

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI- AGUARICO, RESERVORIO U INFERIOR.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ESTUDIO DE CASOS

JEFFERSON DAVID VACA OÑATE

jdavid_094@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. RAÚL VALENCIA. Msc.

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, marzo 2019

DECLARACIÓN

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

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

JEFFERSON DAVID VACA OÑATE

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Jefferson David Vaca Oñate, bajo mi supervisión.

Ing. RAÚL VALENCIA. Msc.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradezco por el cariño, comprensión y apoyo incondicional a mi madre, sin ella no hubiese logrado cumplir todas las metas que me he planteado y desafíos que la vida me ha presentado; también a toda mi familia, especialmente a mis tíos Yolanda y René, quienes en estos años han sabido acogerme en su hogar junto con mi primo Alexander quien ha hecho el lugar de hermano para mí.

A la Escuela Politécnica Nacional, sus docentes, y en particular a los profesores de la facultad de petróleos, por compartir sus conocimientos, y saberme dirigir a lo largo de la carrera.

Un agradecimiento enorme a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), especialmente a la ingeniera Maria Loroña por todo el apoyo, paciencia y el tiempo tomado para apoyarme a la realización de este trabajo.

Al Ing. Raúl Valencia por guiarme durante la elaboración de este trabajo de titulación, expreso mi más sentido agradecimiento.

A mis seres queridos y amigos que me han acompañado y brindado su valiosa amistad durante esta etapa de mi vida, a Paola quien ha sido un apoyo incondicional y quien es parte de mi familia; a Samanta y Toro quienes han estado presentes durante toda esta período apoyándome, a Diego, Javier, mi primo Jaimito y al final pero no menos importante a Fernanda, por su paciencia, comprensión, compañía, cariño y ayuda que ha sido indispensable durante todo este trayecto.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico con mucho cariño a mi madre, que con su amor, disciplina y esfuerzo ha sabido dirigirme y ayudar a convertirme en la persona que ahora soy. Le agradezco por todos los sacrificios que ha hecho para que nunca me falte nada y haya podido llegar a finalizar esta etapa en mi vida.

A mi tío Rene quien ha llegado a ocupar el lugar de padre.

A Fernanda quien me ha apoyado desde el inicio de este proyecto, y deseo alcance todos sus objetivos y siga cumpliéndolos como hasta ahora, y a quien estaré apoyando incondicionalmente.

A mi familia, tíos y primos, quienes deseo sigamos fomentando la unión para que siempre nos apoyemos en cada momento de la vida.

Contenido

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
INDICE DE TABLAS	XI
INDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE ANEXOS	XIV
NOMENCLATURA	XV
RESUMEN	XVI
ABSTRACT	XVII
INTRODUCCIÓN	XVIII
CAPITULO 1	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO	1
1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA	1
1.1.2 UBICACIÓN	2
1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	2
1.1.3.1 Estratigrafía y columna estratigráfica	3
1.1.3.2 Litología	4
1.1.3.3 Reservorios productores del campo	5
1.1.4 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO	6
1.1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	6
1.1.6 RESERVAS DEL CAMPO	6
1.2 TEORÍA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	7
1.2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA	8
1.2.1.1 Expansión del sistema roca-fluidos	8
1.2.1.2 Expansión por el gas disuelto	8
1.2.1.3 Expansión por casquete de gas	8
1.2.1.4 Empuje por acuífero asociado	9
1.2.1.5 Segregación gravitacional	9
1.2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	10
1.2.2.1 Inyección de agua	10

1.2.2.2	Inyección de gas	11
1.2.3	RECUPERACIÓN Terciaria	11
1.3	TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	12
1.3.1	FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN DE AGUA Y GAS	12
1.3.1.1	Geometría del yacimiento.....	12
1.3.1.2	Litología	13
1.3.1.3	Profundidad del yacimiento	13
1.3.1.4	Porosidad.....	14
1.3.1.5	Permeabilidad	14
1.3.1.6	Continuidad de las propiedades de la roca	15
1.3.1.7	Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos	15
1.3.1.8	Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas	15
1.3.2	DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES.....	16
1.3.2.1	Tipos de desplazamiento.....	17
1.3.2.2	Mecanismo de desplazamiento	17
1.3.2.3	Teoría de desplazamiento y efecto de las propiedades del reservorio sobre la eficiencia de desplazamiento	20
1.4	TÉCNICAS DE LA EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA	21
1.4.1	CURVAS DE HALL	21
1.4.2	CURVAS DE CHAN.....	23
1.4.2.1	Conificación	24
1.4.2.2	Comunicación.....	24
1.4.2.3	Canalización.....	25
1.4.3	CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	26
1.4.3.1	Curvas de declinación exponencial	27
1.4.3.2	Curvas de declinación hiperbólica.....	28
1.4.3.3	Curvas de declinación armónica.....	30
1.4.4	PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (pip)	30
1.5	CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	32
1.5.1	FLUJO DE CAJA.....	32
1.5.1.1	Ingresos	32
1.5.1.2	Egresos	33
1.5.2	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	33
1.5.3	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	34
1.5.4	RELACIÓN COSTO BENEFICIO	34

CAPITULO 2	35
METODOLOGÍA.....	35
2.1 TIPO DE ESTUDIO.....	35
2.2 UNIVERSO Y MUESTRA.....	35
2.2.1 UNIVERSO.....	35
2.2.2 MUESTRA.....	35
2.3 FASES.....	35
2.3.1 RECOLECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN.....	35
2.3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS.....	36
2.3.2.1 Hojas de Cálculo o Excel.....	36
2.3.2.2 Oil Field Manager (OFM).....	36
2.3.3 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	36
2.4 MAPA DE LOS POZOS CAMPO SHUSHUFINDI -AGUARICO.....	37
2.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS.....	37
2.6 EVALUACIÓN POZOS INYECTORES.....	38
2.6.1 PROPIEDADES DE LOS POZOS.....	38
2.6.2 CURVAS DE HALL.....	39
2.7 EVALUACIÓN POZOS PRODUCTORES.....	40
2.7.1 PRIMER ARREGLO DE POZOS.....	40
2.7.2 SEGUNDO ARREGLO DE POZOS.....	40
2.7.3 TERCER ARREGLO DE POZOS.....	40
2.7.4 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE Y LA VARIACIÓN DE PRESIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	41
2.8 CÁLCULO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS.....	42
2.9 FLUJO DE TRABAJO.....	46
E CAPITULO 3.....	47
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS.....	47
3.1 RESULTADOS.....	47
3.1.1 POZOS INYECTORES.....	47
3.1.1.1 Curvas de hall del pozo SHSB-244IUI.....	47
3.1.1.2 Curva de Hall del pozo SHSC-247IUI.....	47
3.1.1.3 Curva de Hall del pozo SHSB-003IUI.....	48
3.1.2 POZOS PRODUCTORES.....	49
3.1.2.1 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.....	49
3.1.2.2 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.....	51

3.1.2.3	PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.....	54
3.1.2.4	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSC-250US.	57
3.1.2.5	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHS-053UI.	60
3.1.2.6	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.....	62
3.1.2.7	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.....	64
3.1.2.8	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.	65
3.1.2.9	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHS-086UI.	67
3.1.2.10	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-135TI.....	70
3.1.3	ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE Y LA VARIACIÓN DE PRESIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	72
3.1.3.1	Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-150UI	73
3.1.3.2	Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-136UI	73
3.1.3.3	Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-151UI	74
3.1.3.4	Presión de fondo fluyente del pozo SHSC-250US	75
3.1.3.5	Presión de fondo fluyente del pozo SHS-053UI	75
3.1.3.6	Presión de fondo fluyente del pozo SHS-086UI	76
3.1.3.7	Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-135TI.....	77
3.1.4	RESULTADO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS.....	77
3.2	ANÁLISIS TECNICO	79
3.2.1	POZOS INYECTORES.....	79
3.2.1.1	Curva de Hall del pozo SHSB-244UI.....	79
3.2.1.2	Curva de Hall del pozo SHSC-247UI.....	79
3.2.1.3	Curva de Hall del pozo SHSB-003UI.....	80
3.2.2	POZOS PRODUCTORES	80
3.2.2.1	PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.....	80
3.2.2.2	PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.....	82
3.2.2.3	PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.....	84
3.2.2.4	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSC-250US.	87
3.2.2.5	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHS-053UI.	89
3.2.2.6	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.....	91
3.2.2.7	SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.....	92
3.2.2.8	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.	94
3.2.2.9	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHS-086UI.	95
3.2.2.10	TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-135TI.....	97
3.3	ANÁLISIS ECONÓMICO	99

cAPITULO 4.....	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	100
4.1 CONCLUSIONES	100
4.2 RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXOS	106

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Reservorios productores del campo Shushufindi-Aguarico.....	5
Tabla 2. Producción de petróleo del Campo Shushufindi-Aguarico en junio de 2019	6
Tabla 3. Pozos inyectores.....	38
Tabla 4. Pozos productores.....	38
Tabla 5. Propiedades de los pozos.....	39
Tabla 6. Detalles de ingresos y egresos para un valor de petróleo de 53.31 USD.....	44
Tabla 7. Indicadores económicos a un precio del petróleo WTI de 53.31.....	78

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Campo Shushufindi-Aguarico	2
Figura 2. Sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales petrolíferos.....	3
Figura 3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente	4
Figura 4. Historial de producción del Campo Shushufindi-Aguarico	6
Figura 5. Curva de declinación Campo Shushufindi-Aguarico	7
Figura 6. Mecanismos de recuperación	7
Figura 7. Clasificación de la porosidad.....	14
Figura 8. Distribución de los fluidos antes de la inyección	18
Figura 9. Distribución de los fluidos a un determinado tiempo durante la inyección.....	18
Figura 10. Distribución de los fluidos en el momento de la ruptura	19
Figura 11. Distribución de los fluidos en el momento del abandono	20
Figura 12. Gráfica de Hall para diferentes condiciones de inyección.....	22
Figura 13. Gráfico RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Conificación).....	24
Figura 14. Gráfico RAP y RAP'' vs Tiempo de producción (Comunicación)	25
Figura 15. Gráfico de RAP y RAP'' vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla).....	25
Figura 16. Formas de una Curva de Declinación.....	27
Figura 17. Sistema de Bombeo Electro sumergible	31
Figura 18. Mapa de pozos que componen el proyecto piloto de inyección de agua en el campo Shushufindi-Aguarico.	37
Figura 19. Flujo de trabajo	46
Figura 20. Curvas de hall del pozo SHSB-244UI	47
Figura 21. Curva de Hall del pozo SHSC-247UI	48
Figura 22. Curva de Hall del pozo SHSB-003UI	48
Figura 23. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-150UI.....	49
Figura 24. Curvas de Chan del pozo SHSB-150UI.....	50
Figura 25. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI pre inyección	51
Figura 26. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI post inyección.....	51
Figura 27. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-136UI	52
Figura 28. Curvas de Chan del pozo SHSB-136UI.....	52
Figura 29. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI pre inyección	53
Figura 30. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI post inyección.....	54
Figura 31. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-151UI	55
Figura 32. Curvas de Chan del pozo SHSB-151UI.....	55
Figura 33. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI pre inyección	56
Figura 34. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI post inyección.....	57
Figura 35. Historial de producción y PIP del pozo SHSC-250US.....	57
Figura 36. Curvas de Chan del pozo SHSC-250US	58
Figura 37. Curvas de declinación del pozo SHSC-250US pre inyección	59
Figura 38. Curvas de declinación del pozo SHSC-250US post inyección.....	59
Figura 39. Historial de producción y PIP del pozo SHS-053UI.....	60
Figura 40. Curvas de Chan del pozo SHS-053UI	61
Figura 41. Curvas de declinación del pozo SHS-053UI pre inyección	62

Figura 42. Curvas de declinación del pozo SHS-053UI post inyección.....	62
Figura 43. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI pre inyección	63
Figura 44. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI post inyección.....	64
Figura 45. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI pre inyección	65
Figura 46. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI post inyección.....	65
Figura 47. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI pre inyección	66
Figura 48. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI post inyección.....	67
Figura 49. Historial de producción y PIP del pozo SHS-086UI.....	68
Figura 50. Curvas de Chan del pozo SHS-086UI	68
Figura 51. Curvas de declinación del pozo SHS-086UI pre inyección	69
Figura 52. Curvas de declinación del pozo SHS-086UI post inyección.....	69
Figura 53. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-135TI	70
Figura 54. Curvas de Chan del pozo SHSB-135TI	71
Figura 55. Curvas de declinación del pozo SHSB-135TI pre inyección.....	72
Figura 56. Curvas de declinación del pozo SHSB-135TI post inyección	72
Figura 57. Pwf calculada del pozo SHSB-150UI.....	73
Figura 58. Pwf calculada del pozo SHSB-136UI.....	74
Figura 59. Pwf calculada del pozo SHSB-151UI.....	74
Figura 60. Pwf calculada del pozo SHSC-250US.....	75
Figura 61. Pwf calculada del pozo SHS-053UI.....	76
Figura 62. Pwf calculada del pozo SHS-086UI.....	76
Figura 63. Pwf calculada del pozo SHSB-135TI	77
Figura 64. Resultados de los análisis del Pozo SHSB150UI del primer arreglo	82
Figura 65. Resultados de los análisis del pozo SHSB-136UI del primer arreglo.....	84
Figura 66. Resultados de los análisis del pozo SHSB-151UI del primer arreglo.....	86
Figura 67. Resultados de los análisis del pozo SHSC-250US del segundo arreglo	88
Figura 68. Resultados de los análisis del pozo SHS-053UI del segundo arreglo	90
Figura 69. Resultados de los análisis del pozo SHSB-150UI del segundo arreglo.....	92
Figura 70. Resultados de los análisis del pozo SHSB-136UI del segundo arreglo.....	93
Figura 71. Resultados de los análisis del pozo SHSB-151UI del tercer arreglo	95
Figura 72. Resultados de los análisis del pozo SHS-086UI del tercer arreglo	97
Figura 73. Resultados de los análisis del pozo SHSB-135TI del tercer arreglo.....	99

INDICE DE ANEXOS

ANEXOS 1. GRÁFICOS DE CHAN SPE 30775	107
ANEXOS 2. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSB-244UI	109
ANEXOS 3. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSC-247UI	110
ANEXOS 4. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSB-003UI	111
ANEXOS 5. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSB-244UI.....	112
ANEXOS 6. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSC-247UI.....	113
ANEXOS 7. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSB-003UI.....	114
ANEXOS 8. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHSB-150UI.....	115
ANEXOS 9. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHSB-136UI.....	117
ANEXOS 10. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHSB-151UI.....	118
ANEXOS 11. TABLA DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE P_{wf} pozo SHSC-250US.....	119
ANEXOS 12. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHS-053UI.....	120
ANEXOS 13. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHS-086UI.....	122
ANEXOS 14. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE P_{wf} pozo SHSB-135TI.....	124
ANEXOS 15. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHSB-150UI.....	126
ANEXOS 16. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHSB-136UI.....	128
ANEXOS 17. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHSB-151UI.....	129
ANEXOS 18. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHSC-250US.....	130
ANEXOS 19. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHS-053UI.....	131
ANEXOS 20. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHS-086UI.....	133
ANEXOS 21. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE P_{wf} PARA EL POZO SHSB-135TI.....	135
ANEXOS 22. DETALLES DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	137
ANEXOS 23. PETRÓLEO PRODUCIDO ANUALMENTE EN POZOS DEL ESTUDIO	138
ANEXOS 24. DETALLES DE INGRESOS Y EGRESOS PARA UN VALOR DE PETRÓLEO WTI DE 33 USD.	138
ANEXOS 25. INDICADORES ECONÓMICOS A UN PRECIO DE PETRÓLEO WTI DE 33 USD.	138
ANEXOS 26. DETALLES DE INGRESOS Y EGRESOS PARA UN VALOR DE PETRÓLEO WTI DE 73 USD	138
ANEXOS 27. INDICADORES ECONÓMICOS A UN PRECIO DE PETRÓLEO WTI DE 73 USD.	138

NOMENCLATURA

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN
API	American Petroleum Insitute
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
BBL	Barriles
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic Sediment And Water (Contenido De Agua Y Sedimentos)
Bw	Factor volumétrico del agua
CUM	Acumulado
ED _{bt}	Eficiencia de desplazamiento al punto de ruptura
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recuperación Mejorada)
ERR	Reservas remanentes
EUR	Reservas recuperables de petróleo
f _{wbt}	Fracción de flujo al punto de ruptura
Ko	Permeabilidad del petróleo
K _{ro}	Permeabilidad relativa del petróleo
K _{rw}	Permeabilidad relativa del agua
Kw	Permeabilidad del agua
MBA	Miles de barriles de agua
MBBL	Miles de barriles
N _{pbt}	Volumen recuperado de crudo al punto de ruptura
OFM	Oil Field Manager
PIP	Pressure Intake Pump
POES	Petróleo original en sitio
PRI	Periodo de recuperación de la inversión
Pwf	Presión de fondo fluyente
S _g	Saturación del gas
S _o	Saturación del petróleo
Stb	Standard true barril
SW _{AVG}	Saturación de agua promedio
SW _{bt}	Saturación de agua al punto de burbuja
SW _i	Saturación de agua inicial
tbt	Tiempo al punto de ruptura
TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto
WTI	West Texas Intermediate

RESUMEN

El creciente aumento de demanda de petróleo y la falta de campos nuevos, hacen necesario la implementación de proyectos de recuperación secundaria en los campos maduros del país; en el 2014 se implementó un proyecto piloto de inyección de agua en el campo Shushufindi - Aguarico y debido a lo antes mencionado se hace importante evaluar estos proyectos para determinar su eficiencia y mejorar su aplicación en otros campos maduros del país.

En el presente trabajo se realizará una valoración de la eficiencia del proyecto piloto de inyección de agua, con un análisis técnico y económico de los resultados que ha ofrecido en la recuperación de petróleo y la presión del yacimiento.

Este estudio iniciará con la recopilación de información teórica sobre el campo, características generales, teoría sobre métodos de evaluación técnica y económica de pozos inyectores y productores en proyectos de inyección de agua, data de producción e inyección del campo.

En el siguiente capítulo se explicará la metodología a seguirse en la realización del presente trabajo y selección de los pozos a ser evaluados. En el tercer capítulo se colocan los resultados obtenidos de los análisis como por ejemplo curvas de hall, historial de producción, curvas de Chan, curvas de declinación, presión de fondo fluyente e indicadores económicos; además en este capítulo se ubica también el análisis técnico de acuerdo a los criterios de evaluación descritos en el primer capítulo y también según los indicadores económicos a determinar se analizará la rentabilidad del proyecto.

Finalmente en el último capítulo de ofrecerá conclusiones y recomendaciones sobre las evaluaciones realizadas.

Palabras clave: Recuperación secundaria, Inyección de agua, Campo Shushufindi, Arenisca "U" inferior.

ABSTRACT

The increasing demand for oil and the lack of new fields make it necessary to implement secondary recovery projects in the country's mature fields; In 2014 a pilot water injection project will be implemented in the Shushufindi - Aguarico field and due to the aforementioned it is important to evaluate these projects to determine their efficiency and improve their application in other mature fields of the country.

In the present work an evaluation of the efficiency of the pilot project of water injection will be carried out, with a technical and economic analysis of the results that it has received in the recovery of oil and the pressure of the deposit.

This study will begin with the collection of theoretical information on the field, general characteristics, theory on methods of technical and economic evaluation of injection wells and producers in water injection projects, production data and field injection.

The following chapter explains the methodology to be followed in carrying out this work and selecting the wells to be evaluated. In the continuous chapter, the results obtained from the analyzes are placed, such as hall curves, production history, Chan curves, declination curves, flowing bottom pressure and economic indicators; In addition, this chapter will also locate the technical analysis according to the evaluation criteria in the first chapter and also according to the economic indicators will determine the profitability of the project.

Finally, in the last chapter, it will offer conclusions and recommendations on the evaluations carried out.

Keywords: Secondary recovery, Water injection, Campo Shushufindi, "U" sandstone.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación tendrá como finalidad realizar una evaluación del proyecto piloto de inyección de agua implementado en el campo Shushufindi-Aguarico bloque 57. Los principales reservorios del campo constituyen las areniscas U inferior y T inferior de la formación Napo, caracterizadas por tener alta permeabilidad y porosidad especialmente en el área central de la estructura (Baby, 2004).

El campo Shushufindi fue descubierto en el año 1969 y tuvo un volumen estimado de 3 700 millones de bbl de petróleo original en sitio, alcanzó una tasa de producción máxima de aproximadamente 125 000 bbl/d de petróleo en 1986. Desde entonces, el campo se encuentra en declinación y en 2011 produjo menos de 40 000 bbl/d de petróleo (Slumberger, 2014). Para contrarrestar la tendencia declinante de la producción de petróleo, la petrolera nacional EP Petroecuador firmó un contrato de 15 años con el Consorcio Shushufindi S.A. en el año 2012, consorcio que se encargaría de realizar estudios y actividades necesarias para recuperar la producción de petróleo del campo. Desde el año 2014 se implementó un nuevo proyecto de inyección de agua de formación (Giraldo , et al., 2014).

La inyección de agua es el proceso más usado en campos maduros, debido a que esta ayuda a mantener o mejorar la presión del yacimiento e incrementar la presión, contrastando así la declinación natural del pozo (París de Ferrer, 2001).

Una de las técnicas usadas para evaluar el comportamiento de los procesos de inyección para pozos inyectoros son las curvas de Hall y tiempo de ruptura, mientras que la eficiencia y comportamiento en los pozos productores se determina con el uso de curvas de Chan, historial de producción, curvas de declinación y variación de la presión de fondo fluyente.

Realizar un análisis post-inyección es necesario para evidenciar el aporte que esto ha tenido sobre la productividad del pozo, de igual manera permitirá evidenciar la eficiencia del proceso, consiguiendo demostrar el éxito o fracaso de la inyección, poder mejorar dichas técnicas, evitar eventos no deseados, aumentar la rentabilidad de la empresa, tener operaciones más seguras y se podrá presentar

propuestas y recomendaciones, para mejorar la eficiencia en futuros proyectos de inyección dentro del campo Shushufindi o de otros campos maduros del país.

