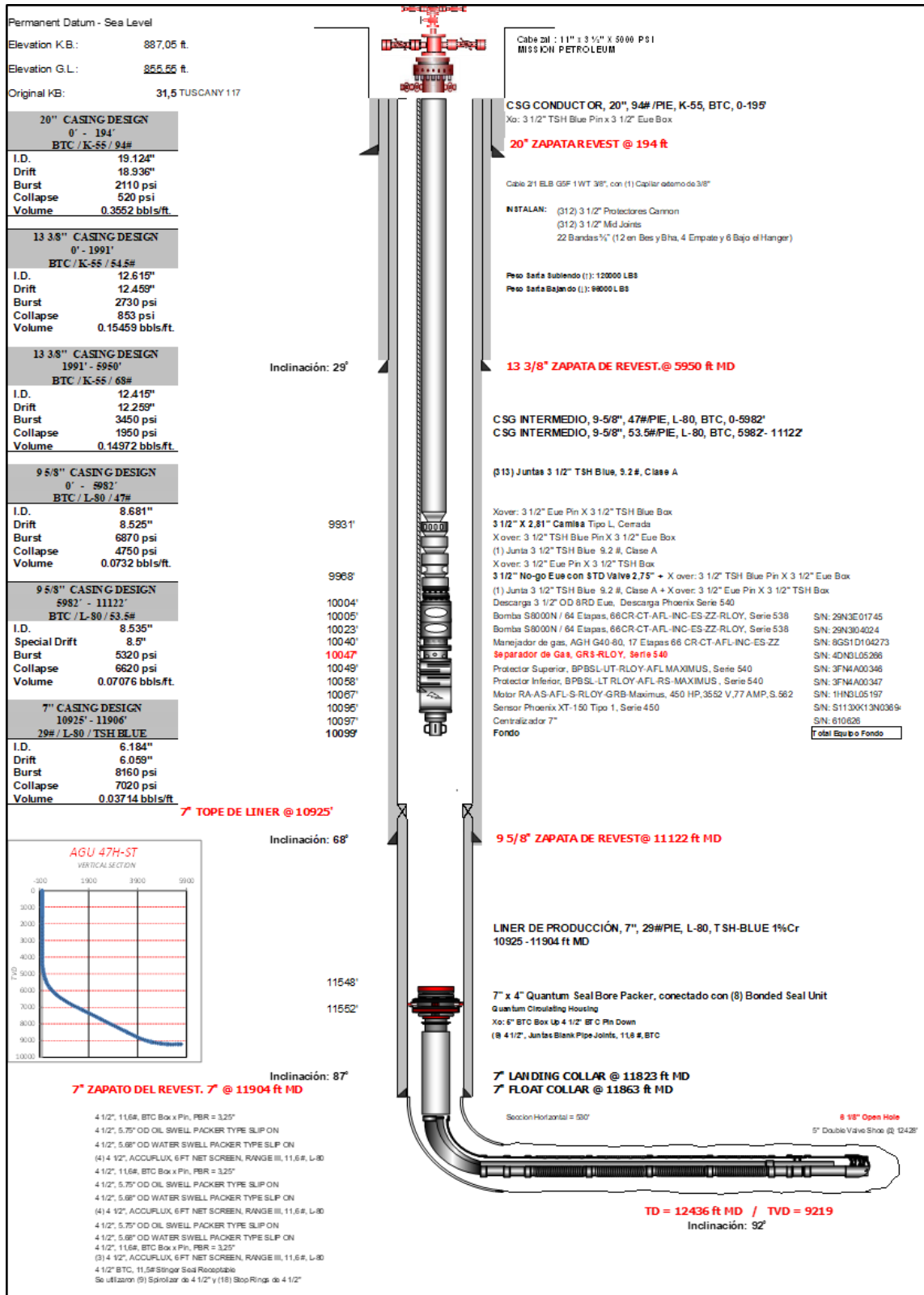
Fondo Operativo

**7" FLOAT COLLAR @ 10056 ft MD**  
**7" ZAPATO DEL REVESTIDOR**

TD = 10140 ft MD / TVD = 9706 ft

Elaborado Por: Páiz Montoya  
 Verificado Por: Mario Duarte  
 11-feb-16

### 3. DIAGRAMA MECÁNICO POZO AGU-47H.



# 4. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SSF-159D.



POZO DIRECCIONAL  
DIAGRAMA DE COMPLETACION.

Permanent Datum - Sea Level  
Elevation K.B.: 881.89 ft.  
Elevation G.L.: 847.49 ft.  
Original KB: 34.4 ft.

20" CASING DESIGN 0' - 213' BTC / K-55 / 94#	
I.D.	19.124"
Drift	18.936"
Burst	2110 psi
Collapse	520psi
Volume	0.355277 bbls/ft.

13.3/8" CASING DESIGN 0' - 2000' BTC / K55 / 54.5#		13.3/8" CASING DESIGN 2000' - 5435' BTC / K55 / 68#	
I.D.	12.415"	I.D.	12.415"
Drift	12.459"	Drift	12.259"
Burst	2730 psi	Burst	3450 psi
Collapse	1130 psi	Collapse	1950 psi
Volume	0.14972 bbls/ft.	Volume	0.14972 bbls/ft.

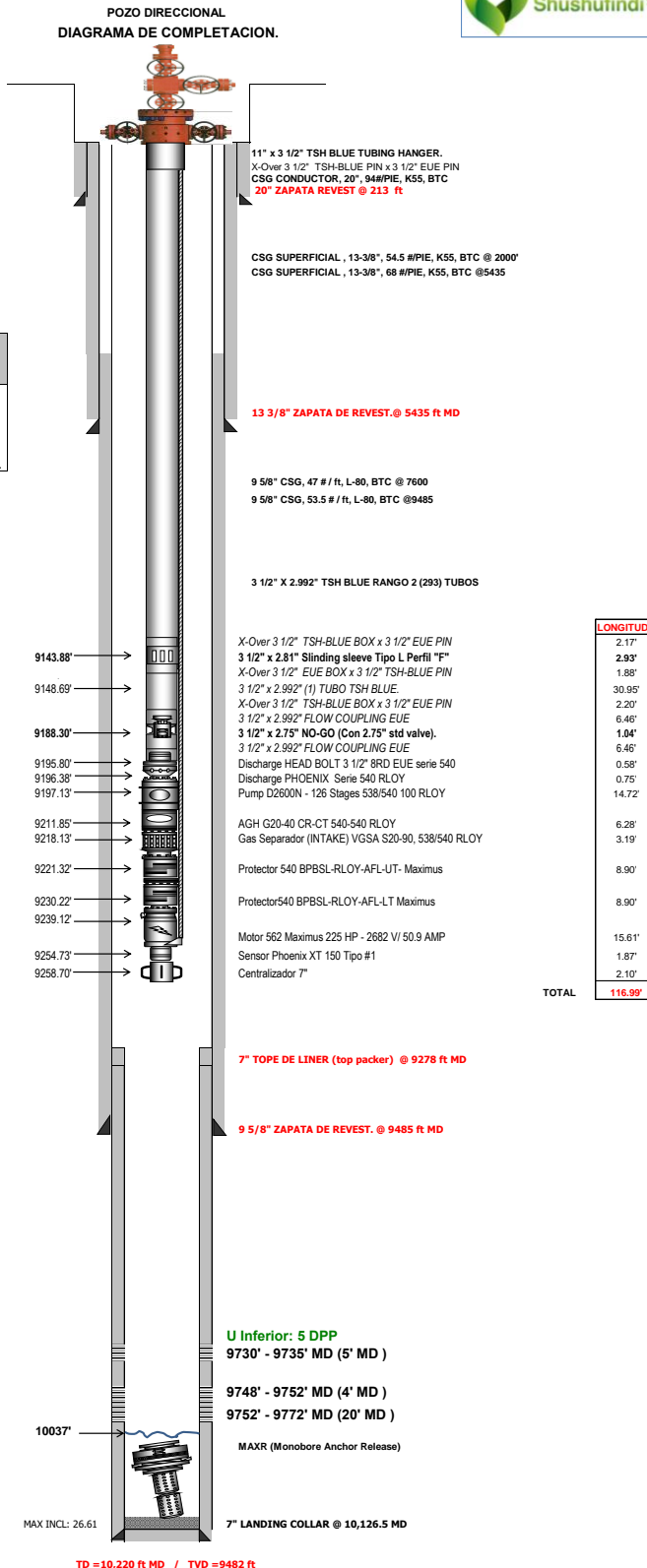
9.5/8" CASING DESIGN 0' - 7600' BTC / L-80 / 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6.870 psi
Collapse	4750 psi
Volume	0.0732 bbls/ft.

9.5/8" CASING DESIGN 7600' - 9485' BTC / L-80 / 53.5#	
I.D.	8.535"
Drift	8.379"
Burst	7930 psi
Collapse	8620 psi
Volume	0.07076 bbls/ft.

7" LINER PRODUCCION 9278' - 9475' BTC (N-80) / 29# SPECIAL DRIET	
I.D.	6.184"
Drift	6.125"
Burst	8160 psi
Collapse	7030 psi
Volume	0.03714 bbls/ft.