Objetivo general

Evaluar el proyecto piloto de inyección de agua implementado en el campo Shushufindi-Aguarico, reservorio U inferior, mediante el estudio cuantitativo de los resultados obtenidos en el análisis de producción del campo.

Objetivos específicos

- Analizar la información disponible sobre los pozos inyectoros y productores dentro del área de patrón de flujo en el campo Shushufindi.
- Evaluar el incremental de producción resultante de la inyección de agua en los pozos influenciados.
- Evaluar las reservas de los pozos influenciados y la recuperación final.
- Valorar la presión actual y el cambio de presión en los pozos influenciados.
- Realizar un análisis económico del proyecto de inyección de agua.

Alcance

El análisis se centrará en el proyecto piloto de inyección de agua en el campo Shushufindi Bloque 57, empleando la información de los pozos inyectoros y productores afectados durante su implementación.

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA

Descubierto en el año 1969 por el consorcio Texaco-Gulf, el campo Shushufindi comenzó su perforación con el pozo Shushufindi-I a finales del año 1968 llegando a una profundidad de 9772ft. A partir del 10 de enero de 1969 se efectuaron pruebas que mostraron la capacidad productora de los reservorios “T” y “U”, con 2621 BPD de 32.5°API y 2496 BPD de 26.6° API respectivamente (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004).

Se encuentra conformado por las siguientes estaciones de producción (Coral, Cruz, Prieto, Salas, & Zambrano, 2004).

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

En el mes de noviembre de 1984 dio inicio el proyecto de inyección de agua en el campo Shushufindi para mantener la presión del yacimiento con 2 pozos (WIW-5, WIW-3), posteriormente este proyecto fue suspendido en el año 1999 porque se determinó que el mismo no brindaba ningún efecto en la recuperación de petróleo y solo generaba excesivos gastos de producción (Coral, et al., 2004).

El gobierno ecuatoriano en el año 2010, preocupado por la declinación del campo maduro Shushufindi, busco crear asociaciones con compañías de servicio que puedan ayudar a revertir esta tendencia y en el tercer trimestre del 2012 la Empresa Pública de Hidrocarburos (EP Petroecuador) firmó un contrato de 15 años con el Consorcio Shushufindi S.A. (CSSFD) para que sea la operadora del campo Shushufindi con los objetivos de optimizar la producción y determinar la factibilidad de desarrollar proyectos de recuperación secundaria y terciaria. En el año 2013 la

división de exploración y producción de EP Petroecuador fue fusionada con Petroamazonas Ecuador S.A. convirtiéndose en Petroamazonas EP o PAM, siendo así esta empresa la responsable como operadora del activo Shushufindi (Giraldo , et al., 2014).

1.1.2 UBICACIÓN

Ubicado en la “play” central de la cuenca Oriente, tiene una longitud de 40km y un ancho de 10km (Giraldo , et al., 2014) se extiende desde los 00° 06’ 39” a los 00° 17’ 58” latitud Este, hasta 76° 36’ 55” de longitud Oeste teniendo como límites al norte el campo Libertador y Atacapi, al sur el campo Limoncocha y Pacay, al oeste con el campo Sacha, y al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo, aproximadamente a 35 km de la frontera colombiana y a 250km de la capital del Ecuador (Moreno, Nastacuas, Carpio, & Merchan, 2016). Como se muestra en la figura 1.



Figura 1. Ubicación del Campo Shushufindi-Aguarico
Fuente: (Moreno, Nastacuas, Carpio, & Merchan, 2016)

1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

La Cuenca Oriente ecuatoriana se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, que provocaron la emersión de la cordillera Real y que se formara la cuenca de ante-país de tras arco propiamente dicha. La estructuración de los campos petrolíferos es resultado de la

inversión tectónica de antiguas fallas normales ligadas a un sistema de rift de edad triásico y/o jurásico anterior. Estas fallas son actualmente inversas y están orientadas al N-S principalmente presentando un fuerte buzamiento, y limitan tres corredores estructurales petrolíferos que poseen características propias: el sistema Subandino (Play occidental), el corredor Sacha-Shushufindi (Play central) y el sistema Capirón-Tiputini (Play oriental) (Baby, et al., 2004). Como en la figura 2.

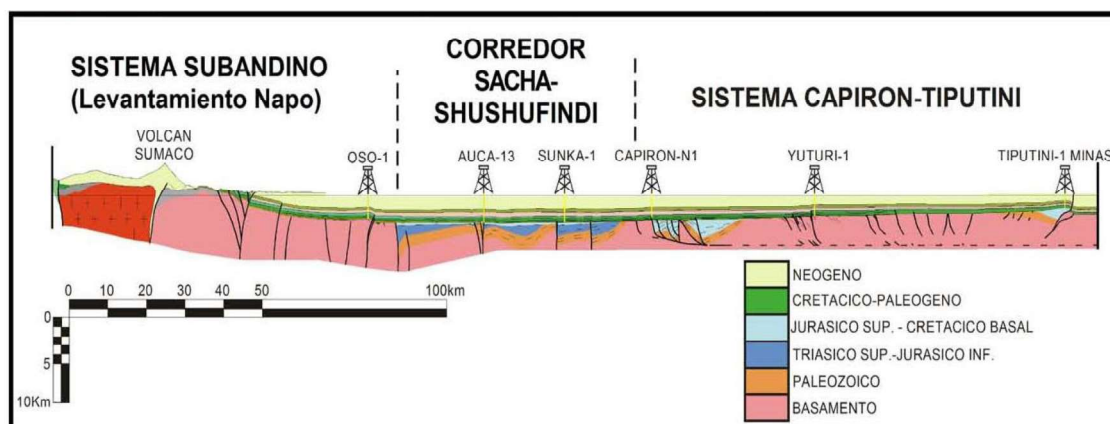


Figura 2. Sección estructural de la Cuenca Oriente con sus tres corredores estructurales petrolíferos

Fuente: (Baby, et al., 2004)

La estructura del yacimiento Shushufindi-Aguarico corresponde a un anticlinal asimétrico de bajo relieve; en el costado oeste se inclina de 1° y 2° al este. Esta estructura se cierra al este con una falla inversa discontinua N-S, los geo-científicos consideran que la falla actúa en algunos lugares como un sello y en otros como sello parcial o ausente (Giraldo , et al., 2014).

1.1.3.1 Estratigrafía y columna estratigráfica

La cuenca oriente del Ecuador, estratigráficamente presenta una columna sedimentaria fanerozoica y se subdivide en mega secuencias (Baby, et al., 2004), siendo los objetivos del yacimiento primario las formaciones cretácicas Hollín y Napo (Giraldo , et al., 2014).

Los reservorios U y T son de los cuales proviene la mayoría de petróleo extraído de la Cuenca Oriente, y mantienen una analogía con reservorios a latitudes similares con sedimentaciones semejantes como en el Medio Oriente, Oeste de África (Baby, et al., 2004).

La separación que existe entre la arena Basal Tena y U superior es de 578 pies de lutitas y en su base la caliza A con 28 pies, por debajo de U superior esta la arena U inferior y esta se encuentra separada de la arena T superior por los 24 pies de la caliza B. La estratigrafía se la puede observar en la figura 3.

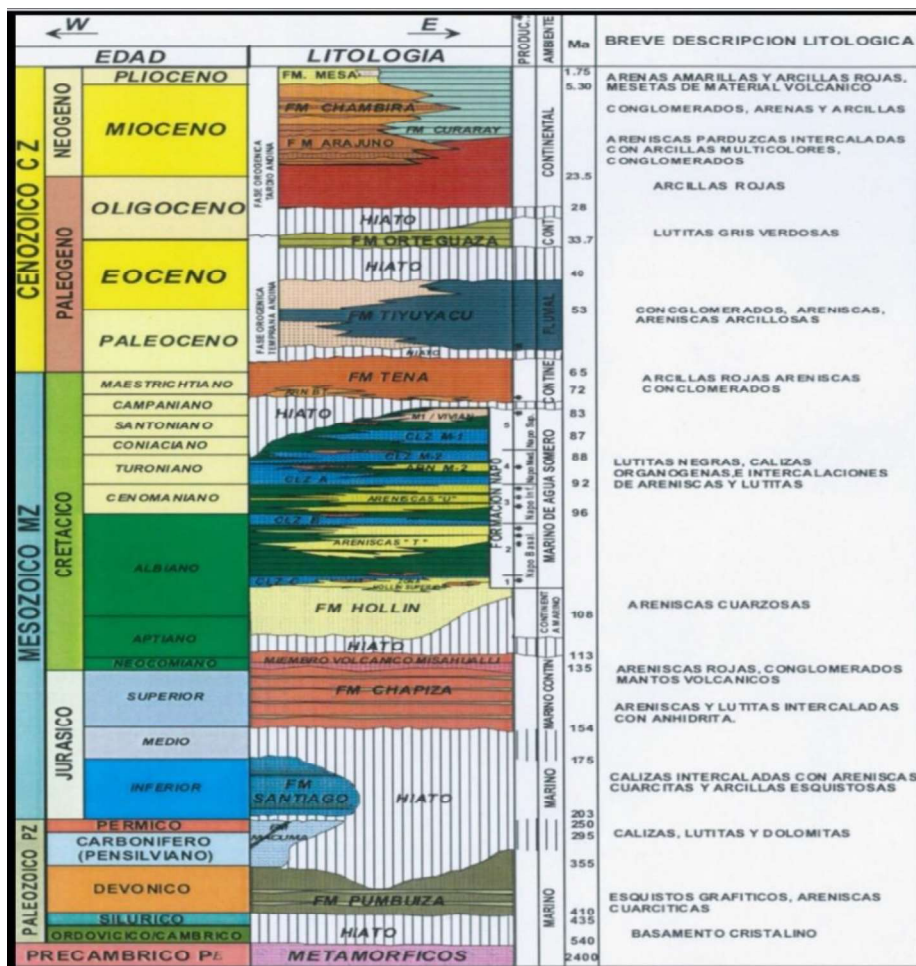


Figura 3. Estratigrafía de la Cuenca Oriente

Fuente: (ARCH, 2018)

1.1.3.2 Litología

CRETÁCICO

FORMACIÓN HOLLIN

La formación tiene un espesor promedio es de 285 pies y constituye una roca denominada almacén, está constituida por una arenisca cuarzosa de color blanco, con un tamaño de grano de mediano a grueso, sus elementos son limpios y mal clasificados lo que provoca que esta arenisca tenga porosidad y permeabilidad elevadas (Araya, 2009).

FORMACIÓN NAPO

Napo Superior

Constituido por lutitas duras de color gris verdoso oscuro muy fosilíferas y areniscas (Araya, 2009).

Napo Medio

Constituida por una caliza masiva en capas gruesas de color gris claro, con bancos de calizas formados principalmente por depósitos de restos fósiles de conchas, este nivel es exclusivamente calcáreo (Araya, 2009).

Napo Inferior

Descansa sobre la formación Hollín, comienza con areniscas glauconíticas y lutitas arenosas gris-verdosas, gris-oscuras y hasta negras, existe escasa presencia de calizas en esta zona y presenta 3 niveles particulares denominados como: arenisca Inferior, Media y Superior (Araya, 2009).

TERCIARIO

FORMACIÓN TENA

La formación tena se inicia en el cretácico Superior con un ambiente depositario marino, presenta arcillas y areniscas de origen marino, la depositación de estas arcillas continúa hasta el Paleoceno y cambia a un ambiente de depositación continental en donde presente arcillas y areniscas de color rojizo (Araya, 2009).

1.1.3.3 Reservorios productores del campo

En la tabla 1 se muestra los reservorios primarios y secundarios, formaciones y unidades productoras.

Tabla 1 Reservorios productores del campo Shushufindi-Aguarico.

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

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

1.1.4 PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO

En la tabla 2 se puede observar la producción actualizada del Campo Shushufindi

Tabla 2. Producción de petróleo del Campo Shushufindi-Aguarico en junio de 2019

CAMPO	PRODUCCIÓN BPD
SHUSHUFINDI	47283
AGUARICO	8381
TOTAL	55664

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

1.1.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

En la figura 4 se puede observar el historial de producción desde 1972 hasta el mes de Junio de 2019, con un acumulado de producción de petróleo de 1347140 Mbbls.

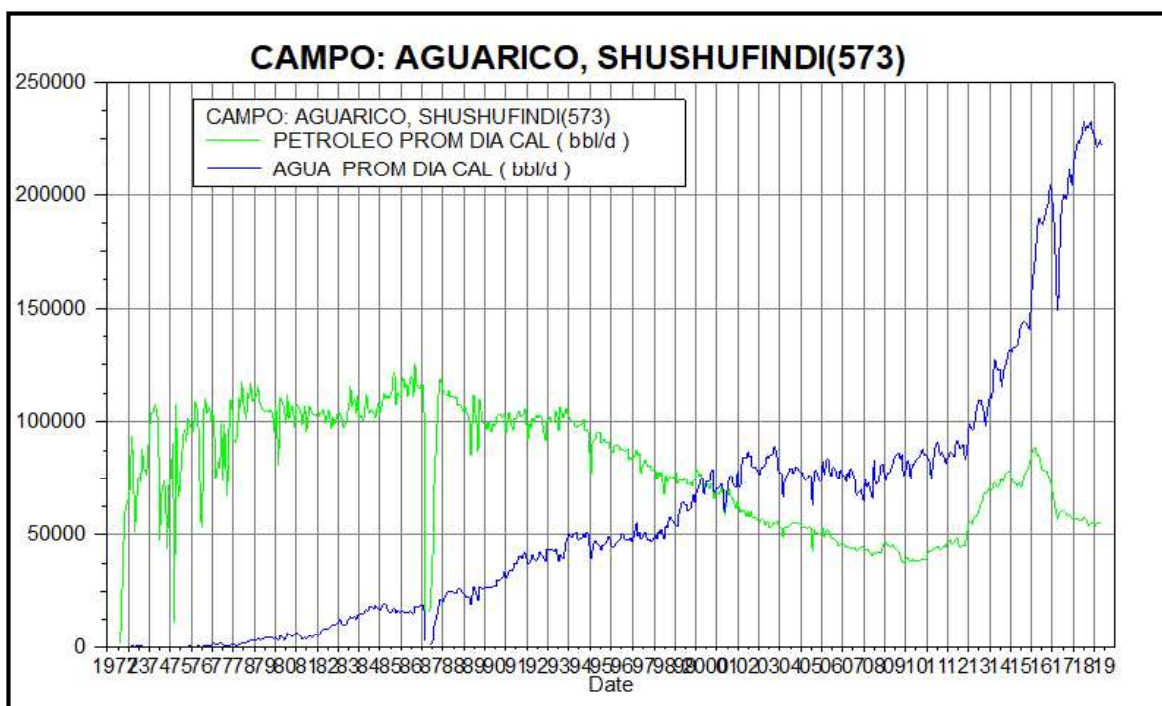


Figura 4. Historial de producción del Campo Shushufindi-Aguarico

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

1.1.6 RESERVAS DEL CAMPO

La figura 5 presenta la estimación de la declinación de la producción. La estimación de las reservas remanentes del Campo Shushufindi-Aguarico en el yacimiento U inferior es de 188 634 Mbbls hasta el 31 de mayo del 2029.

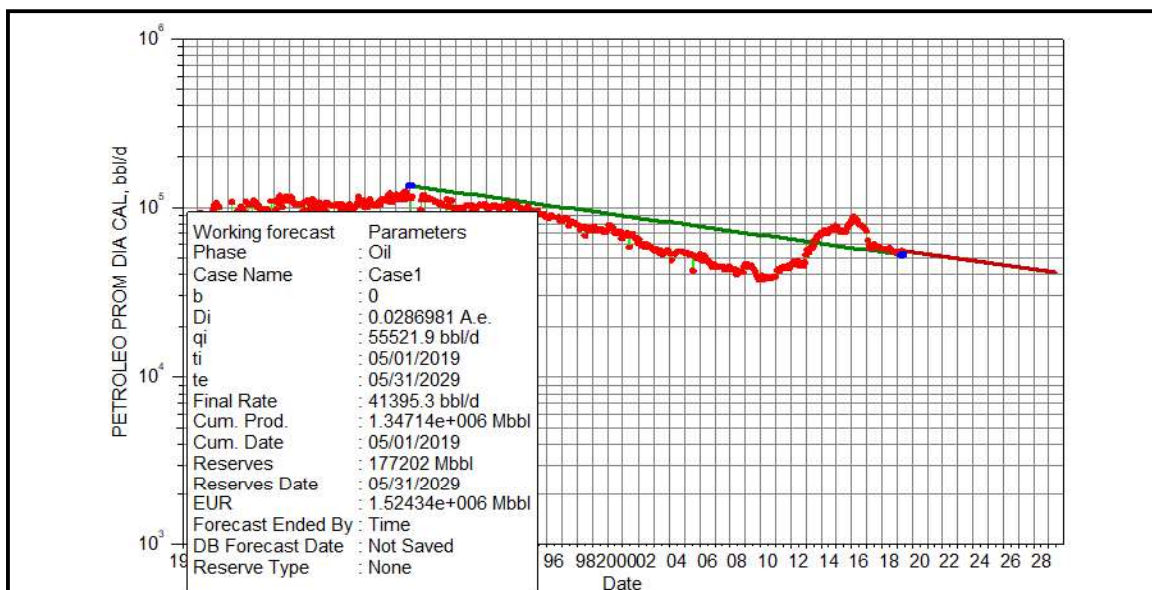


Figura 5. Curva de declinación Campo Shushufindi-Aguarico

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

1.2 TEORÍA DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

La recuperación de petróleo tiene 3 etapas como se muestra en la figura 6:

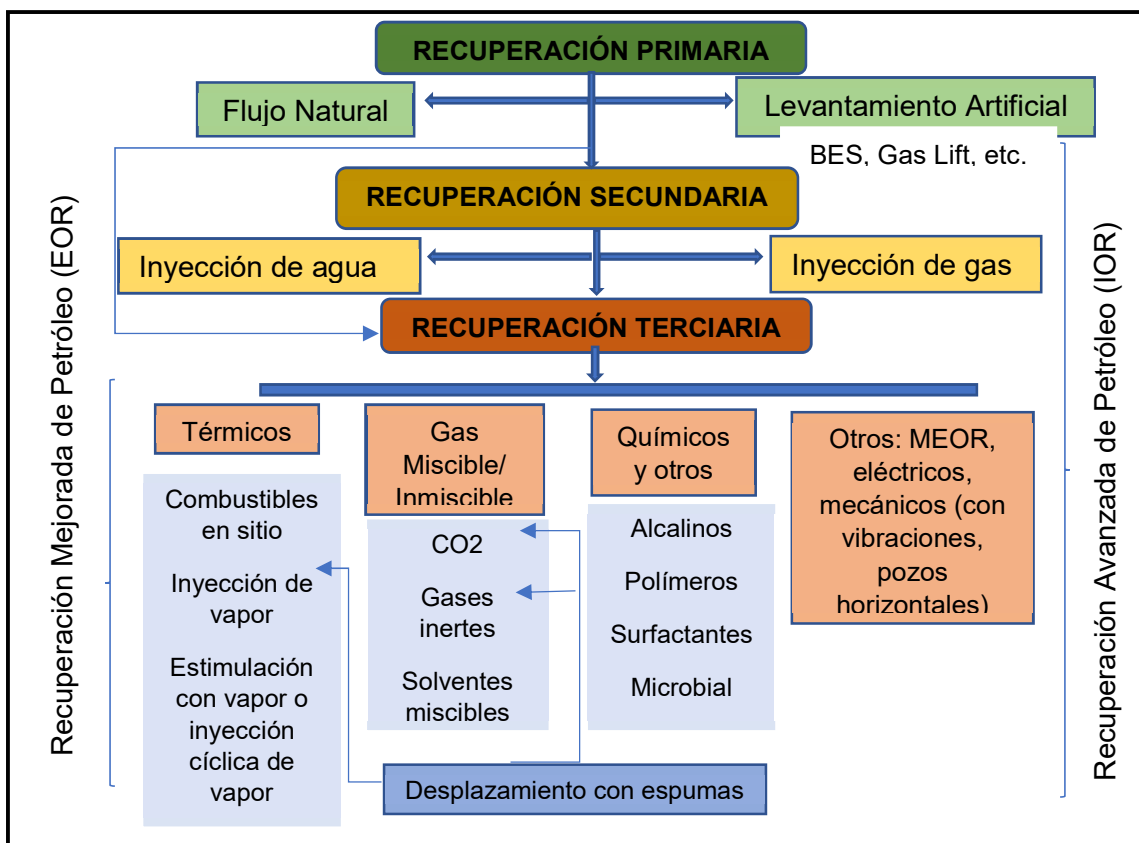


Figura 6. Mecanismos de recuperación

Fuente: Modificado de (Achig, 2015)

1.2.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

Durante la recuperación primaria se usa las fuentes de energía natural del yacimiento para poder desplazar el crudo hacia los pozos productores y de ahí a la superficie. La eficiencia con la que se desplacen los fluidos en esta etapa dependerá de los mecanismos de empuje, como son:

1.2.1.1 Expansión del sistema roca-fluidos

Un petróleo crudo es subsaturado cuando no contiene la cantidad de gas suficiente para saturarlo a la presión y temperatura existente en el yacimiento. Dentro del yacimiento al tener un petróleo altamente subsaturado la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y los fluidos, esto provoca que mientras más petróleo es extraído la presión del yacimiento decline con mayor rapidez, y mientras más se acerca a la presión de burbuja el gas disuelto en solución se convierte en la nueva fuente de energía para el desplazamiento del fluido hacia el pozo productor, estos yacimientos pueden ser buenos candidatos para proyectos de inyección de agua que ayuden a mantener alta la presión (París de Ferrer, 2001).

1.2.1.2 Expansión por el gas disuelto

El petróleo en el yacimiento puede contener gas disuelto bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, a medida que se va produciendo, la presión en el yacimiento puede reducirse a menos de la presión del punto de burbuja lo que provoca que el gas se libere y al expandirse desplaza el fluido desde el yacimiento hasta los pozos productores. Este tipo de yacimientos son usualmente buenos candidatos para proyectos de inyección de agua (París de Ferrer, 2001).

1.2.1.3 Expansión por casquete de gas

El gas que se acumula en un yacimiento donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a la presencia de gas libre formando una capa o casquete de gas muy grande, existe una gran energía almacenada en forma de gas comprimido, la energía proporcionada por la expansión del casquete de gas a medida que los fluidos se extraen y ayudado por el drenaje gravitacional son la principal fuente de energía para movilizar el fluido (París de Ferrer, 2001).

Este tipo de yacimientos no son buenos candidatos para la inyección de agua y es recomendable la inyección de gas para mantener la presión dentro del casquete de gas, si existiera un acuífero en este tipo de yacimientos se podría usar un método combinado de inyección de agua y gas para maximizar el recobro de petróleo original en sitio (Achig, 2015).

1.2.1.4 Empuje por acuífero asociado

Un yacimiento con acuífero asociado es aquel que presenta una comunicación hidráulica con una roca saturada de agua, el acuífero puede estar ubicado lateral al yacimiento o por debajo. A medida que existe producción de fluidos la presión del yacimiento comienza a declinar, y el acuífero que antes se encontraba comprimido comienza a expandirse generando una intrusión en la zona de petróleo y así desplazando los fluidos desde el yacimiento a los pozos productores (Urbina & Velázquez, 2018).

Este tipo de yacimientos presentan una recuperación del 30 al 50% de petróleo original en sitio, este valor dependerá de la geología del yacimiento, heterogeneidad y la posición estructural. El valor de recobro es alto debido a que la presión en el yacimiento permanece alta, dependiendo del tamaño del acuífero (París de Ferrer, 2001).

Cuando el acuífero deja de suministrar la energía necesaria para mantener las tasas de producción requerida de fluidos, se puede implementar proyectos de inyección de agua en el borde del yacimiento para suplementar la energía natural. A esto se lo denomina mantenimiento de presión con inyección de agua y se puede obtener hasta un 10% de recobro de petróleo extra, este valor dependerá de las características del yacimiento, del fluido y la ubicación del acuífero (Achig, 2015).

1.2.1.5 Segregación gravitacional

La segregación gravitacional puede ser un mecanismo de recuperación primaria cuando el yacimiento presenta un buen espesor, alto buzamiento y una buena comunicación vertical. Gracias a las fuerzas gravitacionales los fluidos dentro del yacimiento comienzan a acomodarse. El drenaje gravitacional es un mecanismo

importante para la recuperación de hidrocarburos, pero yacimientos que presentan este tipo de empuje no son buenos candidatos para la inyección de agua debido a que contienen crudos muy pesados (París de Ferrer, 2001).

1.2.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Usualmente es aplicada después de que la declinación de los mecanismos de empuje primario. Los procesos que se realizan dentro de esta etapa tienen el objetivo de mantener o reestablecer la energía dentro del yacimiento y así obtener un empuje adicional. Se usa la inyección de fluidos no miscibles para no afectar las propiedades físicas y químicas del crudo, por esta razón se inyecta agua, gas y combinación de agua-gas (París de Ferrer, 2001).

1.2.2.1 Inyección de agua

Es un proceso por el cual los fluidos son llevados desde el yacimiento hacia los pozos productores por el empuje que realiza el agua inyectada, para esto se utiliza agua salada dado que se prohíbe por un tema ecológico el uso de agua fresca (Alcudia & De la Fuente, 2015).

En la actualidad más de la mitad de campos en el mundo son producidos por inyección de agua, mejor conocido como un método de recuperación secundaria siendo el proceso que más contribuye en la recuperación de petróleo (Achig, 2015). De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores la inyección de agua puede ser realizada de las siguientes formas:

1.2.2.1.1 Inyección de agua periférica o externa

Este tipo de inyección se lo conoce también como inyección tradicional, y consiste en inyectar el agua directamente en el acuífero cerca del contacto agua petróleo para proporcionar la energía necesaria al reservorio y llevar los fluidos hacia los pozos productores. Es utilizado cuando existe una mala descripción del yacimiento o si el yacimiento no presenta una estructura favorable para la inyección de agua (París de Ferrer, 2001). Las ventajas principales en este tipo de proyectos es que

no es necesario la perforación de pozos adicionales, disminuyendo así la inversión; y que produce un alto recobro con una baja relación agua petróleo.

1.2.2.1.2 Inyección de agua en arreglos o dispersa

Esta técnica se lo conoce también como inyección de agua interna y consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo a través de un número de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, el agua invade la zona y desplaza el petróleo del volumen invadido hacia la cara de los pozos productores. Las ventajas más importantes de la inyección de agua en arreglos son la rápida respuesta del yacimiento, la elevada eficiencia de barrido areal, rápida respuesta en presiones y que el volumen de petróleo recuperado es grande en un corto periodo de tiempo (París de Ferrer, 2001).

1.2.2.2 Inyección de gas

Fue el primer método sugerido para incrementar el recobro de petróleo crudo y fue usado a comienzos de 1900 a fin de mantener la presión. Se realizaron otras aplicaciones usando el gas, las cuales fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado además de incrementar la energía del yacimiento también desplazaba el petróleo y normalmente después de un proyecto de inyección de gas existía una mayor cantidad de petróleo recuperado (París de Ferrer, 2001).

1.2.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA

También conocida como recuperación mejorada, es la tercera etapa que se realiza dentro de la producción de hidrocarburos, y comúnmente obtenida después de la inyección de agua o cualquier otro proceso de recuperación secundaria aplicado al yacimiento. Dentro de los procesos terciarios los tres tipos de operaciones de recuperación mejorada son la inundación química, el desplazamiento miscible y la recuperación térmica para no solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, incrementando así el factor de recobro después de que un proceso secundario ya no es rentable (Alcudia & De la Fuente, 2015).

1.3 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

Los mecanismos naturales de producción no son procesos muy eficientes y producen un factor de recobro muy bajo, esta falta de empuje natural acelera la necesidad de implementar técnicas que aumenten la energía en los yacimientos y en muchos casos la inyección de agua es el primer método en utilizarse (Blanco & Delgadillo, 2006).

La inyección de agua es un método muy conocido entre los métodos de recuperación y hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro en el mundo; se lo usa frecuentemente por las siguientes razones: la disponibilidad de agua, una relativa facilidad para la inyección, el agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de media gravedad, que el agua invade fácilmente a la formación y que es un método muy económico comparado con otros métodos de recuperación (Blanco & Delgadillo, 2006).

1.3.1 FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Para determinar la factibilidad de implementar un proyecto de inyección de agua en un yacimiento se deben considerar factores como:

1.3.1.1 Geometría del yacimiento

Determinar la geometría del yacimiento es necesario antes de iniciar un proyecto de inyección de agua, debido a que su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales producirá el reservorio. La mayoría de campos en los cuales se ha implementado métodos de recuperación por inyección de agua han sido aquellos con moderado relieve estructural y que al no haber presencia de acuíferos cercanos que inundan el yacimiento no han recibido otro beneficio de empuje natural más que por gas en solución, por lo tanto, existe una alta saturación de petróleo después de la producción primaria. Por ello, es importante analizar y determinar la geometría y comportamiento del yacimiento para ir adaptando la posición de los pozos

productores e inyectores a las propiedades y condiciones del mismo, además de ayudar a precisar la presencia de acuíferos cercanos y determinar si existe la necesidad de una inyección de agua suplementaria o si el empuje natural es suficiente para aportarle energía al yacimiento (París de Ferrer, 2001).

1.3.1.2 Litología

El conocer sobre la litología de una formación es de gran importancia al momento de determinar la eficiencia que generara la implementación de un proyecto de inyección de agua, debido a que los principales factores litológicos que afectan la invasión son la porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla. Los yacimientos con porosidades creadas por fracturas presentan la permeabilidad requerida para hacer eficiente la inyección de agua (París de Ferrer, 2001).

1.3.1.3 Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento tiene un gran impacto al momento de considerar iniciar un proyecto de inyección de agua, ya que:

- a) Si es demasiado grande para permitir re-perforar económicamente y si los pozos son viejos deben ser utilizados como inyectores y productores, no se puede esperar altos recobros.
- b) En los yacimientos profundos, las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo ya que el factor de encogimiento fue grande y, por lo tanto, quedado menos petróleo.
- c) Grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

Se debe tomar precauciones en yacimientos poco profundos porque no se puede aplicar mucha presión al inyectar, y la presión de inyección máxima aplicable será aproximada a la presión estática de la columna de roca superpuesta sobre la arena productora y cerca de 1 lpc/pie de profundidad de la arena (París de Ferrer, 2001).

1.3.1.4 Porosidad

La porosidad determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado, esta propiedad de la roca es muy variable y puede oscilar desde 10 a 35% en una zona individual, del 2 a 10% debido a fracturas en limolitas y dolomitas y del 15 al 35% en rocas llenas de agujeros como panales de abejas, y se la define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (Escobar, 2004). El promedio aritmético de las medidas de las porosidades de un núcleo de arena, nos ayuda a establecer el promedio de porosidad del yacimiento. (París de Ferrer, 2001).

En la figura 7 se presenta la clasificación que la porosidad de una roca-yacimiento puede tener.

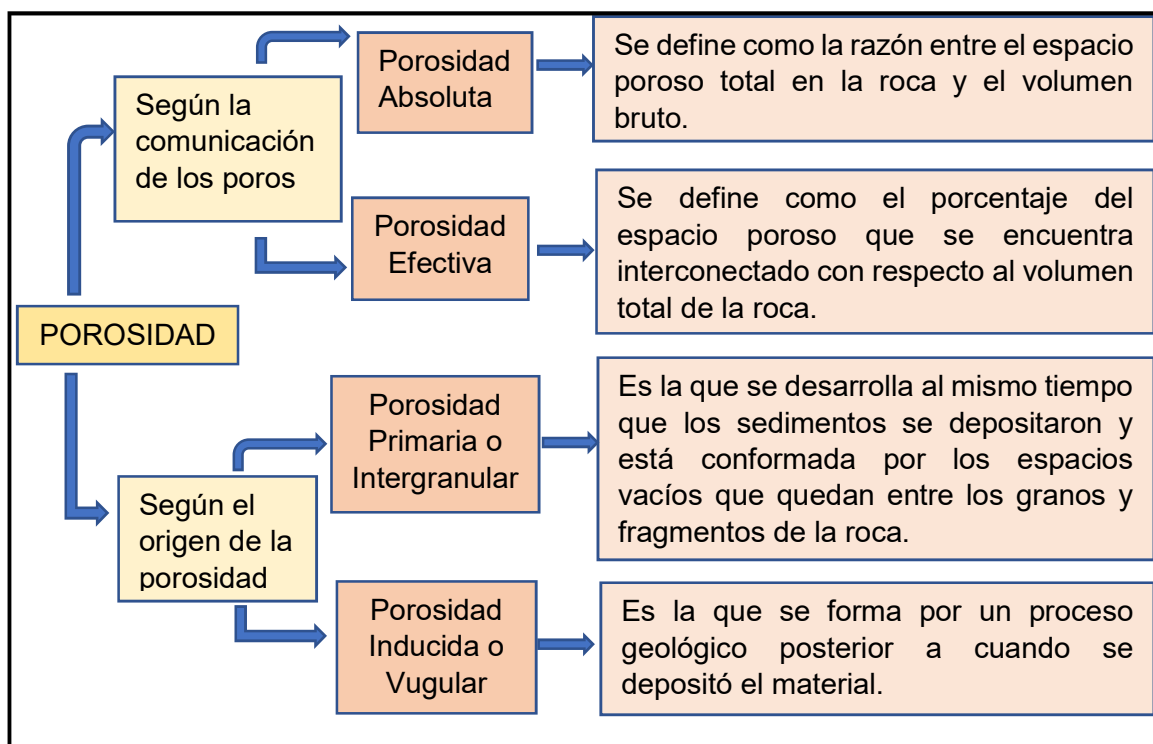


Figura 7. Clasificación de la porosidad

Fuente: Modificado de (Parris de Ferrer, 1998)

1.3.1.5 Permeabilidad

La permeabilidad en un yacimiento es de mucha importancia para proyectos de inyección de agua, porque esta controlara la tasa y presión de la inyección de agua que admite el yacimiento, y se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados (Escobar, 2004).

Por lo tanto, para determinar la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento es necesario conocer (Aldazaba, 2015):

- La máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento.
- La relación entre tasa y espaciamiento a partir de datos de presión-permeabilidad.

1.3.1.6 Continuidad de las propiedades de la roca

La continuidad de la roca es una propiedad importante del reservorio y hay que tenerla muy presente sobre todo en relación a la permeabilidad y continuidad vertical, porque de esto dependerá y determinará la factibilidad y rentabilidad de los proyectos de inyección de agua o de gas en el yacimiento, ya que se conoce que el flujo del fluido es en dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de primordial interés. Un yacimiento ideal para implementar proyectos de inyección de agua es aquel que tiene cuerpos arenosos con historia múltiple, que presenta gran continuidad vertical y buen flujo (París de Ferrer, 2001).

1.3.1.7 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos

Cuando mayor es la saturación de petróleo dentro del reservorio al momento de la invasión del agua de inyección, se tendrá un mayor factor de recobro, lo que garantiza que la inversión realizada en el proyecto sea recuperada en menor tiempo. Por ello este parámetro es importante al momento de determinar la factibilidad de implementar proyectos de recuperación secundaria con inyección de agua o gas, además es necesario conocer la saturación inicial de agua connata, ya que esta ayudará a establecer la saturación de petróleo que existía inicialmente en el yacimiento (París de Ferrer, 2001).

1.3.1.8 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

Las propiedades de los fluidos como la viscosidad del petróleo, permeabilidades relativas, fluido desplazante y desplazado son los más importantes a considerar al

momento de determinar la factibilidad de un proyecto de recuperación secundaria porque estos afectarían la razón de movilidad (París de Ferrer, 2001).

La razón de movilidad es definida como la división entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada (Valencia, 2012).

La movilidad viene dada por:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (1)$$

Para un modelo de inyección de agua la relación de movilidad será:

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (2)$$

Donde:

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua detrás del frente.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo delante del frente.

Del valor de M dependerá la facilidad con la que se desplazaran los fluidos dentro del yacimiento, cuando $M=1$ las movilidades de petróleo y agua son idénticas, $M>1$ el agua fluye mejor que el petróleo y si $M<1$ el petróleo fluirá mejor dentro del reservorio (Valencia, 2012).

1.3.2 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES

Dentro del yacimiento el petróleo necesita ser empujado por otros fluidos como el agua o gas para poder salir de los poros; y se define como desplazamiento a este proceso en el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso (Monroy & Pérez, 2017).

El desplazamiento del petróleo puede ser por un fluido en solución como el gas disuelto o por un empuje tipo pistón que genera un yacimiento con empuje por agua o por capa de gas; y este desplazamiento inmiscible sucede también cuando se inyecta agua o gas en procedimientos de recuperación secundaria (París de Ferrer, 2001).

Para que exista un desplazamiento efectivo del petróleo durante la inyección de agua es necesario que el fluido desplazante disponga de la energía suficiente para poder desplazarlo. Después del inicio de la inyección y conforme avanza el agua inyectada dentro del yacimiento se crea un frente de inyección y se puede distinguir dos zonas; la primera las zona no invadida en donde se forma un banco de petróleo debido al petróleo desplazado; y la segunda la zona invadida formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente (Achig, 2015).

1.3.2.1 Tipos de desplazamiento

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles dentro del yacimiento puede darse de dos formas:

1.3.2.1.1 Desplazamiento pistón sin fugas

Es un modelo idealizado usado extensamente para el análisis de procesos de desplazamiento. En este modelo se asume que el flujo delante del frente de desplazamiento es solo petróleo y que detrás del frente solo existe agua (Valencia, 2012).

1.3.2.1.2 Desplazamiento pistón con fugas

Este es un modelo más realista debido a que solamente asume que el petróleo se mueve en el frente de invasión y detrás del frente se mueve petróleo y agua; la relación de permeabilidad relativa controlará el desplazamiento de los fluidos (Valencia, 2012).

1.3.2.2 Mecanismo de desplazamiento

Durante la invasión del agua de inyección en el yacimiento se presenta un flujo no continuo, ya que las saturaciones iniciales de los fluidos varían con el tiempo provocando principalmente un cambio en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidad de las fases (París de Ferrer, 2001). El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo puede presentar las siguientes etapas:

1.3.2.2.1 Condiciones iniciales

Antes de iniciar la inyección se tiene las siguientes consideraciones: un yacimiento homogéneo y con fluidos se mueven horizontalmente, saturaciones constantes en todo el yacimiento al momento de iniciarse la inyección de agua y con un yacimiento producido por agotamiento natural durante su primera fase de producción (Arias & Chancusig , 2017). La figura 8 muestra la distribución de los fluidos antes de iniciar la inyección.

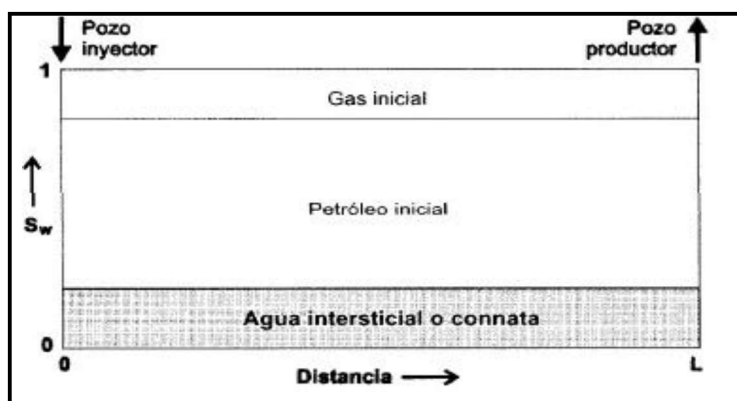


Figura 8. Distribución de los fluidos antes de la inyección
Fuente: (París de Ferrer, 2001)

1.3.2.2.2 Invasión

Como se observa en la figura 9, a medida que el agua inyectada fluye a través del yacimiento se genera un aumento de presión, el petróleo desplazado forma un banco y empuja el gas que al ser más móvil genera una capa de gas, parte del gas es atrapado en dicho banco ocupando el espacio que podría contener petróleo residual; detrás del banco de petróleo se forma un banco de agua que contiene al agua inyectada, al gas atrapado y al petróleo residual (París de Ferrer, 2001).

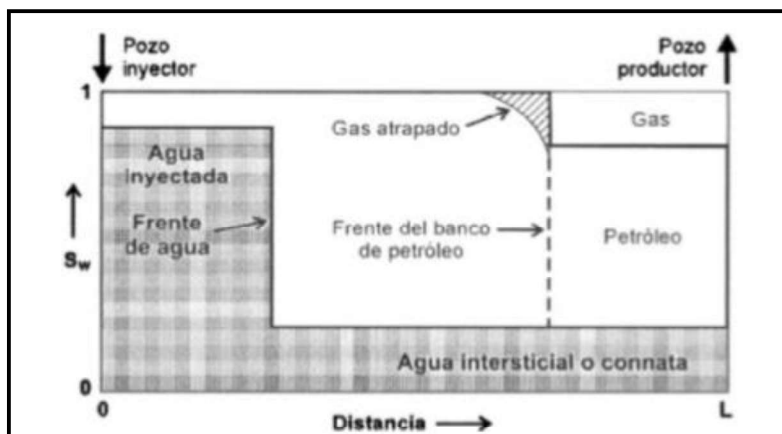


Figura 9. Distribución de los fluidos a un determinado tiempo durante la inyección
Fuente: (París de Ferrer, 2001)

1.3.2.2.3 *Llene*

Se denomina llenado cuando todo el gas que no fue atrapado se desplaza desde la zona inundada antes de que se produzca petróleo, para que esto suceda la acumulación del agua inyectada debe ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil en el yacimiento. El frente de petróleo avanza hacia los pozos productores mientras que detrás del frente de agua la saturación comienza a reducirse hasta alcanzar la saturación de agua residual, cuando el frente de petróleo llega a la cara del pozo termina el periodo de llenado (París de Ferrer, 2001).

1.3.2.2.4 *Ruptura*

Después de terminar la etapa de llenado, el frente de agua continúa desplazando al petróleo hasta alcanzar tasas de producción de petróleo similar a la tasa de inyección, y un aumento elevado de agua en los pozos productores muestra que se ha producido la ruptura, este proceso se representa en la figura 10 (París de Ferrer, 2001).

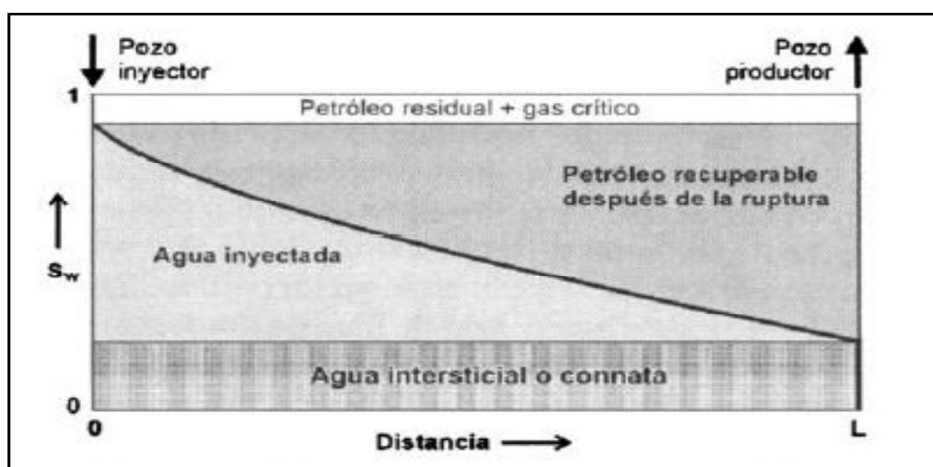


Figura 10. Distribución de los fluidos en el momento de la ruptura
Fuente (París de Ferrer, 2001):

1.3.2.2.5 *Posterior a la ruptura*

Después de la ruptura, la producción de petróleo comienza a ser menor que la producción de agua, y el petróleo se producirá solo con la circulación de grandes cantidades de agua como indica la figura 11. El final del programa de inyección será cuando la recuperación de petróleo no sea suficiente para ofrecer rentabilidad (Telenchana, 2014).