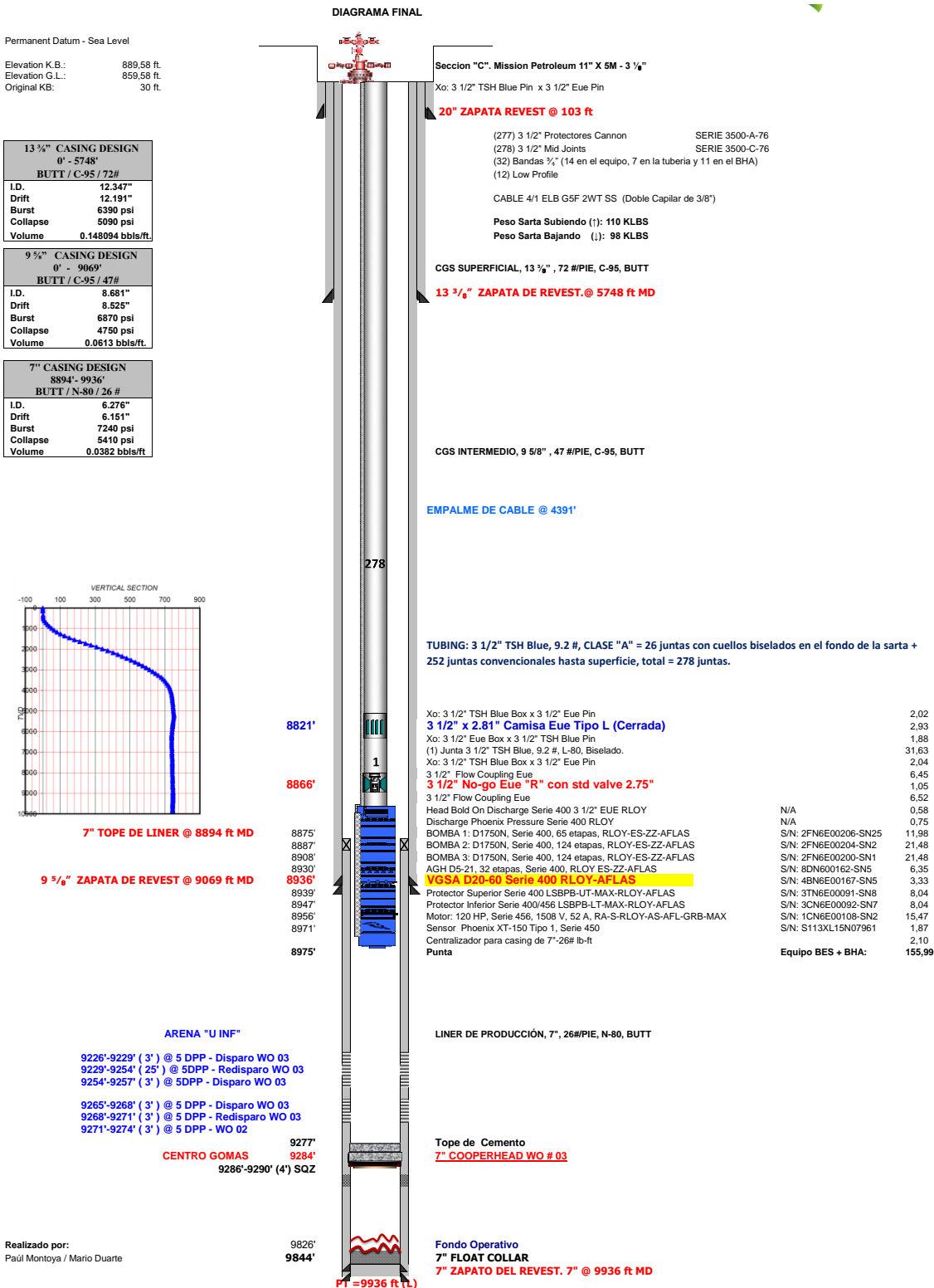
7" LINER PRODUCCION 9675' - 10218' 29# / L-80/ BTC	
I.D.	6.184"
Drift	6.059"
Burst	11220 psi
Collapse	8530 PSI
Volume	0.03714 BBLs/FT

CABLE DE POTENCIA	
4/1 ELB G5F W/2 3/8	
MLE	
562 / 100FT KELB MAXLOK-5KV, BANDAS 3/8"	
EQUIPO	9
BHA	11
TUBERIA	9
PROTECTORES DE CABLE	
CANNON	292
MID JOINT	293
LOW PROFILE	9



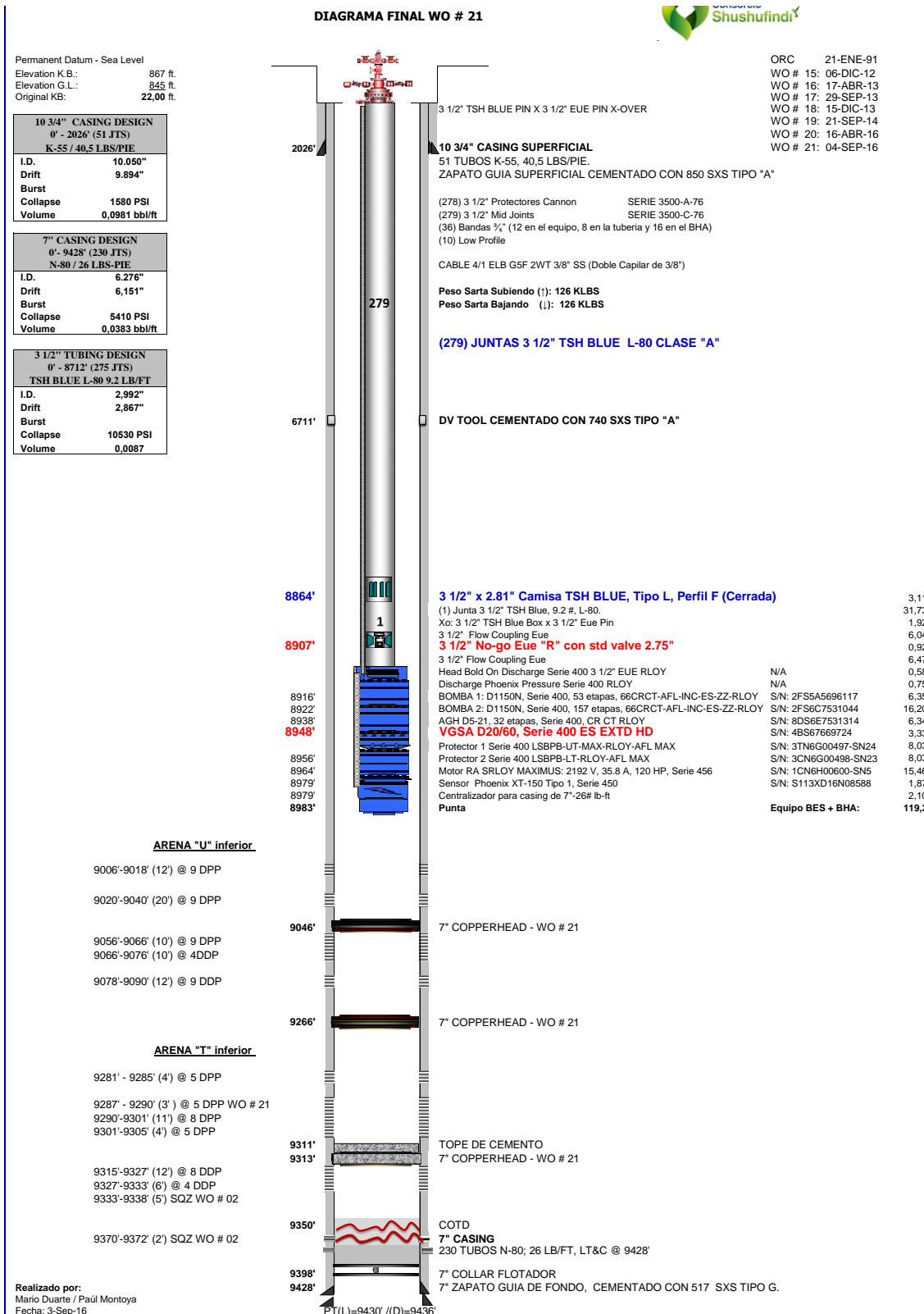
REALIZADO POR: FECHA:  
LLESICA FUENTES 30- Enero-2016  
REVISADO POR:  
DENIS CHENG 30- Enero-2016

## 5. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SSF-130D.



Realizado por: 9826'  
Paul Montoya / Mario Duarte 9844'

## 6. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SSF-73D.



Realizado por:  
 Mario Duarte / Paul Montoya  
 Fecha: 3-Sep-16

# 7. DIAGRAMA MECÁNICO POZO SSF-145D.

Permanent Datum - Sea Level

Elevation K.B.: 877,85 ft.

Elevation G.L.: 843,45 ft.

Original KB: 34,4 H&P-176

20" CASING DESIGN	
0' - 190'	
BTC / K-55 / 94#	
I.D.	19.124"
Drift	18.936"
Burst	2110 psi
Collapse	520psi
Volume	0.355282 bbls/ft.

13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 2029'	
BTC / K-55 / 54.5 #	
I.D.	12.615"
Drift	12.459"
Burst	2730 psi
Collapse	1130 psi
Volume	0.15459 bbls/ft.

13 3/8" CASING DESIGN	
0' - 2029'-5778'	
BTC / K-55 / 68 #	
I.D.	12.615"
Drift	12.259"
Burst	3450 psi
Collapse	1950 psi
Volume	0.14972 bbls/ft.

9 5/8" CASING DESIGN	
0' - 8014'	
BTC / L-80 / 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6,870 psi
Collapse	4750 psi
Volume	0.0732 bbls/ft.

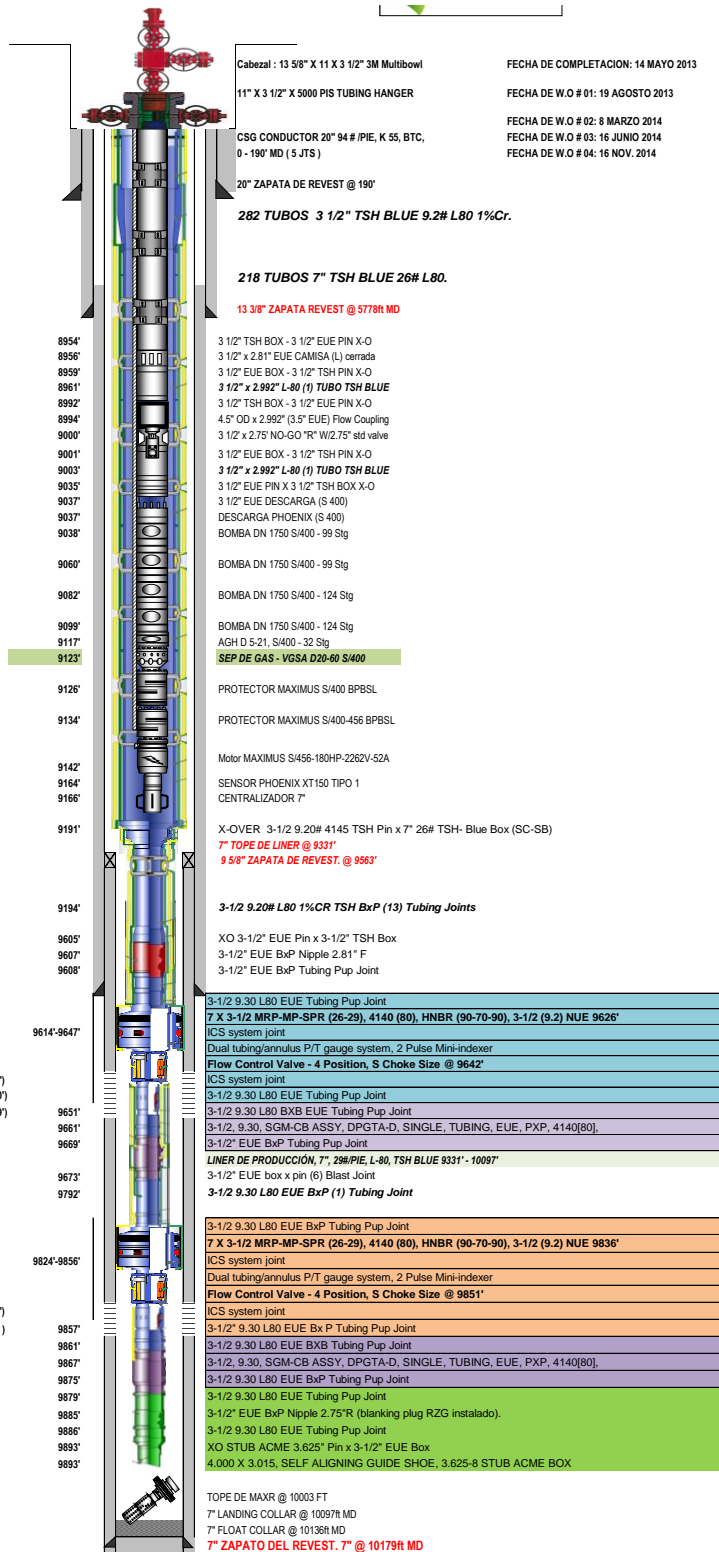
9 5/8" CASING DESIGN	
8014'-8563'	
BTC / L-80 / 53.5 #	
I.D.	8.535"
Drift	8.37"
Burst	5,320 psi
Collapse	6620 psi
Volume	0.07076 bbls/ft.

CABLE DE POTENCIA 4/1	
BANDAS	
EQUIPO & BHA	8
TUBERIA	8
PROTECTOR DE CABLE	
CANNON	281
MID JOINT	285
LOW PROFILE	23

7" CASING DESIGN	
9331'-10179'	
29 # L80 TSH BLUE	
I.D.	6.184"
Drift	6.059"
Burst	8160 psi
Collapse	7020 psi
Volume	0.03714 BBLs/FT

"U Inf."  
9698'-9703' (5)  
9730'-9740' (10)  
9753'-9772' (19')

"T Inf."  
9934'-9947' (13)  
9951'-9959' (8)



Elaborado Por:

## **ANEXO 2**

**TABLA 2.1.** ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panel, Phoenix 1998.

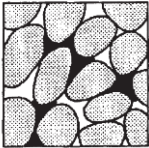

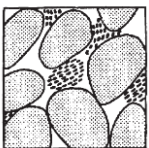
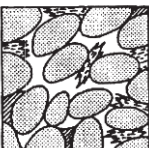

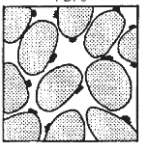
	Cierre de Válvulas de seguridad en fondo controladas en superficie (SSSV)	Válvula de superficie cerrada	Intake taponado	Baja presión de intake/influjo	Alta presión de intake/influjo	Bomba gastada	Atascamiento de bomba	Eje roto	Rotación en reversa	Ingreso de arena	Ingreso de gas	Fugas de tubing alrededor del packer	Fuga de tubing bajo el packer	Ajustes del estrangulador muy largos	Incremento de escala	Incremento del corte de agua
Número de escenario	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Amperaje	↓	↓	↓	↑/↓	↑/↓	U	↑	↓	↑/↓	∩	~			↑/↓	↑	∩
Flujo de fondo	↓,0	↓,0	↓	U	∩	U	0	↓	-/U	U	~		↑	∩	-/U	-/U
Presión de intake	↑	↑	↑	U	∩	∩	*	∩		U	U		∩	U	-/U	-/U
Presión de descarga	↑	↑		U	∩	U	*	↓	-/U	~	~		/U	U	-/U	-/U
Temperatura de fondo	↑,↑	↑,↑	↑,↑				**			~/↑	/↑		↑		~/↑	
Temperatura del motor	↑	↑	↑/↑				**	∩	∩	~/↑	/↑		↑		-/∩	
Diferencial de presión	0					U	0	U	U				U	-/U	-/U	
Vibración						∩/?		∩/?	∩/?	~/?						
Tasa de flujo de superficie	↓,0	↓,0	↓	U	∩	U	↓,0	↓	-/U	U	∩	U	U	∩	-/U	-/U
Presión de cabeza del pozo	↓	↑/↑		U	∩	U	0	U	U	U	U	U	U	U	-/U	-/U
Presión anular							0					∩/↑				
Presión de Válvulas de seguridad en fondo controladas en superficie (SSSV)	↓															
Temperatura de cabeza	↓	↓	↓				0					U	U			

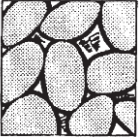
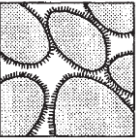

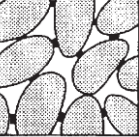


$\uparrow\uparrow$	Incrementa rápidamente	$\downarrow\downarrow$	Decrece rápidamente
$\uparrow$	Incrementa	$\downarrow$	Decrece
$\uparrow, \uparrow\uparrow$	Incremento rápido o muy rápido	$\downarrow, 0$	Decrece rápidamente hasta cero
$\uparrow/\uparrow$	Incremento puede ser lento/rápido o corto/largo	U	Decrece ligeramente
$\cap/\uparrow$	Incremento puede ser lento o largo	-/U	Sin cambio o decrece lentamente
~/-	Inestable o sin cambio	*	Estos dos valores comenzarán a moverse uno hacia el otro hasta el punto de ser iguales o casi iguales.
~/\uparrow	Sin cambio o incremento lento	**	Estos dos valores comenzarán a moverse uno hacia el otro hasta el punto de ser iguales o casi iguales.
$\cap$	Incrementa ligeramente	0	Lectura de cero o estático
/\cap	Sin cambio o incrementa ligeramente	$\uparrow/\downarrow$	Puede subir o bajar dependiendo de la curva de potencia de la bomba, generalmente aumenta
$\cap/?$	Incremento ligero o a veces variable		
~	Inestable		

## **ANEXO 3**

Tabla 3.1. MECANISMOS DE DAÑO.