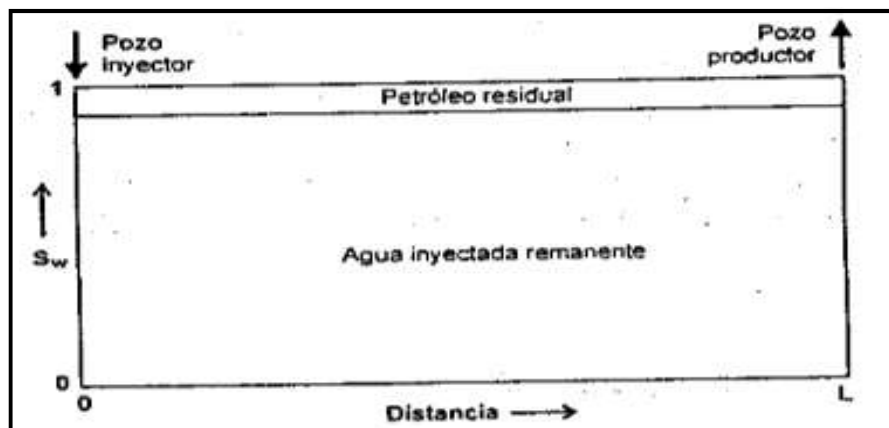


Figura 11. Distribución de los fluidos en el momento del abandono
Fuente: (París de Ferrer, 2001)

1.3.2.3 Teoría de desplazamiento y efecto de las propiedades del reservorio sobre la eficiencia de desplazamiento

1.3.2.3.1 Teoría de desplazamiento

Para usos de esta sección se tomará como fluido desplazante al agua, y el petróleo como el fluido desplazado, teniendo como condición primordial el hecho de que el fluido desplazante (agua) tendrá más energía que el desplazado (petróleo) (Valencia, 2012). Se usan las siguientes suposiciones para el análisis:

- El flujo es lineal.
- El flujo se desplaza en una formación homogénea y sus propiedades serán constantes.
- El desplazamiento de los fluidos tiene un modelo de pistón con fugas.
- Los fluidos de las dos fases son inmiscibles.
- La presión y temperatura se mantendrán constantes durante el proceso.
- El flujo será de carácter continuo.
- Se toma en cuenta que solo se desplazan dos fases y se aplica conceptos de permeabilidad relativa para estas.
- La presión de inyección se mantendrá sobre la presión del punto de burbuja en caso de usar el agua como fluido desplazante.
- La tasa de inyección se considera constantes al igual que el área perpendicular.

1.3.2.3.2 Efecto de las variables del reservorio sobre la eficiencia de desplazamiento

Dentro del reservorio existen diferentes factores que pueden influir en la eficiencia con la que se realiza un proceso de inyección, a continuación, se enlistaran las variables que más influencia tienen sobre la eficiencia (Valencia, 2012):

- Humectabilidad.
- Grado de inclinación de la formación y de la dirección del desplazamiento.
- Presión Capilar.
- Movilidades entre petróleo y agua.
- Tasa de inyección.

1.4 TÉCNICAS DE LA EVALUACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA

Debido a que los proyectos de inyección de agua pueden durar muchos años, es posible obtener continuamente datos para analizar el comportamiento de los fluidos y la eficiencia con la que han sido movilizados dentro del reservorio (Aldazaba, 2015).

Existen técnicas que nos permiten evaluar la eficiencia de la inyección de agua aplicada como método de recuperación secundaria; con el uso de cada técnica podremos analizar la inyección de agua y obtener resultados específicos en algún punto de la inyección como lo son las curvas de hall, curvas de chan y gráficas de control (Blanco & Delgadillo, 2006).

1.4.1 CURVAS DE HALL

Esta técnica fue desarrollada en 1963 por Howard Hall, ayuda a procesar de manera efectiva la información de inyección de agua y se basa en el análisis del flujo radial en estado estable. Para la implementación del método de Hall se necesita tener el registro histórico de presiones y tasas de inyección, asimismo se requiere información de la presión del yacimiento (Telenchana, 2014).

Esta técnica consiste en la representación gráfica del acumulado de inyección vs la sumatoria del diferencial de presión por diferencial de tiempo, como se muestra en la figura 12 y esto ofrece información importante sobre el proceso de inyección. La variación en la pendiente de esta gráfica podría mostrar algunos cambios en las condiciones de inyección (Telenchana, 2014) como:

- A. Antes del llenado:
- B. Taponamiento del hoyo del pozo
- C. Pozo inyector estable
- D. Pozo estimulado/ Comunicado
- E. Fracturamiento cerca del pozo

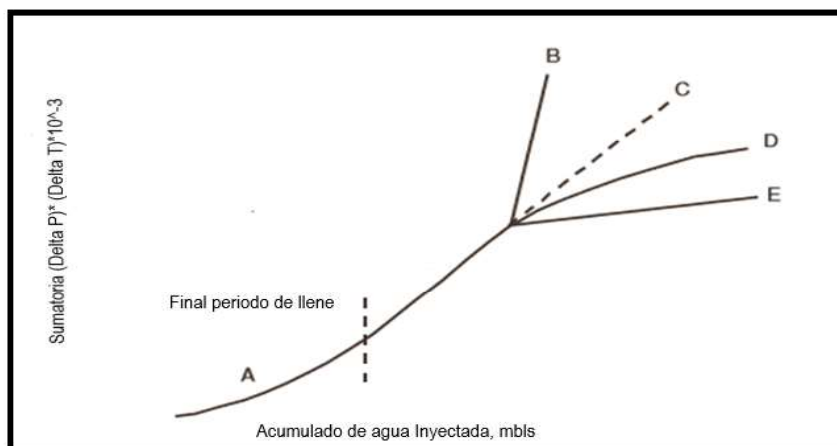


Figura 12. Gráfica de Hall para diferentes condiciones de inyección.

Fuente: Modificado de (Aldazaba, 2015)

Para este método se hace la suposición de inyección en estado estable y la tasa de inyección puede expresarse de la siguiente manera:

$$i_w = \frac{0.00707kh(p_{wi} - p_{avg})}{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right]} \quad (3)$$

Dónde:

k = permeabilidad, k.

h = espesor del yacimiento, ft.

P_{wi} = presión de la boca del pozo que fluye, psi.

P_{avg} = presión promedio del yacimiento, psi.

μ = viscosidad del fluido, cp.

r_e = radio efectivo del depósito, ft.

r_w = radio del pozo, ft.

S = Skin

$$i_w = C(p_{wi} - p_{avg}) \quad (4)$$

Donde:

$$C = \frac{0.00707kh}{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right]} \quad (5)$$

Reorganizando la ecuación 5 produce lo siguiente:

$$(p_{wi} - p_{avg}) = \frac{i_w}{C} \quad (6)$$

Después de la integración de los dos lados de la ecuación 6 con respecto al tiempo se obtiene:

$$\int_0^t (p_{wi} - p_{avg}) dt = \frac{1}{C} \int_0^t i_w dt \quad (7)$$

El lado derecho de la ecuación es el agua acumulada inyectada, por lo tanto:

$$\int_0^t (p_{wi} - p_{avg}) dt = \frac{W_i}{C} \quad (8)$$

De la suposición que P_{wi} y P_{avg} son promedios para el mes, resulta:

$$\int_0^t (p_{wi} - p_{avg}) dt = \sum \Delta p * \Delta t \quad (9)$$

Dónde:

$$\Delta p = p_{wi} - p_{avg} \quad (10)$$

Δt = Número de días de inyección para el mes.

1.4.2 CURVAS DE CHAN

Este método fue publicado en el año de 1995 en el Paper SPE 30775 "Water Control Diagnostic Plots" y se lo usa para determinar la procedencia de la producción de agua y gas en los pozos productores. Esta técnica se basa en un estudio numérico del historial de producción del pozo, se usan gráficas log-log de RAP (Relación Agua-Petróleo) y la RAP' (Derivada de la Relación Agua-Petróleo) contra el tiempo acumulado de producción, obteniéndose gráficas en las cuales se puede apreciar diferentes tendencias para diferentes mecanismos (Chan, 1995).

Los problemas que esta técnica ayuda a identificar se clasifican en tres categorías: Conificación de agua, canalización multicapa y problemas cercanos al pozo (Sagal, 2013).

1.4.2.1 Conificación

En la figura 13 se presenta el tipo de curva que diagnosticaría conificación, y se lo puede visualizar con el incremento gradual en la RAP con una pendiente positiva y una disminución o pendiente negativa de la RAP'. La caída excesiva de presión de fondo fluyente provoca que la zona de agua se desplace a la cara del pozo, este evento se produce normalmente en yacimientos con alta permeabilidad vertical y con una relación de movilidad agua-petróleo de igual manera alta (Sagal, 2013).

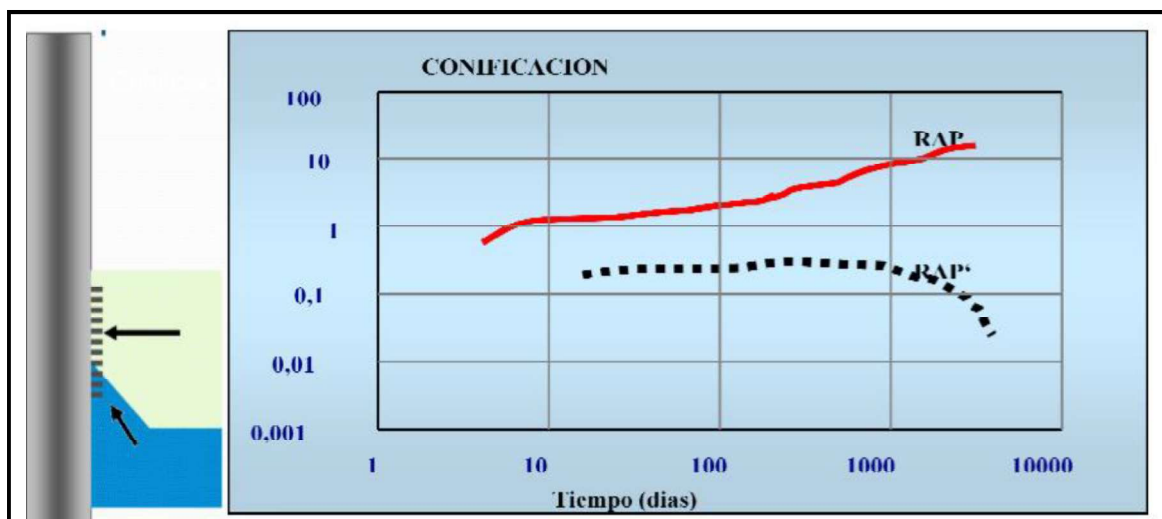


Figura 13. Gráfico RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Conificación)

Fuente: (Sagal, 2013)

1.4.2.2 Comunicación

En la figura 14 se muestra un ejemplo del tipo de curva que refleja la existencia de comunicación de otra zona, esto se puede observar con el aumento abrupto de la pendiente de RAP y RAP' contra el tiempo de producción y seguido de una línea recta con pendiente positiva en las dos curvas. Para zonas multicapas las líneas pueden ser escalonadas dependiendo los contrastes de la permeabilidad de las capas invasoras. Pueden presentarse varios casos para interpretarse como comunicación y son los siguientes: comunicación mecánica y comunicación del yacimiento (Telenchana, 2014).

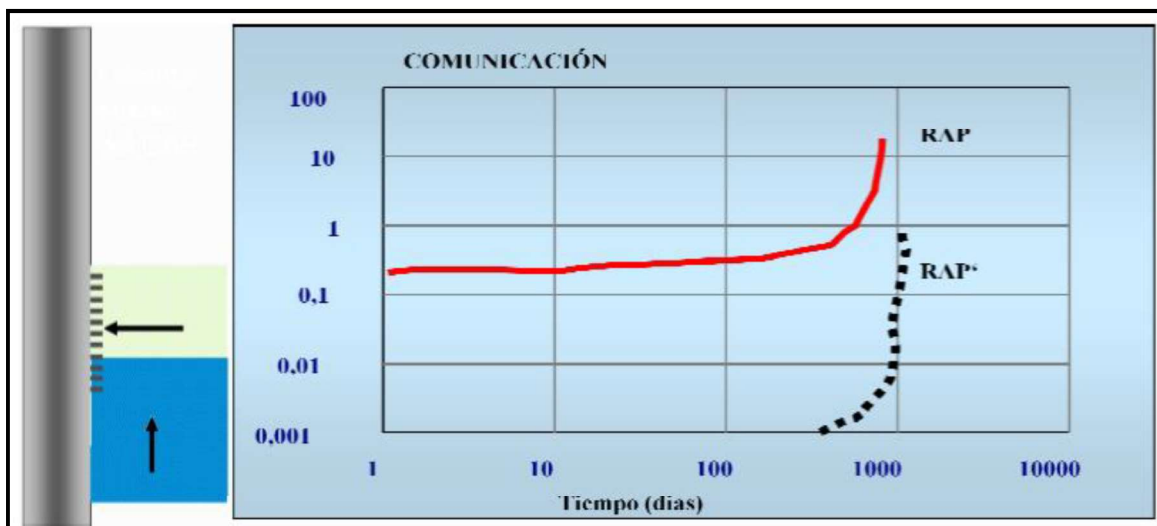


Figura 14. Gráfico RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Comunicación)
Fuente: (Sagal, 2013)

1.4.2.3 Canalización

Para este caso, la figura 15 que ayuda a diagnosticar la canalización presenta un rápido incremento en la pendiente de la curva RAP donde el resultado es una pendiente positiva en muy corto tiempo. La canalización puede provocarse por pozos inyectoros que se han canalizado hacia los productores o canalización desde una capa inundada de agua por acción de la alta permeabilidad relativa al agua (Sagal, 2013).

Otros modelos de Chan necesarios para el estudio están ubicados en el anexo 1.

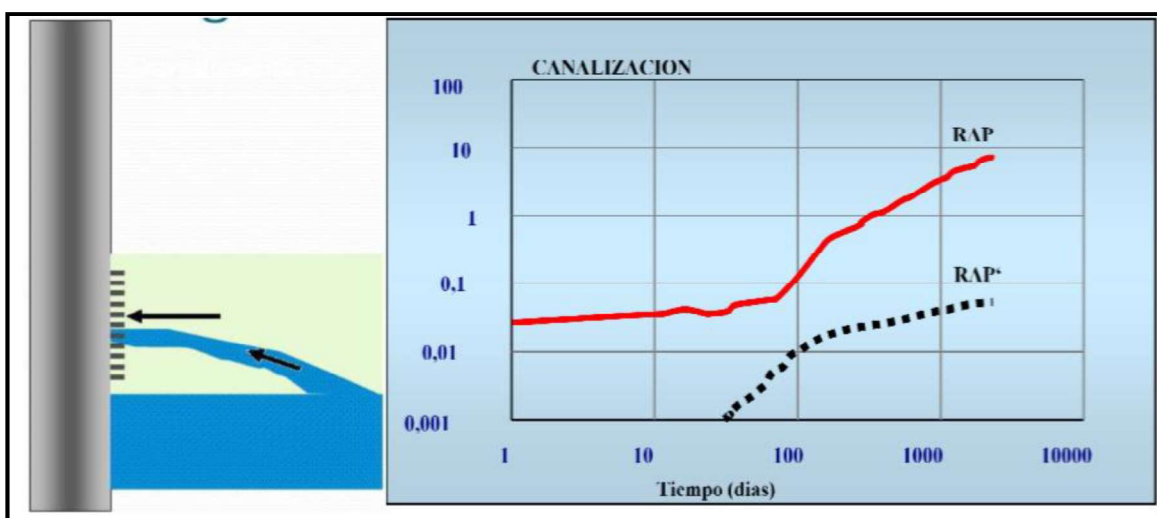


Figura 15. Gráfico de RAP y RAP' vs Tiempo de producción (Canalización, flujo a través de una falla)
Fuente: (Sagal, 2013)

1.4.3 CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

El análisis típico que se realiza se basa en graficar en papel semi log las tasas de producción vs el tiempo e intentar ajustar los datos con una recta, la cual se extrapola hacia el futuro y las reservas son calculadas en base a una tasa de producción promedio mensual (Escobar, 2004). La forma de las curvas que se obtienen puede ser armónica, hiperbólica o exponencial, pero la curva más estudiada es la exponencial debido a que tiene una tendencia muy conservadora en la predicción del desempeño. Esta técnica es importante para el seguimiento de proyectos de recuperación secundaria, es importante no despreciar estas curvas, pero se debe tomar en cuenta las siguientes consideraciones (Blanco & Delgadillo, 2006):

- La energía del yacimiento y el mecanismo de empuje son los primeros responsables del comportamiento de las curvas de declinación, pero no se puede despreciar la eficiencia del pozo.
- El aumento gradual del daño o la disminución de la eficiencia de levantamiento pueden causar declinaciones similares a una típica pérdida de energía del yacimiento.
- Las permeabilidades relativas y las saturaciones de fluido juegan un importante rol en el comportamiento de las curvas de declinación.

La asunción que se hace en las curvas de declinación, es que el mecanismo que controló la producción pasada tiene influencia sobre la producción futura. Si cambian las condiciones del yacimiento cambian por motivo de una variación en la tasa de inyección o alteración de patrones la tasa de declinación puede cambiar, un análisis de estas curvas de declinación antes y después de ejecutarse un procedimiento en el yacimiento pueden indicar si dicho procedimiento tuvo un efecto positivo o negativo en la producción del pozo (Blanco & Delgadillo, 2006).

En la figura 16 se muestra las curvas que se obtienen, estas curvas se denominan curvas de declinación y proveen la estimación a futuro del desempeño del pozo por medio de la extrapolación de las tendencias pasadas.

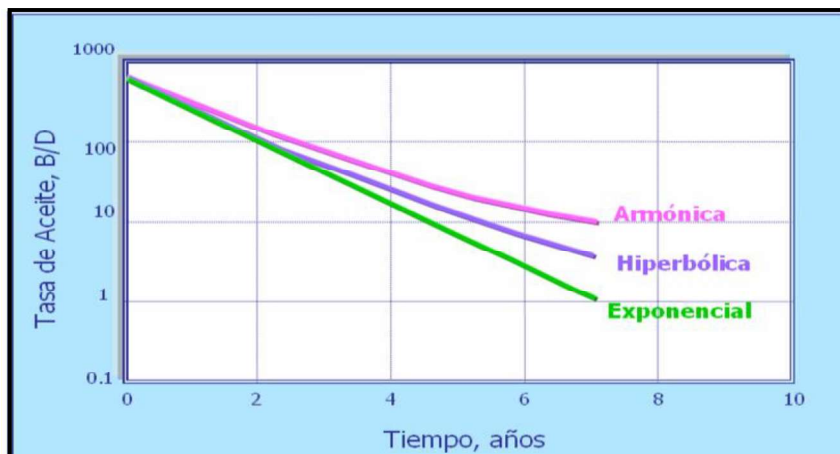


Figura 16. Formas de una Curva de Declinación
Fuente: (Blanco & Delgadillo, 2006)

La tasa de declinación, a , es el cambio fraccional de la tasa con el tiempo y se muestra en la ecuación (11);

$$a = -\left(\frac{\Delta q/q}{\Delta t}\right) \quad (11)$$

La tasa de declinación convencional está definida en la ecuación (12);

$$D = (q_{t=0} - q_{t=1year}) \quad (12)$$

La ecuación (11) y (12) se relacionan mutuamente como:

$$a = -\ln(1 - D) \quad (13)$$

1.4.3.1 Curvas de declinación exponencial

Es la más usada por los ingenieros en yacimientos por su facilidad, incluso cuando la hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de pozos. Se define por una función exponencial al arreglar la ecuación (11):

$$a\Delta t = -\left(\frac{\Delta q}{q}\right) \quad (14)$$

Aplicando a pequeños intervalos de tiempo y realizando una sumatoria:

$$a \sum_0^t \Delta t = -\sum_{q_i}^q \frac{\Delta q}{q} \quad (15)$$

Se integra;

$$at = \ln \frac{q_i}{q} = 2.303 \log \frac{q_i}{q} \quad (16)$$

$$q = q_i e^{-at} \quad (17)$$

No necesariamente al principio se observa un comportamiento recto. Esta declinación se recomienda para periodos cortos de tiempo y la producción acumulada se estima utilizando una tasa de declinación constante (Escobar, 2004).

$$\Delta N_p = \sum_{t_1}^{t_2} q \Delta t \quad (18)$$

Es equivalente a;

$$\Delta N_p = - \sum_{q_i}^{q_2} \frac{\Delta q}{a} \quad (19)$$

$$\Delta N_p = \frac{q_1 - q_2}{a} \quad (20)$$

1.4.3.2 Curvas de declinación hiperbólica

Para este tipo de curva se hace la consideración de que la tasa varía con el tiempo, y es recomendable aplicarle en yacimientos con un mecanismo de producción por gas en solución. La tasa de declinación varía y se representa en la ecuación (21) (Escobar, 2004):

$$\frac{a}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i} \right)^n \quad (21)$$

Donde n es un número entre 0 y 1.