Índice de daño	Características de la roca.	Condición de formación.	Características del daño.	Mecanismo potencial de daño.	
1	Arena limpia (< 5% de arcilla).	La arcilla es parte de la matriz.	Hinchamiento de arcillas	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	FDI 1 
2	Arena con alto contenido de lutitas.	La arcilla es parte en laminaciones o estructura de la lutita.	La arcilla es parte de los granos que componen la estructura de la roca.	Dispersión/Migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	FDI 2 
3	Arena con un 10% o más de arcilla autigénica.	La arcilla es un relleno aislado del poro.	Mínima exposición al fluido.	Dispersión/Migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	FDI 3 
4	Generalmente las arenas limpias (< 10% de arcilla) con alto contenido orgánico.	Dispersa de origen carbonáceo. Partículas de petróleo muertas en los poros.	Insoluble en fluidos normales Migra cuando se ablanda o se disuelve el cemento.	Migración de partículas.	FDI 4 
5	Arenas con un 10% o más de arcilla.	La arcilla es una matriz dispersa pero no un cemento primario.	Exposición a fluidos. Migra cuando el cemento es disuelto.	Dispersión y migración de partículas. Migración de la matriz. Expansión.	FDI 5 
6	Arena con 10% o menos de arcilla autigénica.	La arcilla se produce como fijación de grano y se encuentra en el poro.	Alta exposición al fluido.	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz. Migración de partículas.	FDI 6 

7	Arena con un 10% o más de arcilla	Arcilla homogeneizada por bioturbación y envuelta alrededor de grano.	Alta exposición al fluido.	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
8	Arena con menos de 10% de arcilla autígenica.	La arcilla se produce como revestimiento del grano.	Muy alta exposición al fluido y alta atracción de fluido debido a el área de superficie.	Dispersión/migración Precipitación mineral Expansión de la matriz.	
9	Arenas con 10% o más de arcillas.	La arcilla es el cemento primario.	Alta exposición a fluidos La arcilla es responsable de la integridad estructural.	Dispersión/migración. Inconsolidación. Migración de partículas. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
10	Arenas con un 10% o más de arcilla.	Formaciones inconsolidadas o semiconsolidadas.	Alta exposición al fluido. La arcilla juega un papel importante en la integridad estructural.	Inconsolidación. Migración de partículas. Precipitación de minerales.	

**FUENTE:** Civan, F. (2016). Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation (3 ed.). Norman, Oklahoma, USA: Elsevier Inc.

## **ANEXO 4**

Fotografías evidenciando el escalamiento en equipo BES, Pozo SSF-140D.



Fotografías evidenciando el escalamiento en equipo BES, Pozo SSF-119D.



## **ANEXO 5**

## 1. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-140D.

SSF-140D									
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bis)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	VAN
0	-	0	\$ 0,00	\$ 1.928.162	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 1.928.162	-\$ 1.928.162
1	661	19830	\$ 991.500,00	\$ 118.980,00	\$ 872.520,00	\$ 10.208,48	\$ 14.400,60	\$ 847.910,91	\$ 770.828,10
2	586	17568	\$ 878.400,00	\$ 105.408,00	\$ 772.992,00	\$ 9.044,01	\$ 12.757,93	\$ 751.190,06	\$ 620.818,23
3	586	17568	\$ 878.400,00	\$ 105.408,00	\$ 772.992,00	\$ 9.044,01	\$ 12.757,93	\$ 751.190,06	\$ 564.380,21
4	573	17190	\$ 859.500,00	\$ 103.140,00	\$ 756.360,00	\$ 8.849,41	\$ 12.483,43	\$ 735.027,16	\$ 502.033,44
5	560	16803	\$ 840.150,00	\$ 100.818,00	\$ 739.332,00	\$ 8.650,18	\$ 12.202,39	\$ 718.479,43	\$ 446.119,20
6	548	16431	\$ 821.550,00	\$ 98.586,00	\$ 722.964,00	\$ 8.458,68	\$ 11.932,24	\$ 702.573,08	\$ 396.584,19
7	536	16068	\$ 803.400,00	\$ 96.408,00	\$ 706.992,00	\$ 8.271,81	\$ 11.668,63	\$ 687.051,57	\$ 352.566,09
8	524	15720	\$ 786.000,00	\$ 94.320,00	\$ 691.680,00	\$ 8.092,66	\$ 11.415,91	\$ 672.171,44	\$ 313.572,94
9	513	15378	\$ 768.900,00	\$ 92.268,00	\$ 676.632,00	\$ 7.916,59	\$ 11.167,55	\$ 657.547,86	\$ 278.864,48
10	502	15051	\$ 752.550,00	\$ 90.306,00	\$ 662.244,00	\$ 7.748,25	\$ 10.930,08	\$ 643.565,67	\$ 248.122,42
11	491	14733	\$ 736.650,00	\$ 88.398,00	\$ 648.252,00	\$ 7.584,55	\$ 10.699,15	\$ 629.968,31	\$ 220.800,05
12	481	14427	\$ 721.350,00	\$ 86.562,00	\$ 634.788,00	\$ 7.427,02	\$ 10.476,93	\$ 616.884,05	\$ 196.558,27
13	471	14130	\$ 706.500,00	\$ 84.780,00	\$ 621.720,00	\$ 7.274,12	\$ 10.261,25	\$ 604.184,63	\$ 175.010,77
14	461	13836	\$ 691.800,00	\$ 83.016,00	\$ 608.784,00	\$ 7.122,77	\$ 10.047,74	\$ 591.613,48	\$ 155.790,32
15	452	13566	\$ 678.300,00	\$ 81.396,00	\$ 596.904,00	\$ 6.983,78	\$ 9.851,67	\$ 580.068,56	\$ 138.863,80
16	443	13302	\$ 665.100,00	\$ 79.812,00	\$ 585.288,00	\$ 6.847,87	\$ 9.659,95	\$ 568.780,18	\$ 123.783,14
17	435	13041	\$ 652.050,00	\$ 78.246,00	\$ 573.804,00	\$ 6.713,51	\$ 9.470,41	\$ 557.620,08	\$ 110.322,16
18	426	12783	\$ 639.150,00	\$ 76.698,00	\$ 562.452,00	\$ 6.580,69	\$ 9.283,05	\$ 546.588,26	\$ 98.308,70