Si $n = 1$ entonces $a = a_i$ y se tiene el caso de la declinación exponencial.

Si $n = 1$ la declinación se conoce como armónica.

$$\text{Si} \quad a = - \left(\frac{\Delta q}{q \Delta t} \right) \quad (22)$$

Entonces;

$$\frac{[\Delta q/q\Delta t]}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (23)$$

Separando variables:

$$a_i \int_0^t dt = -q_i^n \left(\frac{q^{-n}}{-n} - \frac{q_i^n}{-n} \right) \quad (24)$$

$$a_i t = -q_i^n \left(\frac{q^{-n}}{-n} - \frac{q_i^n}{-n} \right) \quad (25)$$

$$na_i t = q_i^n q^{-n} - 1 \quad (26)$$

$$na_i t = \frac{q_i^n}{q^n} - 1 \quad (27)$$

$$q = q_i [na_i + 1]^{\frac{1}{n}} \quad (28)$$

De igual manera:

$$\Delta N_p = \int_{t_1}^{t_2} q dt \quad (29)$$

$$\Delta N_p = - \int_{t_1}^{t_2} \frac{\Delta q}{a} \quad (30)$$

Si

$$a = a_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (31)$$

Entonces;

$$\Delta N_p = - \int_{q_1}^{q_2} \left(-\frac{q_i^n}{a_i} \right) q^{-n} dq \quad (32)$$

$$\Delta N_p = \frac{q_i^n}{a_i} \int_{q_1}^{q_2} q^{-n} dq \quad (33)$$

$$\Delta N_p = \frac{q_i^n}{a_i} \left(\frac{q_1^{1-n}}{1-n} - \frac{q_2^{1-n}}{1-n} \right) \quad (34)$$

$$H = \frac{q_i^n}{a_i(1-n)} \quad (35)$$

$$\Delta N_p = H(q_1^{1-n} - q_2^{1-n}) \quad (36)$$

1.4.3.3 Curvas de declinación armónica

La declinación de tipo armónica se produce normalmente en yacimientos con un mecanismo de producción con segregación gravitacional. Como se observó anteriormente, la declinación armónica es variante de la declinación hiperbólica, cuando $n = 1$ (Escobar, 2004).

$$q = q_i / [na_i t + 1] \quad (37)$$

Cuando $n = 1$, y la tasa de declinación, a , es proporcional a la tasa, q , la tasa de declinación, a , puede expresarse como una función de las tasas de flujo y de la declinación inicial, a_i , como $(q/q_i)a_i$.

$$\Delta N_p = - \sum_{q_i}^{q_2} \frac{\Delta q}{a} \quad (38)$$

Como se mostró: (39)

$$a = \frac{q}{q_i} a_i$$

Entonces;

$$\Delta N_p = - \sum_{q_i}^{q_2} \frac{\Delta q}{\frac{q}{q_i} a_i} \quad (40)$$

$$\Delta N_p = \frac{q_i}{a_i} \ln \frac{q_1}{q_2} \quad (41)$$

1.4.4 PRESIÓN DE ENTRADA DE LA BOMBA (PIP)

La presión de entrada de la bomba es la presión con la que el fluido proveniente del reservorio ingresa a la bomba. Esta presión es medida con el sensor en la bomba electro centrífuga (figura 17) y a partir de esta presión se puede calcular la presión de fondo fluyente con las siguientes ecuaciones (Armijos, 2018).

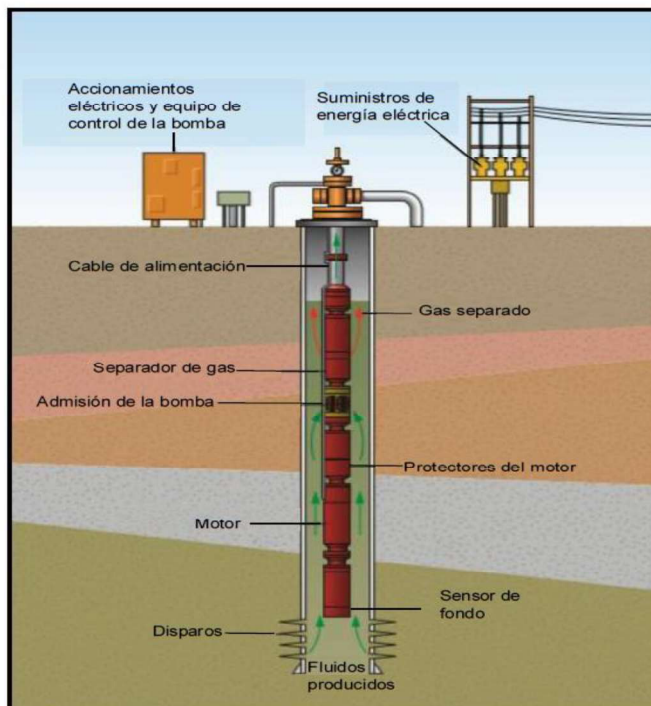


Figura 17. Sistema de Bombeo Electro sumergible
Fuente: Modificado de (Von Flatern, 2015).

La presión de fondo fluvente se determina con la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = PIP + \Delta P \quad (42)$$

Donde:

P_{wf} : Presión de fondo fluvente (PSI)

PIP: Presión de entrada de la bomba (PSI)

ΔP : Variación de Presión (PSI)

Para calcular ΔP en unidades de campo.

$$\Delta P = \Delta H * \left[(0.433 * BSW) + \left(\frac{141.5}{131.5 + API} * (1 - BSW) \right) \right] \quad (43)$$

Donde:

BSW: Porcentaje de agua (fracción)

ΔH : Altura dinámica neta (ft)

ΔP : Variación de Presión (PSI)

API: Gravedad específica del petróleo ($^{\circ}Api$)

Y ΔH se calcula usando la ecuación 44 descrita a continuación.

$$\Delta H = D_p - D_s \quad (44)$$

Donde:

ΔH : Altura dinámica neta. (Ft)

D_p : Profundidad media de los perforadores. (Ft)

D_s : Profundidad del sensor. (Ft)

1.5 CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

El análisis económico tiene como objetivo tomar decisiones con base a la información de calidad, producto de los análisis realizados sobre un proyecto, y es importante este análisis porque la industria petrolera requiere una gran inversión (Moix, 2015).

A continuación, se presenta algunos indicadores financieros:

1.5.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja resulta de la diferencia entre ingresos y egresos de un proyecto, es decir el dinero que entra y el dinero que sale de las arcas del negocio para un determinado periodo de tiempo (Moix, 2015).

$$\text{Flujo de caja neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (45)$$

1.5.1.1 Ingresos

Los ingresos están conformados por todas las entradas líquidas que el proyecto puede generar, como pueden ser (Moix, 2015):

- Ingresos por ventas.
- Ingresos por servicios.
- Ingresos generados por cobros de intereses.
- Ventas de activos.

Forman también parte del flujo de ingresos:

- Valor de rescate.
- Incremento de cuentas por pagar.
- Recuperación del capital de trabajo.
- Venta parcial o total del negocio al final de la vida económica del proyecto.

1.5.1.2 Egresos

A los egresos lo componen todas las salidas de dinero o volumen que son necesarias para la realización y manejo del proyecto, como (Moix, 2015):

- Inversiones en activos.
- Costos asociados al proyecto.
- Operación y mantenimiento.
- Consumos propios.
- Impuestos.
- Incremento de inventarios y cuentas por cobrar.

1.5.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Este indicador financiero nos ofrece información del monto de dinero a valor presente que el proyecto alcanza después de recuperar la inversión, con esto se puede realizar un análisis que permita concluir si el proyecto debe o no ejecutarse (Moix, 2015).

La fórmula del VAN es:

$$VAN_{rd} = FC_0 + \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1 + rd)^t} \quad (46)$$

Donde:

VAN_{td} = Valor actual o valor presente neto a una tasa de descuento rd .

rd = Tasa de descuento.

FC_t = Flujo de caja del año corriente.

t = Año corriente.

- VAN > 0 Proyecto genera ganancias a la tasa de descuento elegida.
- VAN = 0 El proyecto no genera beneficios ni pérdidas.
- VAN < 0 El proyecto de inversión genera pérdidas.

1.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Este indicador permite obtener información sobre cuál será la máxima rentabilidad que ofrece el proyecto. El cálculo del TIR es el rendimiento económico que produce un VAN cero y lo expresa la siguiente formula (Moix, 2015):

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (47)$$

Después de determinar la TIR se lo evalúa según (Meza Orozco, 2017):

- TIR > rd Proyecto viable.
- TIR = rd Proyecto indiferente.
- TIR < rd Proyecto no viable.

1.5.4 RELACIÓN COSTO BENEFICIO

La relación de costo beneficio también conocida como índice neto de rentabilidad, estudia el retorno de las inversiones, por ello es necesario realizarlo para una toma de decisiones con respecto a un proyecto. Consiste en dividir el valor presente de los ingresos para el valor presente de los egresos y así se determina los beneficios para cada unidad monetaria (Elgar, 2010).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum Vp (+)}{|\sum Vp (-)|} = \frac{\frac{F2}{(1+d)^2} + \frac{F3}{(1+d)^3} + \frac{F4}{(1+d)^4} + \frac{F5}{(1+d)^5}}{\left| F0 + \frac{F1}{(1+d)^1} \right|} \quad (48)$$

Se evalúa según (Meza Orozco, 2017):

- RBC > 1 Proyecto viable.
- RBC = 1 Proyecto indiferente.
- RBC < 1 Proyecto no viable.

CAPITULO 2

METODOLOGÍA

2.1 TIPO DE ESTUDIO

El presente trabajo de titulación tiene la modalidad de estudio de casos y para su desarrollo se usó una metodología analítica, cualitativa, cuantitativa y comparativa, las cuales al ser combinadas permitieron llegar a los objetivos planteados. La técnica de recolección de información es de tipo documental histórica y se recopiló información almacenada en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

2.2 UNIVERSO Y MUESTRA

2.2.1 UNIVERSO

El universo del estudio está compuesto por todos los pozos del Campo Shushufindi-Aguarico y la información perteneciente a estos, especialmente de la arena U inferior, desde el inicio de las actividades en el campo hasta mayo del año 2019.

2.2.2 MUESTRA

La muestra es de tipo no probabilístico, ya que los pozos que fueron seleccionados dependieron de ciertas características específicas, como estar dentro los arreglos de 5 pozos que se usaron dentro del proyecto piloto de inyección de agua implementado en el Campo Shushufindi-Aguarico.

2.3 FASES

El desarrollo del proyecto de titulación dependerá de las fases descritas a continuación:

2.3.1 RECOLECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El proceso de recolección de la data fue obtenido del departamento de exploración y explotación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera (ARCH),

información proporcionada por Petroamazonas EP, así también de revisiones bibliográficas e información encontrada en internet sobre las bases teóricas.

La data que se obtuvo de la arena U inferior fue:

- Propiedades petrofísicas de la formación.
- Historial de producción.
- Presión de entrada de la bomba (PIP), en los pozos productores.
- Historial de inyección.
- Presión de inyección.
- Propiedades de los fluidos inyectados y producidos.

2.3.2 PROCESAMIENTO DE DATOS

Para ayudarnos a interpretar los datos obtenidos se usó las siguientes herramientas informáticas:

2.3.2.1 Hojas de Cálculo o Excel

Con la ayuda de hojas de cálculo se realizaron las gráficas de Hall, esto permitió determinar si la inyección de agua en los pozos fue óptima.

2.3.2.2 Oil Field Manager (OFM)

La herramienta informática Oil Field Manager (OFM) que dispone de la licencia la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) permitió se desarrollaran gráficas de acumulado de inyección e historial de inyección vs tiempo, curvas tipo de Chan que ayudaron a la interpretación de los pozos productores y curvas de declinación, las cuales permiten conocer el incremento de producción que tiene los pozos y la cantidad de reservas que pueden ser producidas.

2.3.3 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Se realizó después de las fases anteriores, un análisis técnico sobre los resultados obtenidos, esto permite ofrecer conclusiones y recomendaciones que son de gran importancia para el mejoramiento de proyectos de inyección.

2.4 MAPA DE LOS POZOS CAMPO SHUSHUFINDI -AGUARICO

La figura 18 muestra los arreglos de 5 pozos implementados en el Campo Shushufindi-Aguarico. En él se puede evidenciar los pozos inyectoros y los pozos productores que los componen.

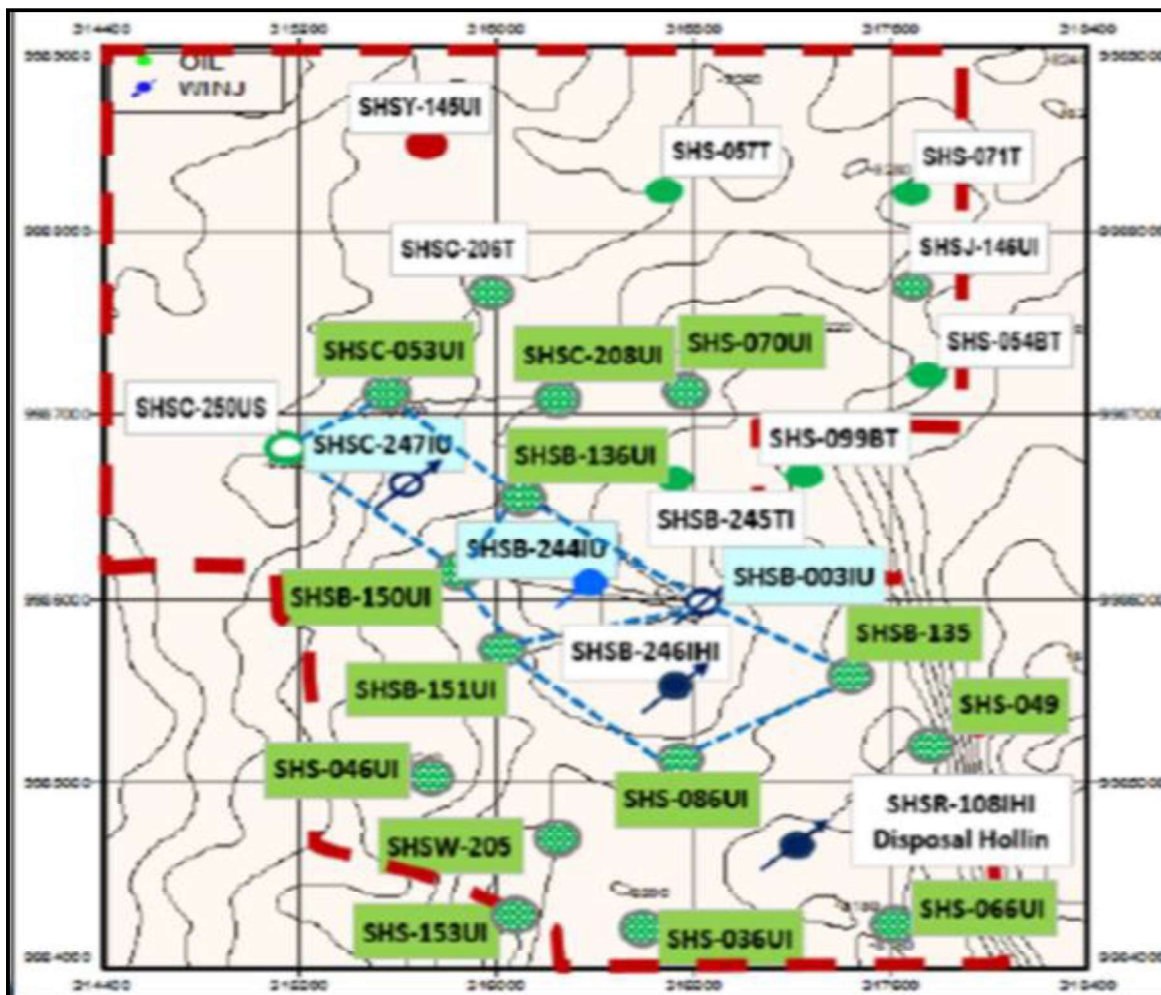


Figura 18. Mapa de pozos que componen el proyecto piloto de inyección de agua en el campo Shushufindi-Aguarico.

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS

Para la evaluación de la eficiencia de la inyección de agua se seleccionarán los pozos que forman parte del arreglo de 5 pozos, los cuales fueron elegidos por el Consorcio Shushufindi-Aguarico en el proyecto piloto de inyección de agua implementado, mismos que han sido mencionados anteriormente.

En la tabla 3 se muestra la lista de pozos inyectoros que van a ser evaluados, también se muestra la fecha con la que inicio el proceso de inyección, junto con la presión y tasa de inyección que inicialmente fueron usadas.

Tabla 3. Pozos inyectoros

POZO	FECHA DE INICIO DE INYECCIÓN	TASA DE INYECCIÓN (BWPD)	PRESION DE INYECCIÓN (PSI)
SHSB-244IUI	29/11/2014	9750	1650
SHSC-247IUI	01/06/2015	1020	1630
SHSB-003IUI	01/10/2015	5040	1650

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

La tabla 4 presenta la lista de pozos que se encuentran dentro del arreglo de 5 pozos, se muestra también en la tabla 4 el acumulado de petróleo en MBPD de cada pozo, la producción actual en BPD hasta la fecha de 01 de junio del 2019.

Tabla 4. Pozos productores

POZO	ACUMULADO DE PETROLEO (Mbbbl)	PRODUCCION ACTUAL (BPPD)	FECHA
SHSB-150UI	544.56	92.44	01/05/2019
SHSB-136UI	240.05	120.50	01/05/2019
SHSB-151UI	304.24	0	01/05/2019
SHSC-250US	130.64	0	01/05/2019
SHS-053UI	904.84	314.32	01/05/2019
SHS-086UI	2233.44	0	01/05/2019
SHSB-135TI	798.18	128.32	01/05/2019

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

2.6 EVALUACIÓN POZOS INYECTORES

2.6.1 PROPIEDADES DE LOS POZOS

En la tabla 5 se muestra las propiedades de la arena "U inferior", propiedades del fluido inyectado y fluido producido, mismos que son necesarios para la elaboración de las curvas de Hall y fueron obtenidos de la información proporcionada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ACRH).

Tabla 5. Propiedades de los pozos

PROPIEDADES	UNIDADES	U INFERIOR
Densidad del petróleo	Lbs/ft ³	55.81
Densidad del agua	Lbs/ft ³	59.81
Viscosidad del petróleo	cP	1.41
Viscosidad inicial	cP	2.471
Viscosidad del agua	cP	0.41
Presión de burbuja	Psi	1010
Presión inicial	Psi	3300
Factor volumétrico del agua	Rb/stb	1.04
Factor volumétrico del petróleo	Rb/stb	1.365
Temperatura	°F	215
GOR	Pcs/Bls	307
Profundidad	ft	9100
Espesor neto	ft	61.76
Porosidad	%	18.95
Saturación de agua inicial	fracción	0.12
Saturación de petróleo residual	fracción	0.25
Volumen de arena limpia	%	16.01
Permeabilidad	mD	350

Fuente: (Petrel E&P, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

2.6.2 CURVAS DE HALL

Para la Curva de Hall de los pozos: SHSB-244IUI, SHSC-247IUI y SHSB-003IUI se construye con las ecuaciones 9 y 10, considerando como datos los anexos 2, 3 y 4 pertenecientes a cada pozo respectivamente los cuales contienen información de la inyección del pozo, obtenidos en la (ARCH).

A continuación, se detalla el procedimiento que se debe realizar para la construcción de la curva de Hall en los pozos, se toma como referencia al pozo inyector SHSB-244IUI y con sus datos ubicados en el anexo 2 se realiza un ejemplo de cálculo; la información requerida para ello es: la presión de inyección, presión promedio del yacimiento alrededor del pozo inyector, promedio de agua inyectada mensualmente y el número de días de inyección en él mes.

Después de tener ordenados y clasificados los datos de inyección del yacimiento se procede a calcular la variación de presión para el primer periodo de inyección con la ecuación 10.

$$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P}) = 2369,7 - 1552 = 817,7$$

A continuación, se emplea la ecuación 9 y se resuelve la sumatoria que nos da el siguiente valor perteneciente al primer periodo de inyección.

$$\sum \Delta p * \Delta t = 817,7 * 1 = 0,8177(PSI - DIAS) * 10^{-3}$$

Los resultados de los demás periodos de inyección (meses) se ubican en el anexo 5, posteriormente se calcula el acumulado de inyección expresándolo en miles de barriles de agua inyectada.

2.7 EVALUACIÓN POZOS PRODUCTORES

En esta sección se realizan gráficas en el software Oil Field Manager (OFM) con los datos obtenidos en (ARCH) y teoría investigada. Las gráficas realizadas son el historial de producción, gráficas de Chan y curvas de declinación.

El pozo SHSB-003IUI no se lo analiza como pozo productor debido a que el primero de octubre de 2015 fue convertido en pozo inyector reemplazando al pozo SHSB-246IUI ya que este pozo en el inicio de la inyección presentó baja inyectividad y taponamiento según los análisis realizados por Petroamazonas EP.

2.7.1 PRIMER ARREGLO DE POZOS

El inicio el proceso de inyección del primer arreglo de pozos fue el 29 de noviembre de 2014, está conformado por el pozo inyector SHSB-244IUI y los pozos productores SHSB-150UI, SHSB-136UI, SHSB-151UI y SHSB-003UI.

2.7.2 SEGUNDO ARREGLO DE POZOS

El segundo arreglo de pozos inicio el proceso de inyección el 01 de Junio de 2015 y está compuesto por el pozo inyector SHSC-247IUI y los pozos productores SHSC-250US, SHS-053UI, SHSB-150UI y SHSB-136UI.

2.7.3 TERCER ARREGLO DE POZOS

El tercer arreglo de pozos inicio el proceso de inyección el 01 de Octubre de 2015 y está conformado por el pozo inyector SHSB-003UI y los pozos productores SHSB-150UI, SHS-086UI y SHSB-135TI.

2.7.4 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE Y LA VARIACIÓN DE PRESIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

En esta sección se realiza el cálculo de la presión de fondo fluyente usando la presión medida por el sensor en la entrada de la bomba (PIP). A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo usando información del pozo SHSB-150UI y datos de la fecha 16 de octubre de 2012.

El anexo 8 muestra los datos de profundidad del sensor, BSW, API, presión de entrada de la bomba (PIP) y fecha de cada evento; todos estos son datos necesarios para obtener los valores de presión de fondo fluyente.

La profundidad de la zona productora es de 9793 ft. Primero se calcula la diferencia de altura entre la zona productora y la ubicación del sensor con la ecuación 44.

$$\Delta H = D_p - D_s = 9793 - 9462.46 = 330.54 \text{ ft}$$

A continuación, se usa la ecuación 43 para el cálculo del diferencial de presión.

$$\Delta P = \Delta H * \left[(0.433 * BSW) + \left(\frac{141.5}{131.5 + API} * (1 - BSW) \right) \right]$$

$$= 330.54 * \left[(0.433 * 0.90) + \left(\frac{141.5}{131.5 + 31.2} * (1 - 0.90) \right) \right]$$

$$= 157.57 \text{ Psi}$$

Y para el cálculo de la presión de fondo fluyente se reemplaza los valores en la ecuación 42, y se obtiene el valor.

$$P_{wf} = PIP + \Delta P = 866 + 157.57 = 1023.57 \text{ Psi}$$

Estos valores calculados son ubicados en el anexo 15.

2.8 CÁLCULO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS

En esta sección se realiza el cálculo de los indicadores económicos, para ello se usan los datos del anexo 22 en el cual se detalla los gastos de inversión del proyecto. Estos indicadores económicos son calculados para tres escenarios y usando como referencia el precio del petróleo tipo West Texas Intermediate (WTI) con el cual se comercia el crudo oriente.

En el anexo 23 se muestra los barriles de petróleo producidos anualmente por los pozos de este estudio desde el año 2015 hasta el año 2024.

A continuación se realiza un ejemplo de cálculo de los indicadores económicos, para un precio de petróleo (WTI) promedio igual a 53.31 USD.

Se inicia calculando los egresos que tendrá el proyecto, en este caso para el año 0 los egresos son los costos de inversión inicial, para el cálculo de los egresos de los años siguientes se toma como referencia un valor de producción por barril de petróleo de 17 USD y de mantenimiento de la planta por barril producido de 1.2 USD, en el anexo 23 se muestra los barriles de petróleo producidos anualmente. Los egresos para los demás años se colocan en la tabla 6

$$\begin{aligned} \text{Egresos totales}_{2015} \\ = (C. \text{Mantenimiento} + C. \text{Produccion}) * \text{Barriles producidos} \end{aligned}$$

$$\text{Egresos totales}_{2015} = (1.2 + 17) * 542 \text{ 393.729}$$

$$Egresos\ totales_{2015} = 9\ 871\ 565.87\ USD$$

Como siguiente paso se calcula los ingresos como se muestra a continuación:

$$Ingresos\ totales_{2015} = Precio\ Petroleo\ (WTI) * Barriles\ producidos$$

$$Ingresos\ totales_{2015} = 53.31 * 542\ 393.729$$

$$Ingresos\ totales_{2015} = 28\ 915\ 009.17\ USD$$

Los valores obtenidos para los demás años se los ubica en la tabla 6.

Con los ingresos y egresos se calcula el flujo de caja usando la ecuación 50, de la siguiente manera:

$$Flujo\ de\ caja_{2015} = Ingresos\ totales_{2015} - Egresos\ totales_{2015}$$

$$Flujo\ de\ caja_{2015} = 28\ 915\ 009.17 - 9\ 871\ 565.87$$

$$Flujo\ de\ caja_{2015} = 19\ 043\ 443.8\ USD$$

Ubicando los valores de flujo de caja para los próximos años en la tabla 7.

Tabla 6. Detalles de ingresos y egresos para un valor de petróleo de 53.31 USD.

DETALLE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción total, BPPA	0	542393,72	697042,46	409636,38	404601,29	370298,37	362658	332482	307087	284791	265749
EGRESOS											
Inversión del proyecto, USD	35 000 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo mantenimiento por barril, USD	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Costo de mantenimiento, USD	0	650872,47	836450,96	491563,66	485521,55	444358,05	435189,60	398978,40	368504,40	341749,20	318898,80
Costo de producción por barril, USD	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Costo de producción, USD	0	9220693,4	11849722	6963818,4	6878221,9	6295072,4	6165186,0	5652194,0	5220479,0	4841447,0	4517733,0
Egresos totales, USD	35 000 000	9871565,9	12686173	7455382,1	7363743,5	6739430,5	6600375,6	6051172,4	5588983,4	5183196,2	4836631,8
INGRESOS											
Costo de barril, USD	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31	53,31
Ingresos totales, USD	-	28915009,6	37159333,7	21837715	21569294,8	19740606	19333297	17724615	16370807	15182208	14167079,1

Elaborado por: Vaca, 2019

Después de tener el flujo de caja se calcula el Valor Presente Neto (VPN) usando la ecuación 46, con una tasa de descuento de 12%.

$$VPN_{12\%} = -35000000 + \frac{19043443.8}{(1 - 0.12)^1} + \frac{24473160.9}{(1 - 0.12)^2} + \dots + \frac{9330447.39}{(1 - 0.12)^{10}}$$

$$VPN_{12\%} = 50850954.7 \text{ USD}$$

La tasa interna de retorno (TIR) se lo calcula usando la ecuación 47.

$$0 = -35000000 + \frac{19043443.8}{(1 - TIR)^1} + \frac{24473160.9}{(1 - TIR)^2} + \dots + \frac{9330447.39}{(1 - TIR)^{10}}$$

$$TIR = 49.99\%$$

La relación costo beneficio se calcula empleando la ecuación 48.

$$\frac{B}{C} = \frac{\frac{28915009.69}{(1 - 0.12)^1} + \frac{37159333.76}{(1 - 0.12)^2} + \dots + \frac{14167079.19}{(1 - 0.12)^{10}}}{35000000 + \frac{9871565.87}{(1 - 0.12)^1} + \frac{12686172.84}{(1 - 0.12)^2} + \dots + \frac{4836631.80}{(1 - 0.12)^{10}}}$$

$$\frac{B}{C} = 1.64$$

Todos estos valores se ubican en la tabla 7.

Los detalles de ingresos y egresos e indicadores económicos calculados para un valor de petróleo WTI mínimo igual a 33 USD y máximo de 73 USD, se ubican en los anexos 24, 25 y anexo 26, 27 respectivamente.

En la figura 19 se muestra el flujo de trabajo seguido durante la realización del presente estudio.

2.9 FLUJO DE TRABAJO

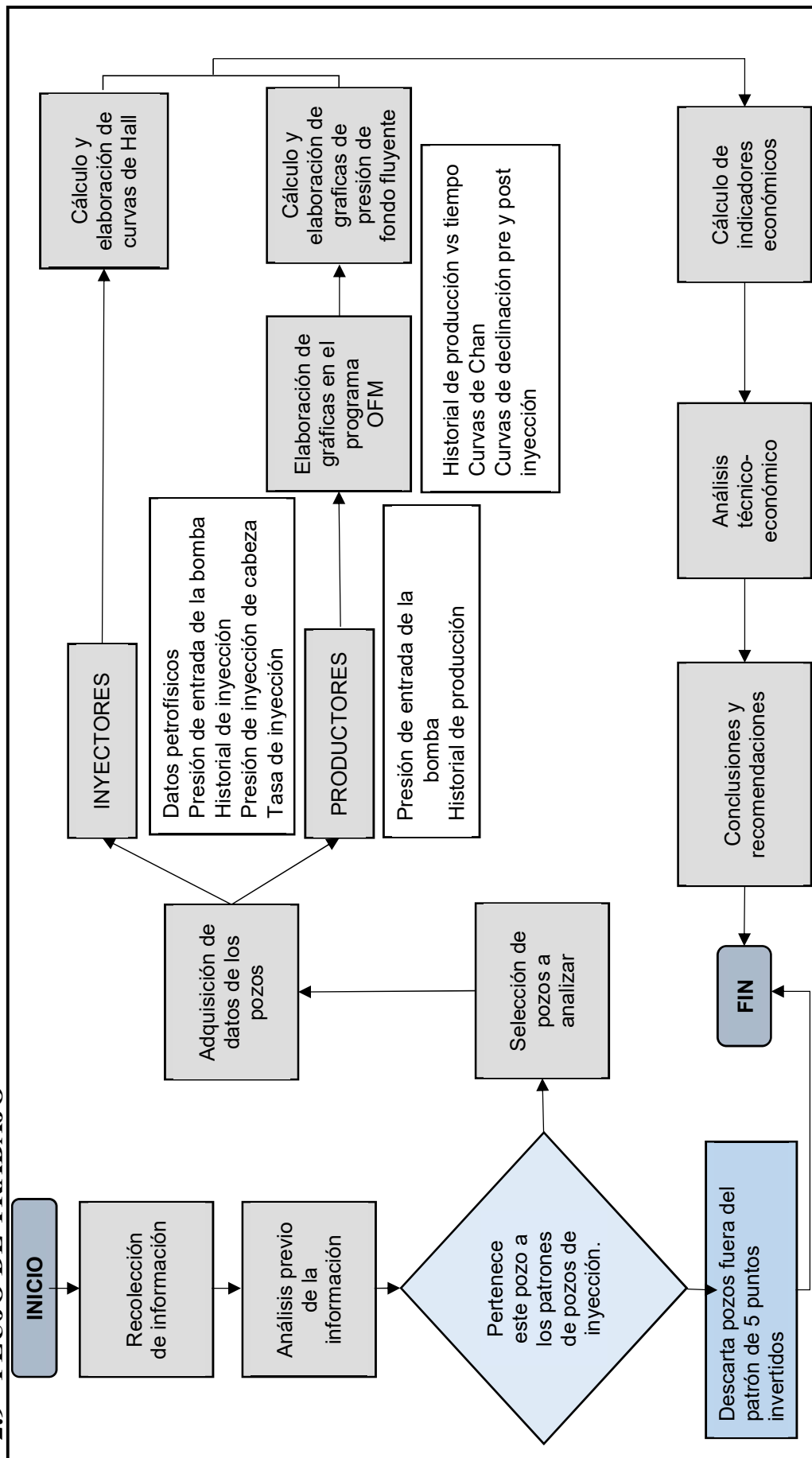


Figura 19. Flujo de trabajo
Elaborado por: Vaca, 2019

CAPITULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE RESULTADOS

3.1 RESULTADOS

3.1.1 POZOS INYECTORES

3.1.1.1 Curvas de hall del pozo SHSB-244IUI

La Curva de Hall del pozo SHSB-244IUI se realiza con los datos del anexo 2 el cual contiene información desde el inicio de inyección del pozo que fue el 29 de noviembre de 2014 hasta el 31 de mayo de 2019, los valores calculados se los ubica en el anexo 5, mismos que permite elaborar la figura 20.

En esta también se grafica la presión promedio mensual de inyección y el promedio de agua mensual que se inyecta a la formación en función del acumulado de inyección de agua, los valores para esto se encuentran ubicados en el anexo 2.

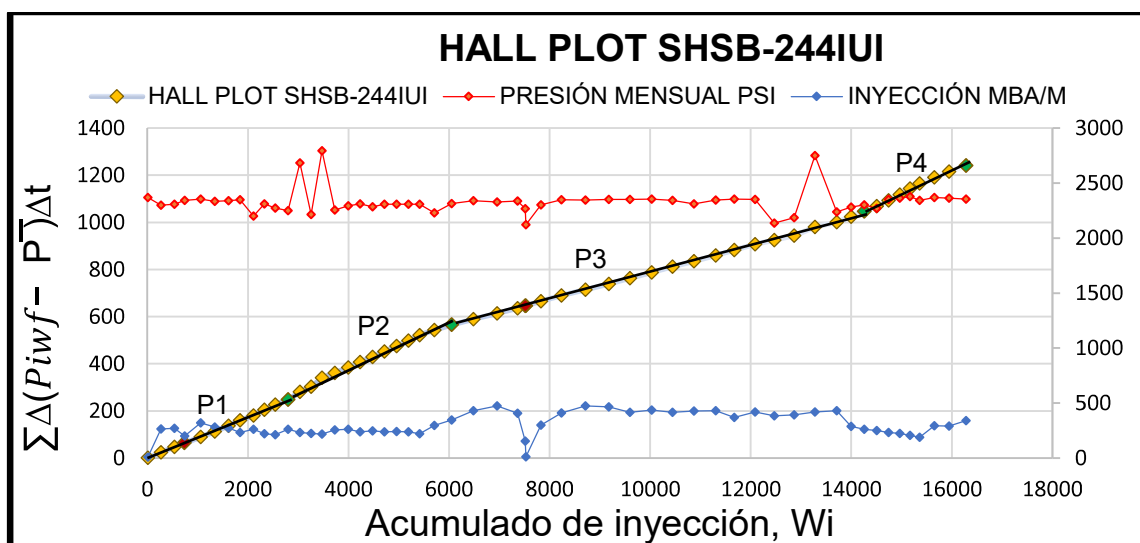


Figura 20. Curvas de hall del pozo SHSB-244IUI
 Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.1.2 Curva de Hall del pozo SHSC-247IUI

La Curva de Hall del pozo SHSC-244IUI se realiza con los datos del anexo 3 la cual contiene información desde el inicio de inyección del pozo que fue el 01 de junio de 2015 hasta el 27 de febrero de 2019, los valores calculados se los ubica en el anexo 6, mismos que permiten elaborar la figura 21; además en la gráfica se incluye la

presión mensual de inyección y el volumen de inyección mensual vs el acumulado de inyección.

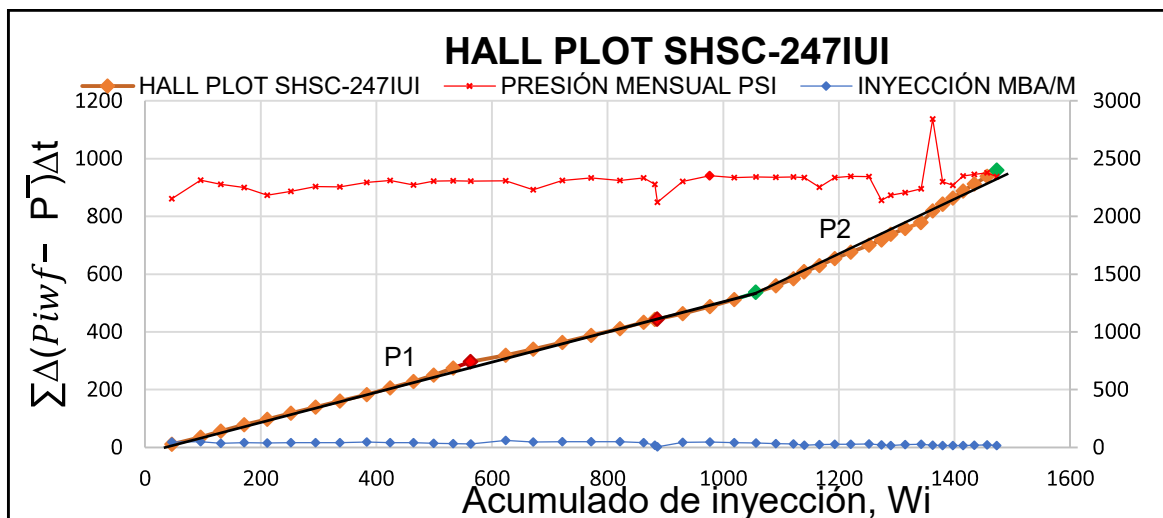


Figura 21. Curva de Hall del pozo SHSC-247IUI
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.1.3 Curva de Hall del pozo SHSB-003IUI

La Curva de Hall del pozo SHSB-003IUI se realiza con los datos del anexo 4, el cual contiene información desde el inicio de inyección del pozo que fue el 01 de octubre de 2015 hasta el 31 de mayo de 2019, los valores calculados se los ubica en el anexo 7, con los cuales se elabora la figura 22, en esta se grafica también la presión promedio de inyección mensual y el volumen de inyección mensual vs el acumulado de inyección.

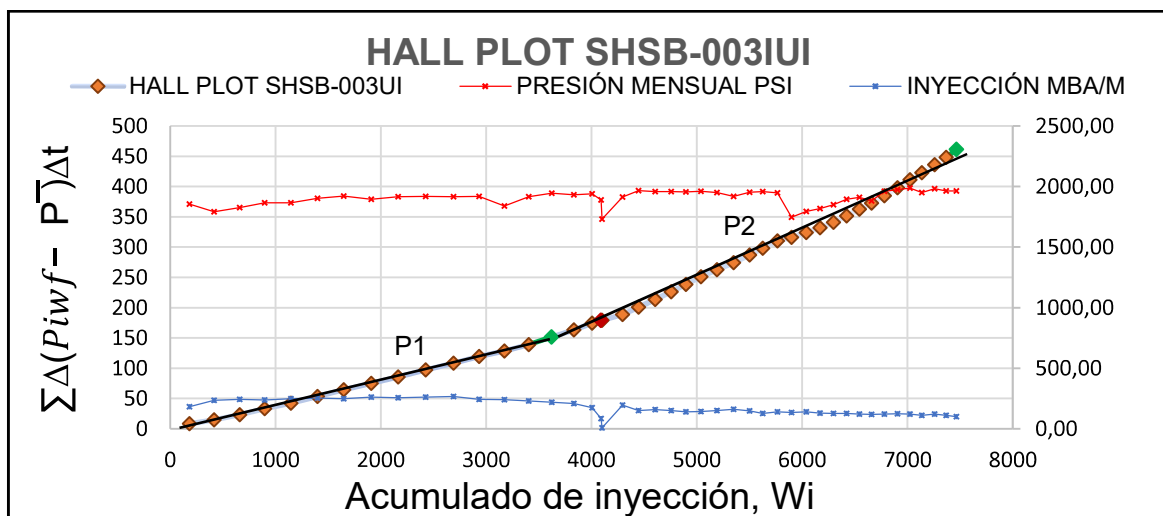


Figura 22. Curva de Hall del pozo SHSB-003IUI
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2 POZOS PRODUCTORES

3.1.2.1 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.

Comenzó a producir el día 12 de noviembre de 2012 y se obtuvo datos para el análisis hasta el 1 de mayo de 2019, después de esto el pozo fue cerrado temporalmente para mantenimiento por su alta producción de agua.

3.1.2.1.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

En la figura 23 se muestra la presión de entrada de la bomba, además el historial del promedio mensual de producción de agua, petróleo y líquidos totales desde el inicio de la producción del pozo SHSB-150UI hasta la última fecha de cierre temporal del pozo.

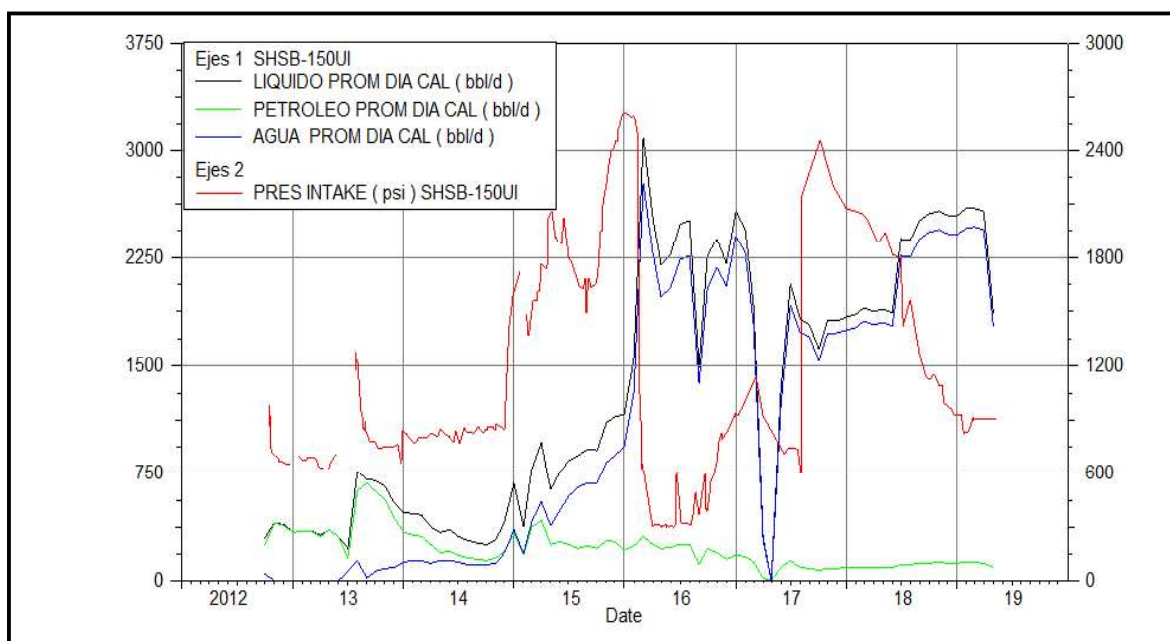


Figura 23. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-150UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.1.2 *Curvas de Chan*

La figura 24 muestra las Curvas de Chan del pozo SHSB-150UI realizadas en el programa OilField Manager (OFM), en ellas se puede observar los efectos de la inyección en los pozos productores.