19	418	12537	\$ 626.850,00	\$ 75.222,00	\$ 551.628,00	\$ 6.454,05	\$ 9.104,41	\$ 536.069,55	\$ 87.651,65
20	410	12294	\$ 614.700,00	\$ 73.764,00	\$ 540.936,00	\$ 6.328,95	\$ 8.927,94	\$ 525.679,11	\$ 78.138,85
21	402	12057	\$ 602.850,00	\$ 72.342,00	\$ 530.508,00	\$ 6.206,94	\$ 8.755,83	\$ 515.545,23	\$ 69.665,92
22	394	11829	\$ 591.450,00	\$ 70.974,00	\$ 520.476,00	\$ 6.089,57	\$ 8.590,25	\$ 505.796,18	\$ 62.135,02
23	387	11610	\$ 580.500,00	\$ 69.660,00	\$ 510.840,00	\$ 5.976,83	\$ 8.431,21	\$ 496.431,96	\$ 55.440,61
24	380	11394	\$ 569.700,00	\$ 68.364,00	\$ 501.336,00	\$ 5.865,63	\$ 8.274,36	\$ 487.196,01	\$ 49.462,87
25	373	11184	\$ 559.200,00	\$ 67.104,00	\$ 492.096,00	\$ 5.757,52	\$ 8.121,85	\$ 478.216,62	\$ 44.137,48
26	366	10977	\$ 548.850,00	\$ 65.862,00	\$ 482.988,00	\$ 5.650,96	\$ 7.971,53	\$ 469.365,51	\$ 39.382,33
27	360	10788	\$ 539.400,00	\$ 64.728,00	\$ 474.672,00	\$ 5.553,66	\$ 7.834,28	\$ 461.284,06	\$ 35.185,68
28	353	10599	\$ 529.950,00	\$ 63.594,00	\$ 466.356,00	\$ 5.456,37	\$ 7.697,02	\$ 453.202,61	\$ 31.426,59
29	347	10413	\$ 520.650,00	\$ 62.478,00	\$ 458.172,00	\$ 5.360,61	\$ 7.561,95	\$ 445.249,44	\$ 28.068,26
30	341	10230	\$ 511.500,00	\$ 61.380,00	\$ 450.120,00	\$ 5.266,40	\$ 7.429,06	\$ 437.424,54	\$ 25.068,17
31	335	10053	\$ 502.650,00	\$ 60.318,00	\$ 442.332,00	\$ 5.175,28	\$ 7.300,52	\$ 429.856,20	\$ 22.394,94
32	329	9879	\$ 493.950,00	\$ 59.274,00	\$ 434.676,00	\$ 5.085,71	\$ 7.174,16	\$ 422.416,13	\$ 20.006,66
33	324	9708	\$ 485.400,00	\$ 58.248,00	\$ 427.152,00	\$ 4.997,68	\$ 7.049,98	\$ 415.104,34	\$ 17.873,05
34	318	9543	\$ 477.150,00	\$ 57.258,00	\$ 419.892,00	\$ 4.912,74	\$ 6.930,15	\$ 408.049,11	\$ 15.972,07
35	313	9381	\$ 469.050,00	\$ 56.286,00	\$ 412.764,00	\$ 4.829,34	\$ 6.812,51	\$ 401.122,15	\$ 14.273,57
36	308	9225	\$ 461.250,00	\$ 55.350,00	\$ 405.900,00	\$ 4.749,03	\$ 6.699,22	\$ 394.451,75	\$ 12.760,19
37	302	9072	\$ 453.600,00	\$ 54.432,00	\$ 399.168,00	\$ 4.670,27	\$ 6.588,11	\$ 387.909,62	\$ 11.407,78
38	297	8922	\$ 446.100,00	\$ 53.532,00	\$ 392.568,00	\$ 4.593,05	\$ 6.479,18	\$ 381.495,77	\$ 10.199,24
39	293	8778	\$ 438.900,00	\$ 52.668,00	\$ 386.232,00	\$ 4.518,91	\$ 6.374,61	\$ 375.338,48	\$ 9.122,38
40	288	8640	\$ 432.000,00	\$ 51.840,00	\$ 380.160,00	\$ 4.447,87	\$ 6.274,39	\$ 369.437,74	\$ 8.162,70
41	283	8502	\$ 425.100,00	\$ 51.012,00	\$ 374.088,00	\$ 4.376,83	\$ 6.174,18	\$ 363.536,99	\$ 7.302,11
42	279	8367	\$ 418.350,00	\$ 50.202,00	\$ 368.148,00	\$ 4.307,33	\$ 6.076,14	\$ 357.764,53	\$ 6.532,88
43	275	8235	\$ 411.750,00	\$ 49.410,00	\$ 362.340,00	\$ 4.239,38	\$ 5.980,28	\$ 352.120,34	\$ 5.845,28
44	270	8106	\$ 405.300,00	\$ 48.636,00	\$ 356.664,00	\$ 4.172,97	\$ 5.886,60	\$ 346.604,43	\$ 5.230,65
45	266	7980	\$ 399.000,00	\$ 47.880,00	\$ 351.120,00	\$ 4.108,10	\$ 5.795,10	\$ 341.216,80	\$ 4.681,23
46	262	7857	\$ 392.850,00	\$ 47.142,00	\$ 345.708,00	\$ 4.044,78	\$ 5.705,78	\$ 335.957,44	\$ 4.190,06
47	258	7737	\$ 386.850,00	\$ 46.422,00	\$ 340.428,00	\$ 3.983,01	\$ 5.618,63	\$ 330.826,36	\$ 3.750,97
48	254	7620	\$ 381.000,00	\$ 45.720,00	\$ 335.280,00	\$ 3.922,78	\$ 5.533,67	\$ 325.823,56	\$ 3.358,41

49	250	7503	\$ 375.150,00	\$ 45.018,00	\$ 330.132,00	\$ 3.862,54	\$ 5.448,70	\$ 320.820,76	\$ 3.006,22
97	135	4047	\$ 202.350,00	\$ 24.282,00	\$ 178.068,00	\$ 2.083,40	\$ 2.938,94	\$ 173.045,66	\$ 16,71
98	133	4002	\$ 200.100,00	\$ 24.012,00	\$ 176.088,00	\$ 2.060,23	\$ 2.906,26	\$ 171.121,51	\$ 15,03
99	132	3960	\$ 198.000,00	\$ 23.760,00	\$ 174.240,00	\$ 2.038,61	\$ 2.875,76	\$ 169.325,63	\$ 13,52
100	131	3918	\$ 195.900,00	\$ 23.508,00	\$ 172.392,00	\$ 2.016,99	\$ 2.845,26	\$ 167.529,75	\$ 12,16
101	129	3876	\$ 193.800,00	\$ 23.256,00	\$ 170.544,00	\$ 1.995,36	\$ 2.814,76	\$ 165.733,87	\$ 10,93
102	128	3834	\$ 191.700,00	\$ 23.004,00	\$ 168.696,00	\$ 1.973,74	\$ 2.784,26	\$ 163.938,00	\$ 9,83
103	127	3795	\$ 189.750,00	\$ 22.770,00	\$ 166.980,00	\$ 1.953,67	\$ 2.755,94	\$ 162.270,39	\$ 8,85
104	125	3753	\$ 187.650,00	\$ 22.518,00	\$ 165.132,00	\$ 1.932,04	\$ 2.725,44	\$ 160.474,52	\$ 7,95
105	124	3714	\$ 185.700,00	\$ 22.284,00	\$ 163.416,00	\$ 1.911,97	\$ 2.697,12	\$ 158.806,92	\$ 7,16
106	123	3675	\$ 183.750,00	\$ 22.050,00	\$ 161.700,00	\$ 1.891,89	\$ 2.668,80	\$ 157.139,31	\$ 6,44
107	121	3636	\$ 181.800,00	\$ 21.816,00	\$ 159.984,00	\$ 1.871,81	\$ 2.640,47	\$ 155.471,71	\$ 5,79
108	120	3597	\$ 179.850,00	\$ 21.582,00	\$ 158.268,00	\$ 1.851,74	\$ 2.612,15	\$ 153.804,11	\$ 5,21
109	119	3561	\$ 178.050,00	\$ 21.366,00	\$ 156.684,00	\$ 1.833,20	\$ 2.586,01	\$ 152.264,79	\$ 4,69
110	117	3522	\$ 176.100,00	\$ 21.132,00	\$ 154.968,00	\$ 1.813,13	\$ 2.557,69	\$ 150.597,19	\$ 4,21
111	116	3489	\$ 174.450,00	\$ 20.934,00	\$ 153.516,00	\$ 1.796,14	\$ 2.533,72	\$ 149.186,14	\$ 3,79
112	115	3453	\$ 172.650,00	\$ 20.718,00	\$ 151.932,00	\$ 1.777,60	\$ 2.507,58	\$ 147.646,82	\$ 3,41
113	114	3417	\$ 170.850,00	\$ 20.502,00	\$ 150.348,00	\$ 1.759,07	\$ 2.481,44	\$ 146.107,49	\$ 3,07
114	113	3384	\$ 169.200,00	\$ 20.304,00	\$ 148.896,00	\$ 1.742,08	\$ 2.457,47	\$ 144.696,45	\$ 2,76
115	112	3351	\$ 167.550,00	\$ 20.106,00	\$ 147.444,00	\$ 1.725,09	\$ 2.433,51	\$ 143.285,40	\$ 2,49
116	111	3315	\$ 165.750,00	\$ 19.890,00	\$ 145.860,00	\$ 1.706,56	\$ 2.407,36	\$ 141.746,08	\$ 2,24
117	109	3282	\$ 164.100,00	\$ 19.692,00	\$ 144.408,00	\$ 1.689,57	\$ 2.383,40	\$ 140.335,03	\$ 2,01
118	108	3249	\$ 162.450,00	\$ 19.494,00	\$ 142.956,00	\$ 1.672,59	\$ 2.359,43	\$ 138.923,98	\$ 1,81
119	107	3219	\$ 160.950,00	\$ 19.314,00	\$ 141.636,00	\$ 1.657,14	\$ 2.337,65	\$ 137.641,21	\$ 1,63
120	106	3186	\$ 159.300,00	\$ 19.116,00	\$ 140.184,00	\$ 1.640,15	\$ 2.313,68	\$ 136.230,16	\$ 1,47
121	105	3156	\$ 157.800,00	\$ 18.936,00	\$ 138.864,00	\$ 1.624,71	\$ 2.291,90	\$ 134.947,40	\$ 1,32
122	104	3123	\$ 156.150,00	\$ 18.738,00	\$ 137.412,00	\$ 1.607,72	\$ 2.267,93	\$ 133.536,35	\$ 1,19
123	103	3096	\$ 154.800,00	\$ 18.576,00	\$ 136.224,00	\$ 1.593,82	\$ 2.248,32	\$ 132.381,86	\$ 1,07
TOTAL	31097	932922	\$ 46.646.100	\$ 7.525.694	\$ 41.048.568,00	\$ 480.268,25	\$ 677.490,61	\$ 37.962.647	\$ 4.602.991

## 2. Indicadores de rentabilidad, Pozo SSF-119D.

SSF-119D									
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bis)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	VAN
0	-	0	\$ 0,00	\$ 1.928.162	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 1.928.162	-\$ 1.928.162
1	746	22380	\$ 1.119.000	\$ 134.280,00	\$ 984.720,00	\$ 11.521,22	\$ 16.252,42	\$ 956.946,36	\$ 869.951,23
2	679	20370	\$ 1.018.500	\$ 122.220,00	\$ 896.280,00	\$ 10.486,48	\$ 14.792,75	\$ 871.000,77	\$ 719.835,35
3	645	19350	\$ 967.500,00	\$ 116.100,00	\$ 851.400,00	\$ 9.961,38	\$ 14.052,02	\$ 827.386,60	\$ 621.627,79
4	654	19620	\$ 981.000,00	\$ 117.720,00	\$ 863.280,00	\$ 10.100,38	\$ 14.248,10	\$ 838.931,52	\$ 573.001,52
5	657	19710	\$ 985.500,00	\$ 118.260,00	\$ 867.240,00	\$ 10.146,71	\$ 14.313,46	\$ 842.779,83	\$ 523.299,97
6	566	16980	\$ 849.000,00	\$ 101.880,00	\$ 747.120,00	\$ 8.741,30	\$ 12.330,92	\$ 726.047,77	\$ 409.835,04
7	426	12780	\$ 639.000,00	\$ 76.680,00	\$ 562.320,00	\$ 6.579,14	\$ 9.280,87	\$ 546.459,98	\$ 280.420,38
8	387	11610	\$ 580.500,00	\$ 69.660,00	\$ 510.840,00	\$ 5.976,83	\$ 8.431,21	\$ 496.431,96	\$ 231.589,17
9	395	11850	\$ 592.500,00	\$ 71.100,00	\$ 521.400,00	\$ 6.100,38	\$ 8.605,50	\$ 506.694,12	\$ 214.887,77
10	404	12108	\$ 605.400,00	\$ 72.648,00	\$ 532.752,00	\$ 6.233,20	\$ 8.792,86	\$ 517.725,94	\$ 199.605,76
11	388	11634	\$ 581.700,00	\$ 69.804,00	\$ 511.896,00	\$ 5.989,18	\$ 8.448,64	\$ 497.458,17	\$ 174.356,05
12	372	11172	\$ 558.600,00	\$ 67.032,00	\$ 491.568,00	\$ 5.751,35	\$ 8.113,14	\$ 477.703,52	\$ 152.211,06
13	358	10746	\$ 537.300,00	\$ 64.476,00	\$ 472.824,00	\$ 5.532,04	\$ 7.803,78	\$ 459.488,18	\$ 133.097,36
14	345	10353	\$ 517.650,00	\$ 62.118,00	\$ 455.532,00	\$ 5.329,72	\$ 7.518,38	\$ 442.683,90	\$ 116.572,51
15	333	9987	\$ 499.350,00	\$ 59.922,00	\$ 439.428,00	\$ 5.141,31	\$ 7.252,59	\$ 427.034,10	\$ 102.228,57
16	321	9639	\$ 481.950,00	\$ 57.834,00	\$ 424.116,00	\$ 4.962,16	\$ 6.999,87	\$ 412.153,97	\$ 89.696,71
17	311	9321	\$ 466.050,00	\$ 55.926,00	\$ 410.124,00	\$ 4.798,45	\$ 6.768,94	\$ 398.556,61	\$ 78.852,30

18	301	9021	\$ 451.050,00	\$ 54.126,00	\$ 396.924,00	\$ 4.644,01	\$ 6.551,08	\$ 385.728,91	\$ 69.376,74
19	291	8742	\$ 437.100,00	\$ 52.452,00	\$ 384.648,00	\$ 4.500,38	\$ 6.348,47	\$ 373.799,15	\$ 61.119,15
80	101	3027	\$ 151.350,00	\$ 18.162,00	\$ 133.188,00	\$ 1.558,30	\$ 2.198,22	\$ 129.431,48	\$ 63,19
81	100	2997	\$ 149.850,00	\$ 17.982,00	\$ 131.868,00	\$ 1.542,86	\$ 2.176,43	\$ 128.148,71	\$ 56,87
82	99	2964	\$ 148.200,00	\$ 17.784,00	\$ 130.416,00	\$ 1.525,87	\$ 2.152,47	\$ 126.737,67	\$ 51,13
83	98	2934	\$ 146.700,00	\$ 17.604,00	\$ 129.096,00	\$ 1.510,42	\$ 2.130,68	\$ 125.454,90	\$ 46,01
84	97	2904	\$ 145.200,00	\$ 17.424,00	\$ 127.776,00	\$ 1.494,98	\$ 2.108,89	\$ 124.172,13	\$ 41,40
85	96	2874	\$ 143.700,00	\$ 17.244,00	\$ 126.456,00	\$ 1.479,54	\$ 2.087,11	\$ 122.889,36	\$ 37,25
86	95	2847	\$ 142.350,00	\$ 17.082,00	\$ 125.268,00	\$ 1.465,64	\$ 2.067,50	\$ 121.734,86	\$ 33,55
87	94	2817	\$ 140.850,00	\$ 16.902,00	\$ 123.948,00	\$ 1.450,19	\$ 2.045,71	\$ 120.452,09	\$ 30,18
88	93	2790	\$ 139.500,00	\$ 16.740,00	\$ 122.760,00	\$ 1.436,29	\$ 2.026,11	\$ 119.297,60	\$ 27,17
89	92	2763	\$ 138.150,00	\$ 16.578,00	\$ 121.572,00	\$ 1.422,39	\$ 2.006,50	\$ 118.143,11	\$ 24,46
90	91	2736	\$ 136.800,00	\$ 16.416,00	\$ 120.384,00	\$ 1.408,49	\$ 1.986,89	\$ 116.988,62	\$ 22,02
91	90	2709	\$ 135.450,00	\$ 16.254,00	\$ 119.196,00	\$ 1.394,59	\$ 1.967,28	\$ 115.834,12	\$ 19,82
92	90	2685	\$ 134.250,00	\$ 16.110,00	\$ 118.140,00	\$ 1.382,24	\$ 1.949,85	\$ 114.807,91	\$ 17,86
93	89	2658	\$ 132.900,00	\$ 15.948,00	\$ 116.952,00	\$ 1.368,34	\$ 1.930,25	\$ 113.653,41	\$ 16,07
94	88	2634	\$ 131.700,00	\$ 15.804,00	\$ 115.896,00	\$ 1.355,98	\$ 1.912,82	\$ 112.627,20	\$ 14,48
95	87	2610	\$ 130.500,00	\$ 15.660,00	\$ 114.840,00	\$ 1.343,63	\$ 1.895,39	\$ 111.600,98	\$ 13,04
96	86	2586	\$ 129.300,00	\$ 15.516,00	\$ 113.784,00	\$ 1.331,27	\$ 1.877,96	\$ 110.574,77	\$ 11,75
97	85	2562	\$ 128.100,00	\$ 15.372,00	\$ 112.728,00	\$ 1.318,92	\$ 1.860,53	\$ 109.548,55	\$ 10,58
98	85	2538	\$ 126.900,00	\$ 15.228,00	\$ 111.672,00	\$ 1.306,56	\$ 1.843,10	\$ 108.522,33	\$ 9,53
99	84	2517	\$ 125.850,00	\$ 15.102,00	\$ 110.748,00	\$ 1.295,75	\$ 1.827,85	\$ 107.624,40	\$ 8,59
100	83	2493	\$ 124.650,00	\$ 14.958,00	\$ 109.692,00	\$ 1.283,40	\$ 1.810,42	\$ 106.598,18	\$ 7,74
101	82	2472	\$ 123.600,00	\$ 14.832,00	\$ 108.768,00	\$ 1.272,59	\$ 1.795,17	\$ 105.700,24	\$ 6,97
102	82	2451	\$ 122.550,00	\$ 14.706,00	\$ 107.844,00	\$ 1.261,77	\$ 1.779,92	\$ 104.802,30	\$ 6,29
103	81	2430	\$ 121.500,00	\$ 14.580,00	\$ 106.920,00	\$ 1.250,96	\$ 1.764,67	\$ 103.904,36	\$ 5,66
104	80	2409	\$ 120.450,00	\$ 14.454,00	\$ 105.996,00	\$ 1.240,15	\$ 1.749,42	\$ 103.006,42	\$ 5,11
105	80	2388	\$ 119.400,00	\$ 14.328,00	\$ 105.072,00	\$ 1.229,34	\$ 1.734,17	\$ 102.108,49	\$ 4,60
106	79	2367	\$ 118.350,00	\$ 14.202,00	\$ 104.148,00	\$ 1.218,53	\$ 1.718,92	\$ 101.210,55	\$ 4,15
107	78	2349	\$ 117.450,00	\$ 14.094,00	\$ 103.356,00	\$ 1.209,27	\$ 1.705,85	\$ 100.440,88	\$ 3,74