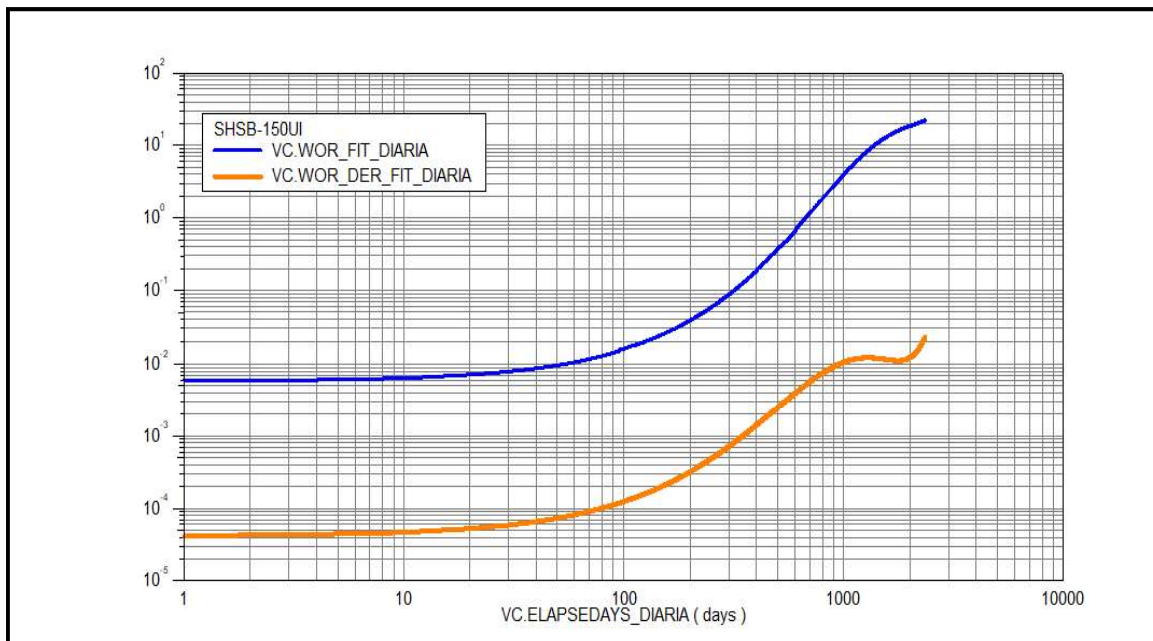


Figura 24. Curvas de Chan del pozo SHSB-150UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.1.3 Curvas de declinación

Las figuras 25 y 26 muestran las curvas de declinación del pozo SHSB-150UI antes y después de la inyección respectivamente, estas curvas de declinación son de tipo exponencial debido a que es la más aplicable en casos de inyección de agua.

El valor de reservas recuperables de petróleo (EUR) es la suma del acumulado (CUM) y las reservas remanentes (ERR); para el caso de la pre inyección se tiene un EUR estimado de 291.66 Mbbl hasta la fecha del 31 Mayo de 2015 (figura 25) y en la gráfica de post inyección hasta la misma fecha se tiene un acumulado de 313.98 Mbbl (figura 26).

El EUR en el análisis post inyección hasta el 31 de Mayo de 2025 da un valor estimado de 678.19 Mbbl y un valor de reservas remanentes estimado de 364.21 Mbbl. El análisis pre inyección se realiza hasta el 31 de Mayo de 2015, debido a que después de esta fecha se inicia la inyección en el pozo SHSC-247IUI y se requiere evitar su influencia dentro de este análisis.

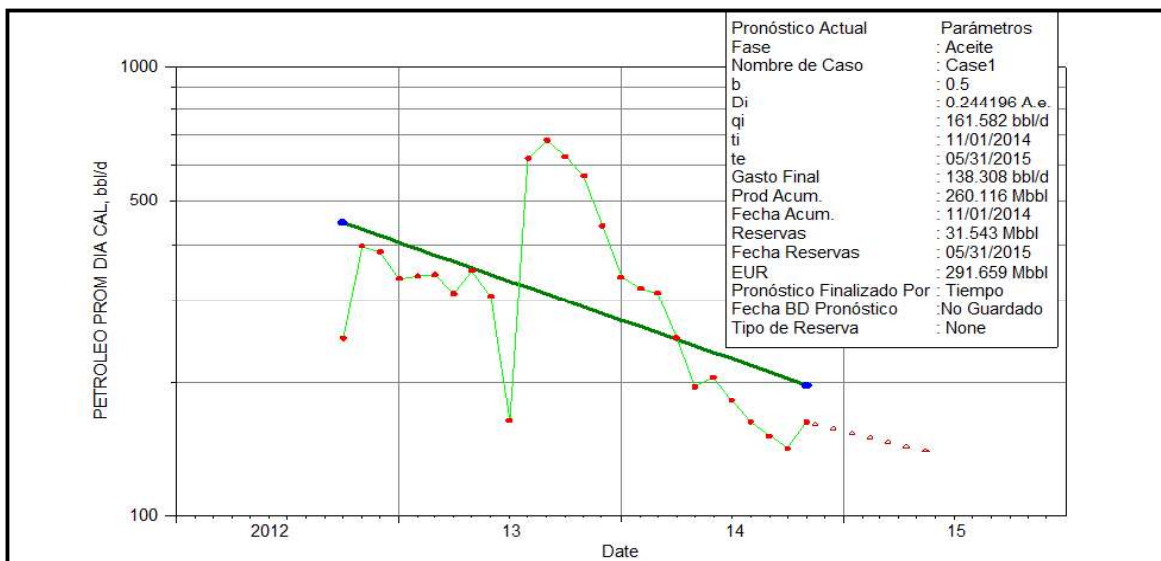


Figura 25. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI pre inyección
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

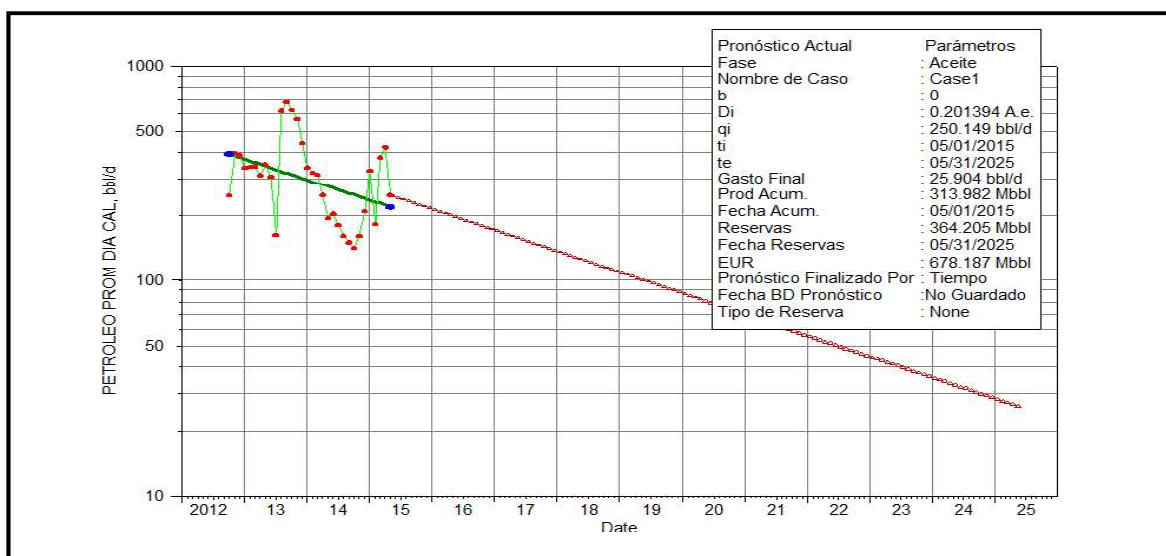


Figura 26. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI post inyección
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.2 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.

El pozo SHSB-136UI es parte del arreglo número uno, este pozo comenzó a producir el 19 de Abril de 2013 con una producción inicial de 410.96 BPPD y se mantiene produciendo hasta la fecha, por lo tanto, para el presente trabajo se usa la información solo hasta el 31 de mayo de 2019.

3.1.2.2.1 Historial de producción y presión de entrada de la bomba

La figura 27 muestra la presión de entrada de la bomba, también en esta figura se observa el historial del promedio mensual de petróleo, agua y líquidos totales desde el inicio de producción en el pozo hasta la última fecha registrada para este trabajo, el pozo fue cerrado para mantenimiento desde el julio de 2015 hasta junio de 2016.

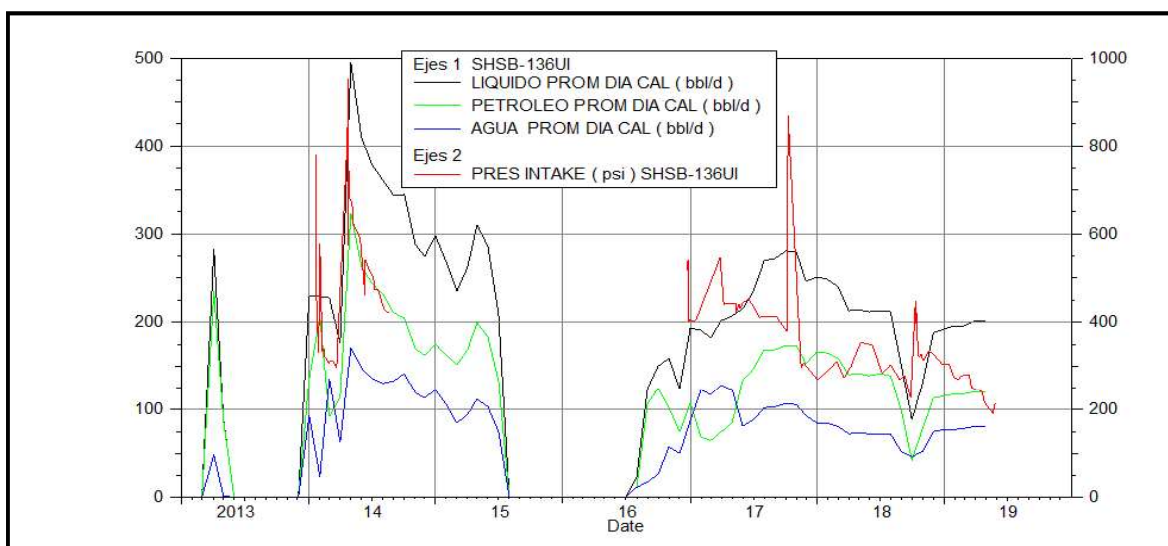


Figura 27. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-136UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.2.2 Curvas de Chan

La figura 28 muestra las Curvas de Chan del pozo SHSB-136UI que se usan para el análisis de la inyección.

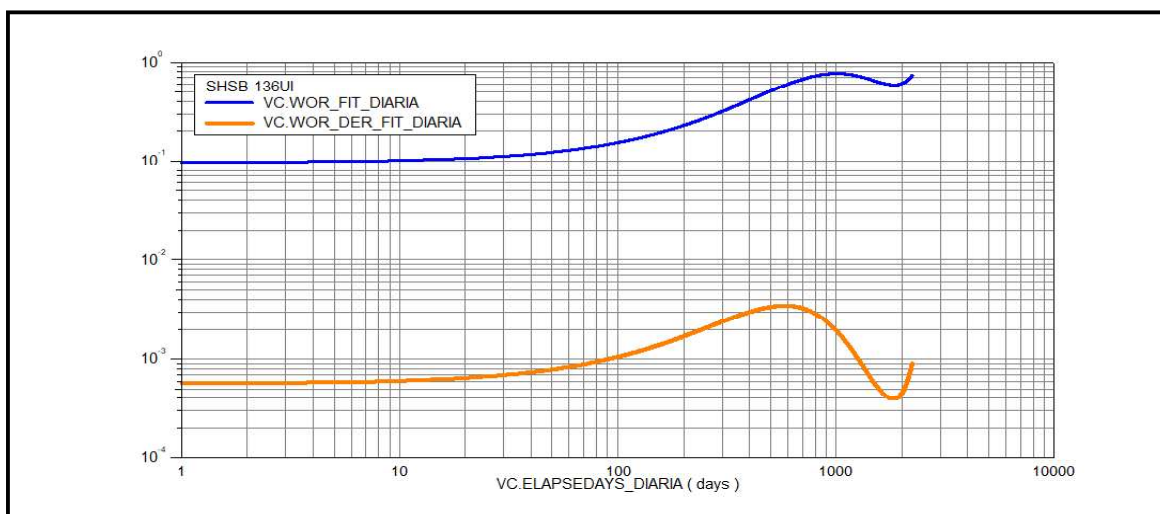


Figura 28. Curvas de Chan del pozo SHSB-136UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.2.3 Curvas de declinación

Las figuras 29 y 30 muestran las curvas de declinación del pozo SHSB-136UI antes y después de la inyección respectivamente, en estas se usa el método de declinación exponencial ya que este tipo de curva es la que mejor describe yacimientos con inyección de agua. El análisis pre inyección se realiza hasta el 31 de mayo de 2015 debido a que en esta fecha se inicia operaciones en el pozo inyector SHSC-247IUI y puede influenciar el análisis del pozo.

El valor estimado de EUR en la figura 29 que se realiza antes de iniciada la inyección del pozo SHSB-244IUI es de 102.16 Mbbl hasta el 31 de Mayo de 2015, con un acumulado de 76.37 Mbbl hasta noviembre de 2014.

La figura 30 en la cual se hace el análisis de declinación post inyección del pozo SHSB-136UI también se observa que el valor de reservas recuperables de petróleo (EUR) hasta el 05 de Mayo de 2025 se estiman en 556.58 Mbbl y el valor estimado de las reservas remanentes (ERR) para el yacimiento U inferior son de 449.27 Mbbl.

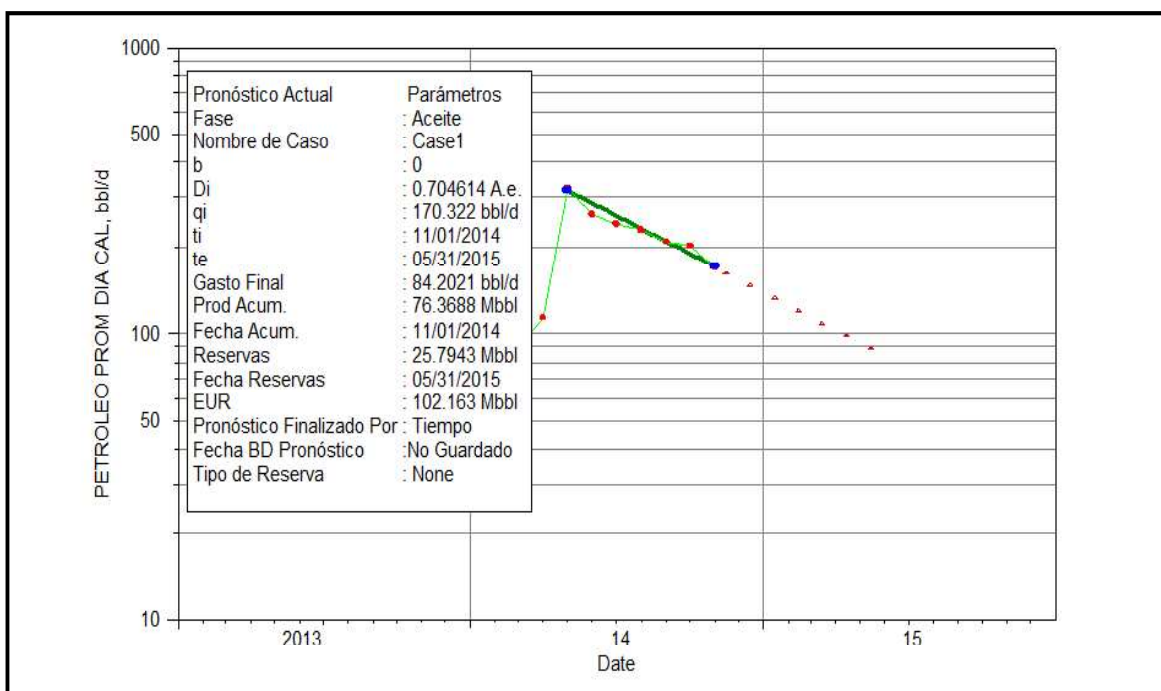


Figura 29. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

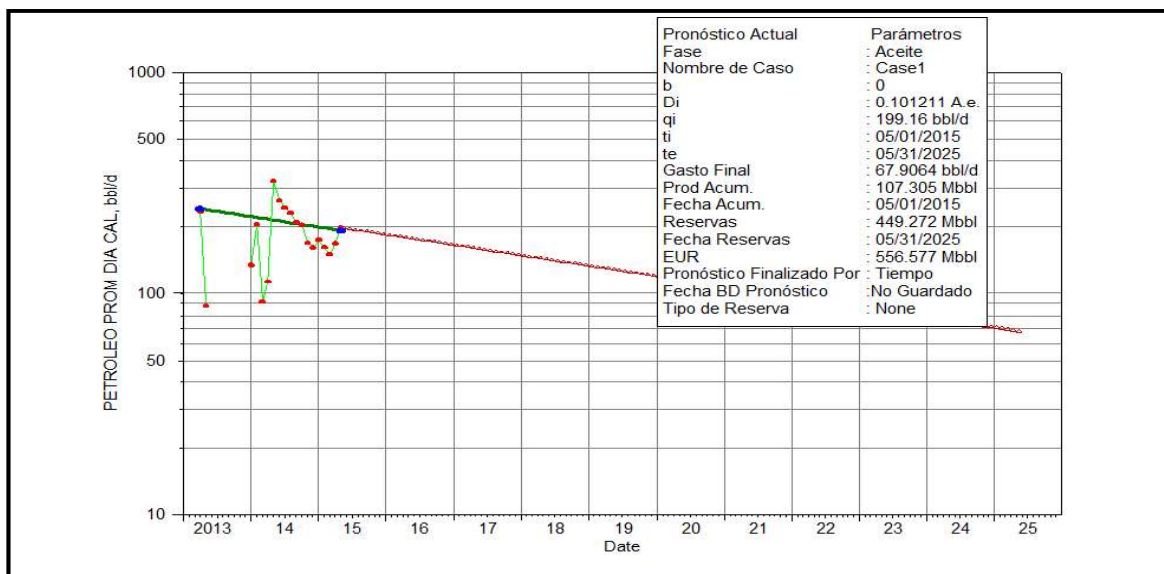


Figura 30. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.3 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.

El pozo SHSB-151UI forma parte del primer arreglo de pozos, este pozo comenzó a producir el 01 de diciembre de 2013 y alcanzó una producción de 943.24 BPPD, los datos obtenidos para este trabajo fueron hasta el 4 de Julio de 2018, fecha en la cual el pozo fue cerrado temporalmente para mantenimiento debido a su alto contenido de BSW que llegó a un 96%.

3.1.2.3.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

La figura 31 muestra la presión de entrada de la bomba, también presenta la producción promedio mensual de petróleo, agua y líquidos totales desde el inicio de producción del pozo SHSB-151UI hasta la fecha de cierre temporal.

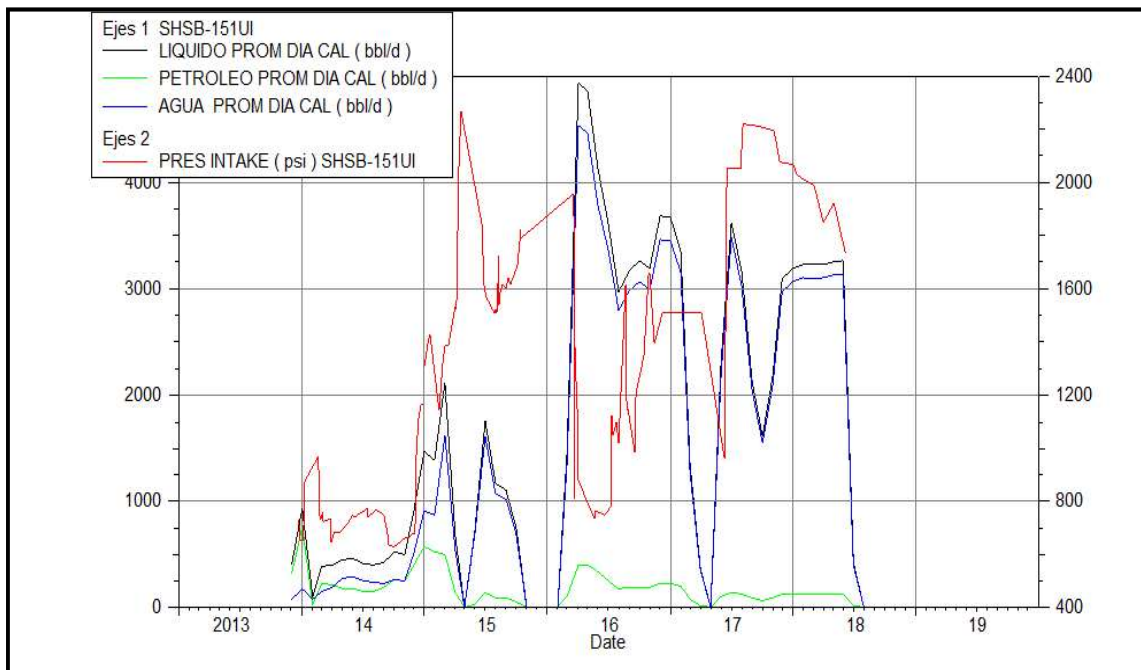


Figura 31. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-151UI
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.3.2 *Curvas de Chan*

En la figura 32 se muestra las gráficas de las Curvas de Chan del pozo SHSB-151UI, en las cuales se puede observar el efecto de la inyección de agua.