108	78	2331	\$ 116.550,00	\$ 13.986,00	\$ 102.564,00	\$ 1.200,00	\$ 1.692,78	\$ 99.671,22	\$ 3,37
109	77	2310	\$ 115.500,00	\$ 13.860,00	\$ 101.640,00	\$ 1.189,19	\$ 1.677,53	\$ 98.773,28	\$ 3,04
110	76	2292	\$ 114.600,00	\$ 13.752,00	\$ 100.848,00	\$ 1.179,92	\$ 1.664,46	\$ 98.003,62	\$ 2,74
111	76	2274	\$ 113.700,00	\$ 13.644,00	\$ 100.056,00	\$ 1.170,66	\$ 1.651,39	\$ 97.233,96	\$ 2,47
112	75	2256	\$ 112.800,00	\$ 13.536,00	\$ 99.264,00	\$ 1.161,39	\$ 1.638,31	\$ 96.464,30	\$ 2,23
113	75	2238	\$ 111.900,00	\$ 13.428,00	\$ 98.472,00	\$ 1.152,12	\$ 1.625,24	\$ 95.694,64	\$ 2,01
114	74	2220	\$ 111.000,00	\$ 13.320,00	\$ 97.680,00	\$ 1.142,86	\$ 1.612,17	\$ 94.924,97	\$ 1,81
115	73	2202	\$ 110.100,00	\$ 13.212,00	\$ 96.888,00	\$ 1.133,59	\$ 1.599,10	\$ 94.155,31	\$ 1,64
116	73	2184	\$ 109.200,00	\$ 13.104,00	\$ 96.096,00	\$ 1.124,32	\$ 1.586,03	\$ 93.385,65	\$ 1,47
117	72	2169	\$ 108.450,00	\$ 13.014,00	\$ 95.436,00	\$ 1.116,60	\$ 1.575,13	\$ 92.744,26	\$ 1,33
118	72	2151	\$ 107.550,00	\$ 12.906,00	\$ 94.644,00	\$ 1.107,33	\$ 1.562,06	\$ 91.974,60	\$ 1,20
119	71	2136	\$ 106.800,00	\$ 12.816,00	\$ 93.984,00	\$ 1.099,61	\$ 1.551,17	\$ 91.333,22	\$ 1,08
120	71	2121	\$ 106.050,00	\$ 12.726,00	\$ 93.324,00	\$ 1.091,89	\$ 1.540,28	\$ 90.691,83	\$ 0,98
121	70	2103	\$ 105.150,00	\$ 12.618,00	\$ 92.532,00	\$ 1.082,62	\$ 1.527,20	\$ 89.922,17	\$ 0,88
122	70	2088	\$ 104.400,00	\$ 12.528,00	\$ 91.872,00	\$ 1.074,90	\$ 1.516,31	\$ 89.280,79	\$ 0,80
123	69	2073	\$ 103.650,00	\$ 12.438,00	\$ 91.212,00	\$ 1.067,18	\$ 1.505,42	\$ 88.639,40	\$ 0,72
124	69	2058	\$ 102.900,00	\$ 12.348,00	\$ 90.552,00	\$ 1.059,46	\$ 1.494,53	\$ 87.998,02	\$ 0,65
125	68	2043	\$ 102.150,00	\$ 12.258,00	\$ 89.892,00	\$ 1.051,74	\$ 1.483,63	\$ 87.356,63	\$ 0,59
126	68	2028	\$ 101.400,00	\$ 12.168,00	\$ 89.232,00	\$ 1.044,01	\$ 1.472,74	\$ 86.715,25	\$ 0,53
127	67	2013	\$ 100.650,00	\$ 12.078,00	\$ 88.572,00	\$ 1.036,29	\$ 1.461,85	\$ 86.073,86	\$ 0,48
128	67	2001	\$ 100.050,00	\$ 12.006,00	\$ 88.044,00	\$ 1.030,11	\$ 1.453,13	\$ 85.560,75	\$ 0,43
129	66	1986	\$ 99.300,00	\$ 11.916,00	\$ 87.384,00	\$ 1.022,39	\$ 1.442,24	\$ 84.919,37	\$ 0,39
TOTAL	22500	675003	\$ 33.750.150,0	\$ 5.978.180,0	\$ 29.700.132,0	\$ 347.491,54	\$ 490.189,10	\$ 26.934.289,3	\$ 4.170.361

### 3. Indicadores de rentabilidad, Pozo AGU-47H.

AGU-47H									
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)	VAN
0	0	0	\$ 0,00	\$ 2.594.795,0	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 2.594.795,00	-\$ 2.594.795,0
1	1125	33750	\$ 1.687.500,00	\$ 202.500,00	\$ 1.485.000,00	\$ 17.374,50	\$ 24.509,35	\$ 1.443.116,15	\$ 1.311.923,7
2	1109	33276	\$ 1.663.800,00	\$ 199.656,00	\$ 1.464.144,00	\$ 17.130,48	\$ 24.165,13	\$ 1.422.848,39	\$ 1.175.907,7
3	1076	32286	\$ 1.614.300,00	\$ 193.716,00	\$ 1.420.584,00	\$ 16.620,83	\$ 23.446,18	\$ 1.380.516,98	\$ 1.037.202,8
4	1043	31290	\$ 1.564.500,00	\$ 187.740,00	\$ 1.376.760,00	\$ 16.108,09	\$ 22.722,89	\$ 1.337.929,02	\$ 913.823,52
5	1011	30342	\$ 1.517.100,00	\$ 182.052,00	\$ 1.335.048,00	\$ 15.620,06	\$ 22.034,45	\$ 1.297.393,49	\$ 805.579,28
6	981	29433	\$ 1.471.650,00	\$ 176.598,00	\$ 1.295.052,00	\$ 15.152,11	\$ 21.374,33	\$ 1.258.525,56	\$ 710.404,87
7	952	28566	\$ 1.428.300,00	\$ 171.396,00	\$ 1.256.904,00	\$ 14.705,78	\$ 20.744,71	\$ 1.221.453,51	\$ 626.798,79
8	924	27726	\$ 1.386.300,00	\$ 166.356,00	\$ 1.219.944,00	\$ 14.273,34	\$ 20.134,70	\$ 1.185.535,96	\$ 553.061,27
9	898	26931	\$ 1.346.550,00	\$ 161.586,00	\$ 1.184.964,00	\$ 13.864,08	\$ 19.557,37	\$ 1.151.542,55	\$ 488.366,45
10	872	26172	\$ 1.308.600,00	\$ 157.032,00	\$ 1.151.568,00	\$ 13.473,35	\$ 19.006,18	\$ 1.119.088,47	\$ 431.457,05
11	848	25446	\$ 1.272.300,00	\$ 152.676,00	\$ 1.119.624,00	\$ 13.099,60	\$ 18.478,96	\$ 1.088.045,44	\$ 381.353,29
12	825	24747	\$ 1.237.350,00	\$ 148.482,00	\$ 1.088.868,00	\$ 12.739,76	\$ 17.971,34	\$ 1.058.156,90	\$ 337.161,40
13	802	24066	\$ 1.203.300,00	\$ 144.396,00	\$ 1.058.904,00	\$ 12.389,18	\$ 17.476,80	\$ 1.029.038,03	\$ 298.075,66
14	782	23445	\$ 1.172.250,00	\$ 140.670,00	\$ 1.031.580,00	\$ 12.069,49	\$ 17.025,83	\$ 1.002.484,69	\$ 263.985,55
15	762	22848	\$ 1.142.400,00	\$ 137.088,00	\$ 1.005.312,00	\$ 11.762,15	\$ 16.592,28	\$ 976.957,57	\$ 233.875,87
16	742	22254	\$ 1.112.700,00	\$ 133.524,00	\$ 979.176,00	\$ 11.456,36	\$ 16.160,92	\$ 951.558,72	\$ 207.086,90
17	723	21681	\$ 1.084.050,00	\$ 130.086,00	\$ 953.964,00	\$ 11.161,38	\$ 15.744,80	\$ 927.057,82	\$ 183.413,45
18	704	21132	\$ 1.056.600,00	\$ 126.792,00	\$ 929.808,00	\$ 10.878,75	\$ 15.346,12	\$ 903.583,13	\$ 162.517,37

19	687	20604	\$ 1.030.200,00	\$ 123.624,00	\$ 906.576,00	\$ 10.606,94	\$ 14.962,68	\$ 881.006,38	\$ 144.051,58
20	670	20085	\$ 1.004.250,00	\$ 120.510,00	\$ 883.740,00	\$ 10.339,76	\$ 14.585,78	\$ 858.814,46	\$ 127.657,30
21	653	19596	\$ 979.800,00	\$ 117.576,00	\$ 862.224,00	\$ 10.088,02	\$ 14.230,67	\$ 837.905,31	\$ 113.226,62
22	637	19122	\$ 956.100,00	\$ 114.732,00	\$ 841.368,00	\$ 9.844,01	\$ 13.886,45	\$ 817.637,54	\$ 100.443,48
23	622	18666	\$ 933.300,00	\$ 111.996,00	\$ 821.304,00	\$ 9.609,26	\$ 13.555,30	\$ 798.139,44	\$ 89.134,74
24	608	18228	\$ 911.400,00	\$ 109.368,00	\$ 802.032,00	\$ 9.383,77	\$ 13.237,23	\$ 779.411,00	\$ 79.130,17
25	593	17796	\$ 889.800,00	\$ 106.776,00	\$ 783.024,00	\$ 9.161,38	\$ 12.923,51	\$ 760.939,11	\$ 70.231,64
26	580	17400	\$ 870.000,00	\$ 104.400,00	\$ 765.600,00	\$ 8.957,52	\$ 12.635,93	\$ 744.006,55	\$ 62.426,21
27	567	17016	\$ 850.800,00	\$ 102.096,00	\$ 748.704,00	\$ 8.759,84	\$ 12.357,07	\$ 727.587,10	\$ 55.498,66
28	554	16632	\$ 831.600,00	\$ 99.792,00	\$ 731.808,00	\$ 8.562,15	\$ 12.078,21	\$ 711.167,64	\$ 49.314,75
29	542	16263	\$ 813.150,00	\$ 97.578,00	\$ 715.572,00	\$ 8.372,19	\$ 11.810,24	\$ 695.389,57	\$ 43.836,95
30	530	15906	\$ 795.300,00	\$ 95.436,00	\$ 699.864,00	\$ 8.188,41	\$ 11.550,98	\$ 680.124,61	\$ 38.976,96
31	519	15558	\$ 777.900,00	\$ 93.348,00	\$ 684.552,00	\$ 8.009,26	\$ 11.298,26	\$ 665.244,48	\$ 34.658,36
32	507	15219	\$ 760.950,00	\$ 91.314,00	\$ 669.636,00	\$ 7.834,74	\$ 11.052,08	\$ 650.749,18	\$ 30.821,07
33	497	14895	\$ 744.750,00	\$ 89.370,00	\$ 655.380,00	\$ 7.667,95	\$ 10.816,79	\$ 636.895,26	\$ 27.422,65
34	486	14580	\$ 729.000,00	\$ 87.480,00	\$ 641.520,00	\$ 7.505,78	\$ 10.588,04	\$ 623.426,18	\$ 24.402,47
35	476	14274	\$ 713.700,00	\$ 85.644,00	\$ 628.056,00	\$ 7.348,26	\$ 10.365,82	\$ 610.341,93	\$ 21.718,47
36	466	13980	\$ 699.000,00	\$ 83.880,00	\$ 615.120,00	\$ 7.196,90	\$ 10.152,32	\$ 597.770,78	\$ 19.337,40
37	456	13689	\$ 684.450,00	\$ 82.134,00	\$ 602.316,00	\$ 7.047,10	\$ 9.940,99	\$ 585.327,91	\$ 17.213,53
38	447	13419	\$ 670.950,00	\$ 80.514,00	\$ 590.436,00	\$ 6.908,10	\$ 9.744,92	\$ 573.782,98	\$ 15.340,01
39	439	13155	\$ 657.750,00	\$ 78.930,00	\$ 578.820,00	\$ 6.772,19	\$ 9.553,20	\$ 562.494,61	\$ 13.671,11
40	430	12894	\$ 644.700,00	\$ 77.364,00	\$ 567.336,00	\$ 6.637,83	\$ 9.363,66	\$ 551.334,51	\$ 12.181,70
41	421	12639	\$ 631.950,00	\$ 75.834,00	\$ 556.116,00	\$ 6.506,56	\$ 9.178,48	\$ 540.430,97	\$ 10.855,26
42	413	12393	\$ 619.650,00	\$ 74.358,00	\$ 545.292,00	\$ 6.379,92	\$ 8.999,83	\$ 529.912,25	\$ 9.676,34
43	405	12156	\$ 607.800,00	\$ 72.936,00	\$ 534.864,00	\$ 6.257,91	\$ 8.827,72	\$ 519.778,37	\$ 8.628,45
44	397	11919	\$ 595.950,00	\$ 71.514,00	\$ 524.436,00	\$ 6.135,90	\$ 8.655,61	\$ 509.644,49	\$ 7.691,11
45	390	11694	\$ 584.700,00	\$ 70.164,00	\$ 514.536,00	\$ 6.020,07	\$ 8.492,22	\$ 500.023,71	\$ 6.859,93
46	383	11475	\$ 573.750,00	\$ 68.850,00	\$ 504.900,00	\$ 5.907,33	\$ 8.333,18	\$ 490.659,49	\$ 6.119,51
47	375	11262	\$ 563.100,00	\$ 67.572,00	\$ 495.528,00	\$ 5.797,68	\$ 8.178,50	\$ 481.551,83	\$ 5.459,93
48	369	11055	\$ 552.750,00	\$ 66.330,00	\$ 486.420,00	\$ 5.691,11	\$ 8.028,17	\$ 472.700,71	\$ 4.872,34

95	180	5385	\$ 269.250,00	\$ 32.310,00	\$ 236.940,00	\$ 2.772,20	\$ 3.910,60	\$ 230.257,20	\$ 26,91
96	177	5316	\$ 265.800,00	\$ 31.896,00	\$ 233.904,00	\$ 2.736,68	\$ 3.860,49	\$ 227.306,83	\$ 24,15
105	159	4755	\$ 237.750,00	\$ 28.530,00	\$ 209.220,00	\$ 2.447,87	\$ 3.453,09	\$ 203.319,03	\$ 9,16
106	157	4698	\$ 234.900,00	\$ 28.188,00	\$ 206.712,00	\$ 2.418,53	\$ 3.411,70	\$ 200.881,77	\$ 8,23
107	155	4641	\$ 232.050,00	\$ 27.846,00	\$ 204.204,00	\$ 2.389,19	\$ 3.370,31	\$ 198.444,51	\$ 7,39
108	153	4587	\$ 229.350,00	\$ 27.522,00	\$ 201.828,00	\$ 2.361,39	\$ 3.331,09	\$ 196.135,52	\$ 6,64
109	151	4533	\$ 226.650,00	\$ 27.198,00	\$ 199.452,00	\$ 2.333,59	\$ 3.291,88	\$ 193.826,53	\$ 5,97
110	149	4482	\$ 224.100,00	\$ 26.892,00	\$ 197.208,00	\$ 2.307,33	\$ 3.254,84	\$ 191.645,83	\$ 5,36
111	148	4431	\$ 221.550,00	\$ 26.586,00	\$ 194.964,00	\$ 2.281,08	\$ 3.217,80	\$ 189.465,12	\$ 4,82
112	146	4380	\$ 219.000,00	\$ 26.280,00	\$ 192.720,00	\$ 2.254,82	\$ 3.180,77	\$ 187.284,41	\$ 4,33
113	144	4329	\$ 216.450,00	\$ 25.974,00	\$ 190.476,00	\$ 2.228,57	\$ 3.143,73	\$ 185.103,70	\$ 3,89
114	143	4278	\$ 213.900,00	\$ 25.668,00	\$ 188.232,00	\$ 2.202,31	\$ 3.106,70	\$ 182.922,99	\$ 3,50
115	141	4230	\$ 211.500,00	\$ 25.380,00	\$ 186.120,00	\$ 2.177,60	\$ 3.071,84	\$ 180.870,56	\$ 3,14
116	139	4182	\$ 209.100,00	\$ 25.092,00	\$ 184.008,00	\$ 2.152,89	\$ 3.036,98	\$ 178.818,13	\$ 2,82
117	138	4134	\$ 206.700,00	\$ 24.804,00	\$ 181.896,00	\$ 2.128,18	\$ 3.002,12	\$ 176.765,69	\$ 2,54
118	136	4089	\$ 204.450,00	\$ 24.534,00	\$ 179.916,00	\$ 2.105,02	\$ 2.969,44	\$ 174.841,54	\$ 2,28
119	135	4044	\$ 202.200,00	\$ 24.264,00	\$ 177.936,00	\$ 2.081,85	\$ 2.936,76	\$ 172.917,38	\$ 2,05
120	133	3999	\$ 199.950,00	\$ 23.994,00	\$ 175.956,00	\$ 2.058,69	\$ 2.904,09	\$ 170.993,23	\$ 1,84
121	132	3954	\$ 197.700,00	\$ 23.724,00	\$ 173.976,00	\$ 2.035,52	\$ 2.871,41	\$ 169.069,07	\$ 1,66
122	130	3912	\$ 195.600,00	\$ 23.472,00	\$ 172.128,00	\$ 2.013,90	\$ 2.840,91	\$ 167.273,20	\$ 1,49
123	120	3600	\$ 180.000,00	\$ 21.600,00	\$ 158.400,00	\$ 1.853,28	\$ 2.614,33	\$ 153.932,39	\$ 1,25
124	110	3300	\$ 165.000,00	\$ 19.800,00	\$ 145.200,00	\$ 1.698,84	\$ 2.396,47	\$ 141.104,69	\$ 1,04
125	100	3000	\$ 150.000,00	\$ 18.000,00	\$ 132.000,00	\$ 1.544,40	\$ 2.178,61	\$ 128.276,99	\$ 0,86
126	90	2700	\$ 135.000,00	\$ 16.200,00	\$ 118.800,00	\$ 1.389,96	\$ 1.960,75	\$ 115.449,29	\$ 0,70
127	80	2400	\$ 120.000,00	\$ 14.400,00	\$ 105.600,00	\$ 1.235,52	\$ 1.742,89	\$ 102.621,59	\$ 0,57
128	70	2100	\$ 105.000,00	\$ 12.600,00	\$ 92.400,00	\$ 1.081,08	\$ 1.525,03	\$ 89.793,89	\$ 0,45
TOTAL	48085	1442538	\$ 72.126.900,0	\$ 11.250.023,0	\$ 63.471.672,0	\$ 742.618,56	\$ 1.047.575	\$ 59.086.683	\$ 8.819.024