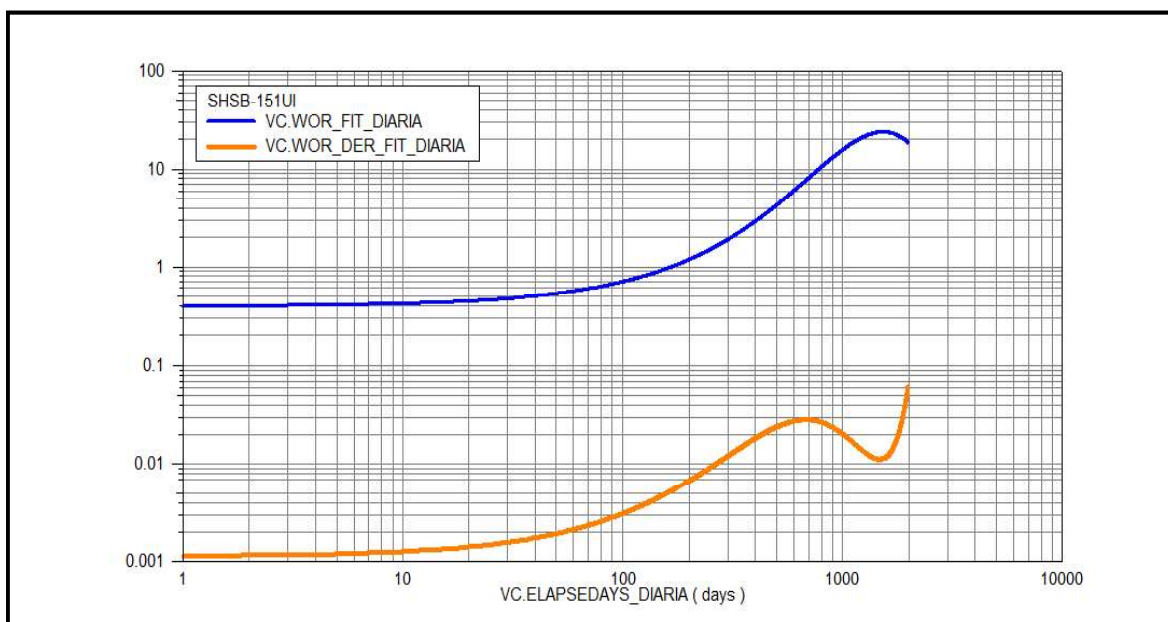


Figura 32. Curvas de Chan del pozo SHSB-151UI
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.3.3 Curvas de declinación

En las figuras 33 y 34 se presenta las curvas de declinación del pozo SHSB-151UI antes y después de implementada la inyección de agua en el campo Shushufindi-Aguarico, para describir de mejor manera la proyección y el cálculo de reservas remanentes se usa la curva de tipo exponencial, el análisis pre inyección se realiza hasta el 30 de Septiembre debido a que como se mencionó anteriormente este pozo forma parte de dos arreglos de pozos, y el 1 de Octubre de 2015 el pozo SHSB-0031UI inicio el proceso de inyección y podría influir en la valoración del arreglo de pozos analizado en esta sección.

El valor estimado de EUR que se puede leer en la gráfica del análisis antes de iniciada la inyección (figura 33) hasta el 30 de Septiembre de 2015 es de 130.7Mbbbl, un valor acumulado de 89.33Mbbbl y unas reservas remanentes de 41.37 Mbbbl.

En el análisis de declinación post inyección (figura 34) hasta el 30 de Septiembre de 2015 se tiene un acumulado de 164.86 Mbbbl, mientras que el valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) hasta el 30 de Septiembre de 2025 es de 261.22 Mbbbl y un estimado de 96.36 Mbbbl de reservas remanentes.

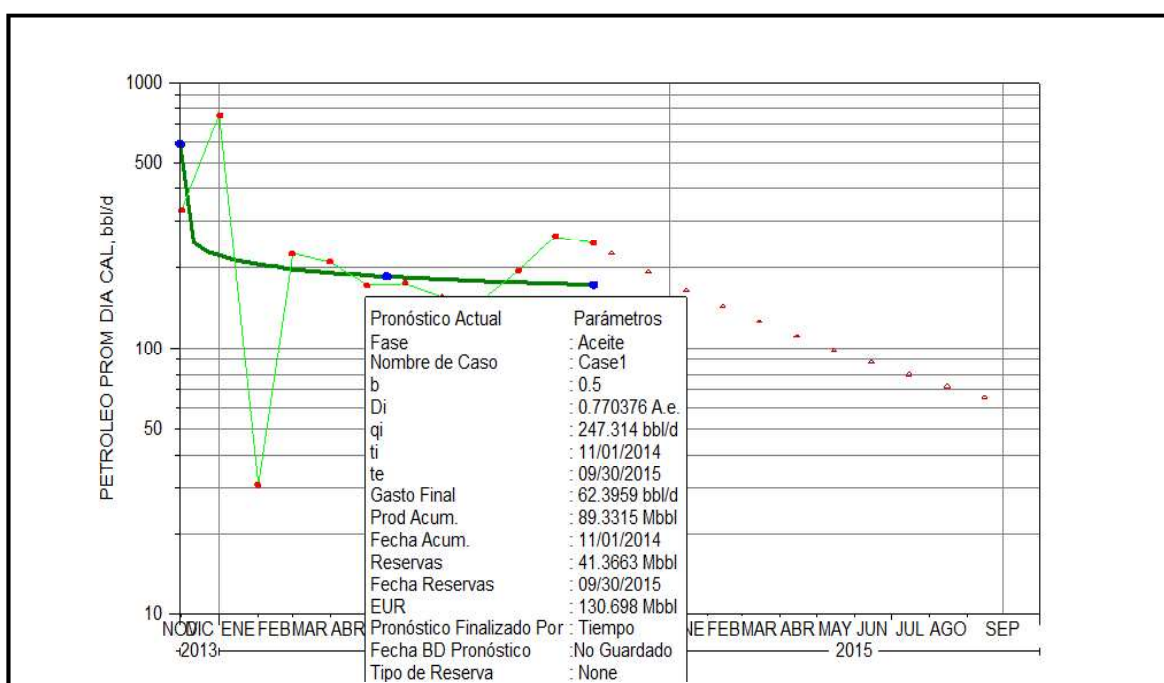


Figura 33. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

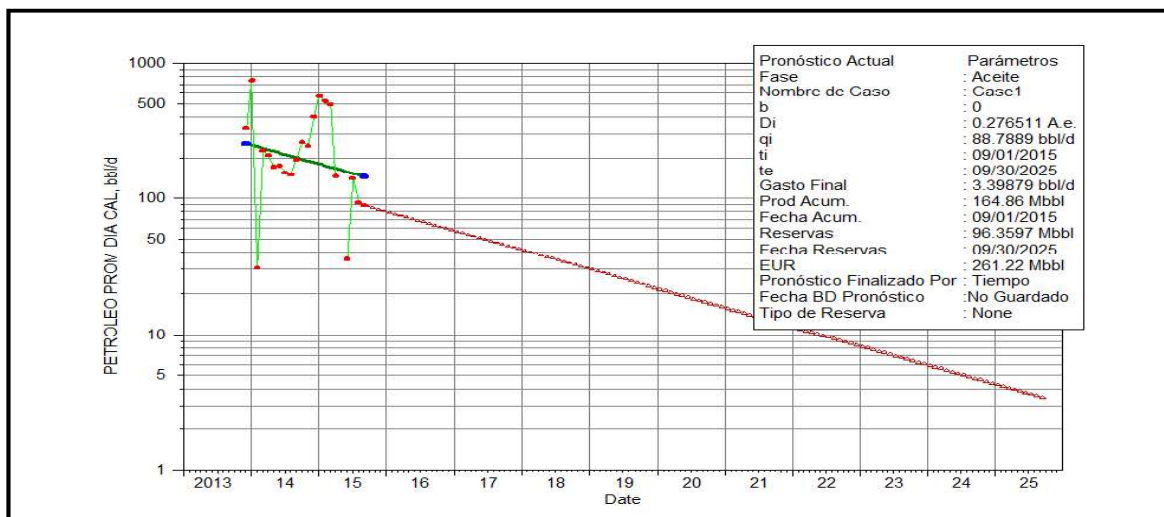


Figura 34. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.4 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSC-250US.

El pozo SHSC-250US perteneciente al arreglo número dos comenzó a producir el 5 de Abril de 2014 con una producción de petróleo inicial de 223.43 BPD y se obtuvo información para el presente trabajo hasta el 3 de Febrero de 2017, después de esta fecha el pozo fue cerrado temporalmente.

3.1.2.4.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

En la figura 35 se muestra la presión de entrada de la bomba, también el historial del promedio mensual de petróleo, agua y líquidos totales desde el inicio de producción en el pozo hasta la fecha en la que le pozo fue cerrado temporalmente.

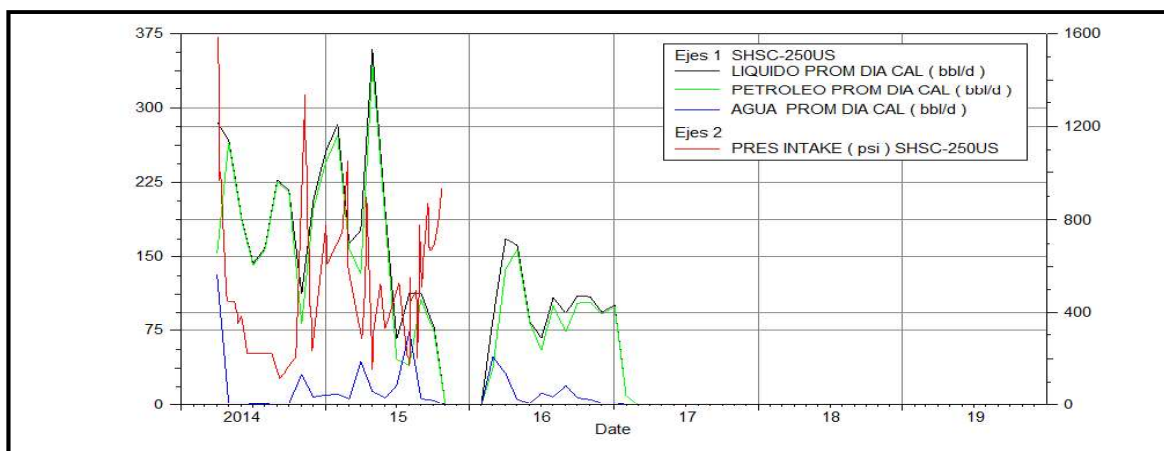


Figura 35. Historial de producción y PIP del pozo SHSC-250US

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.4.2 Curvas de Chan

En la figura 36 se muestra las Curvas de Chan del pozo SHSC-250US, en las cuales se puede analizar el efecto que la inyección de agua tuvo en dicho pozo.

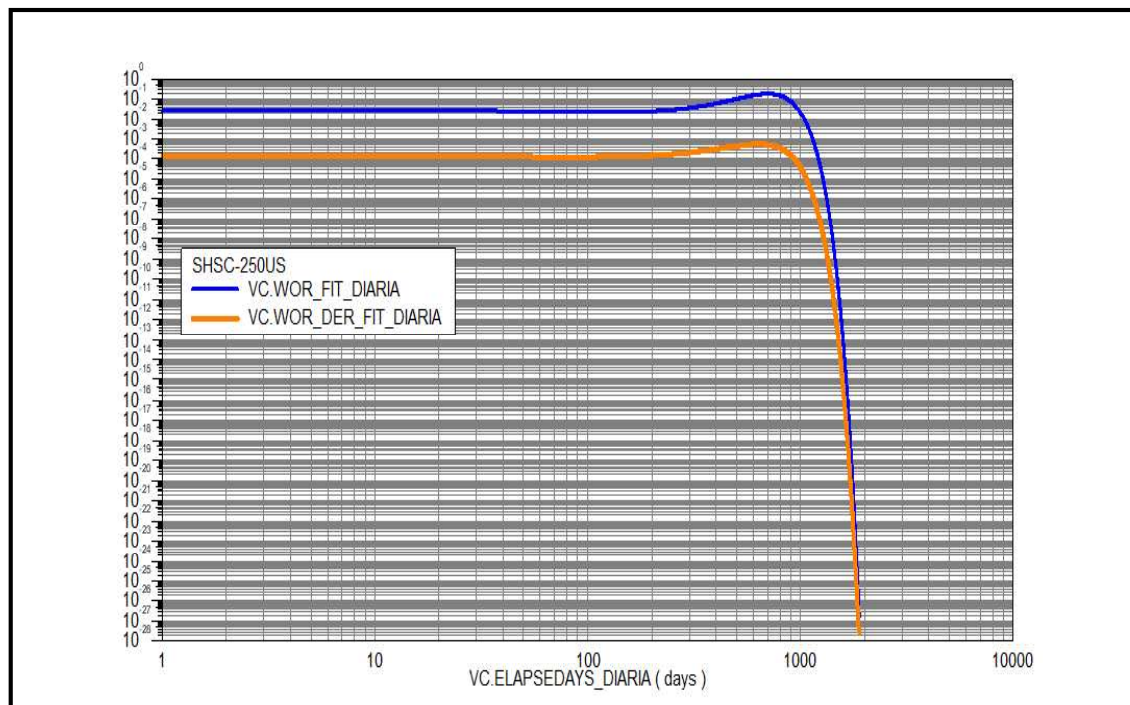


Figura 36. Curvas de Chan del pozo SHSC-250US

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.4.3 Curvas de declinación

La figura 37 y 38 muestran respectivamente las curvas de declinación del pozo pre y post inyección de agua, para realizar estas gráficas se usa el tipo curva de declinación exponencial, la cual es recomendada en casos de proyectos de inyección de agua o cuando existen acuíferos que inundan el yacimiento.

El análisis de pre inyección (figura 37) se realiza hasta el 31 de enero de 2017 ya que hasta esa fecha se tiene información del pozo, y nos muestra un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) de 128.13 Mbbl, un estimado de reservas remanentes igual a 54.18 Mbbl y un acumulado de 73.95 Mbbl.

El análisis post inyección del pozo (figura 38) nos da un valor de acumulado hasta el 31 de Enero de 2017 de 130.64 Mbbl; y hasta Febrero de 2027 un valor estimado de EUR igual a 200.05 Mbbl y un valor de ERR estimado igual a 72.76 Mbbl.

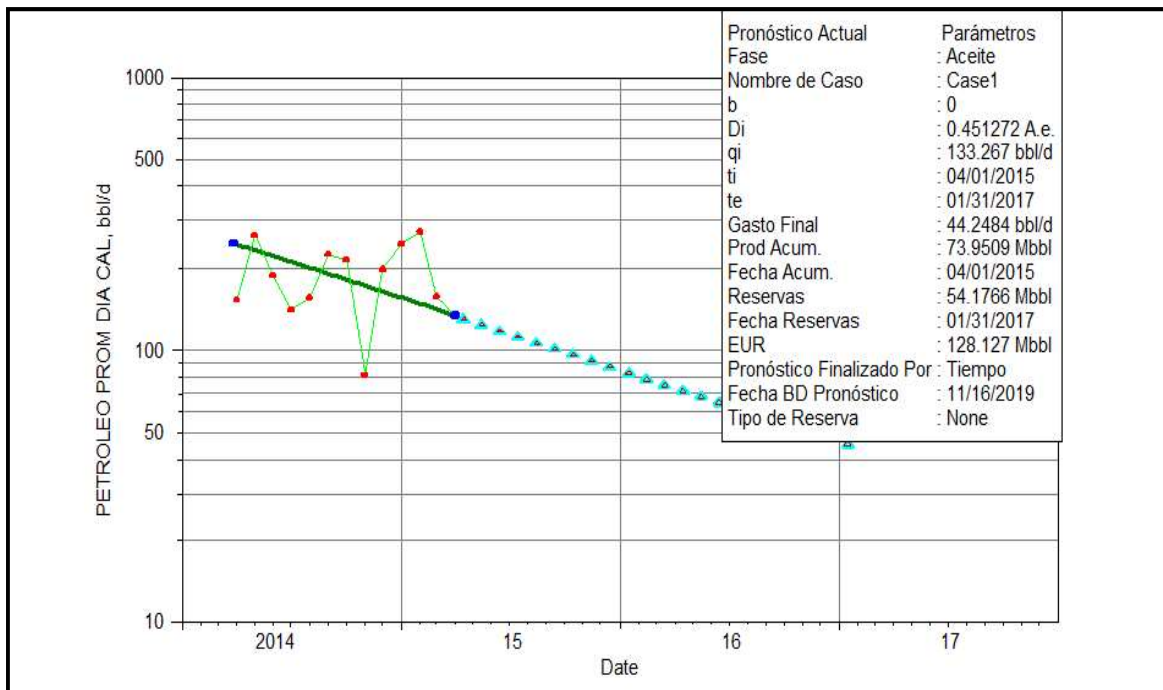


Figura 37. Curvas de declinación del pozo SHSC-250US pre inyección
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

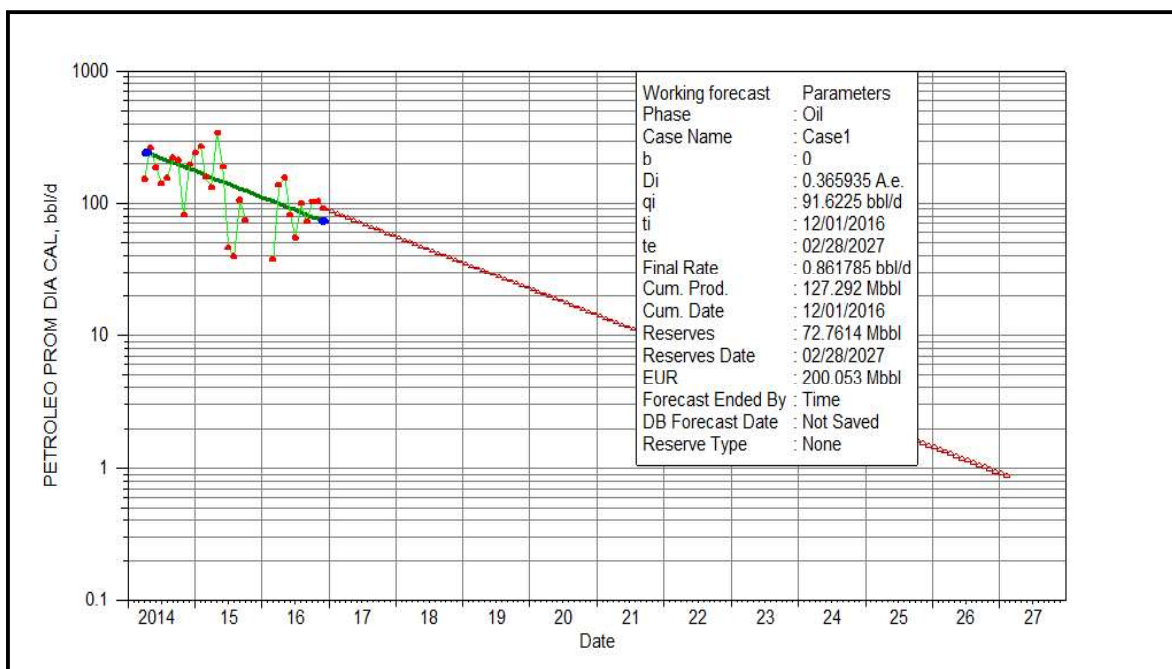


Figura 38. Curvas de declinación del pozo SHSC-250US post inyección
Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).
Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.5 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHS-053UI.

El pozo SHSB-150UI el cual forma parte del segundo arreglo de pozos inicio su producción el 01 de Enero de 2013 con una producción de petróleo inicial de 163.98 BPD y se mantiene produciendo hasta la fecha, por lo tanto, para el presente trabajo se usa la información solo hasta el 31 de Mayo de 2019.

3.1.2.5.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

Se muestra en la figura 39 la presión de entrada de la bomba y también el historial promedio mensual de producción de agua y petróleo del pozo hasta el 31 de Mayo de 2019.

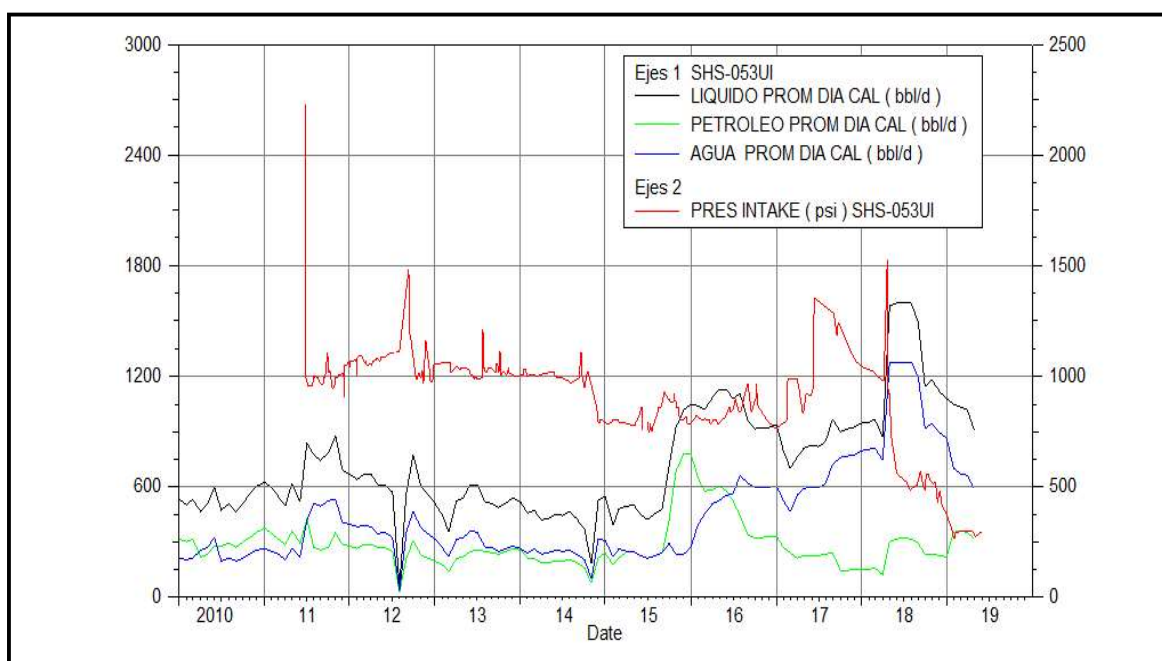


Figura 39. Historial de producción y PIP del pozo SHS-053UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.5.2 *Curvas de Chan*

La figura 40 muestra las Curvas de Chan del pozo SHS-053UI, en las cuales se puede analizar el efecto de la inyección de agua.

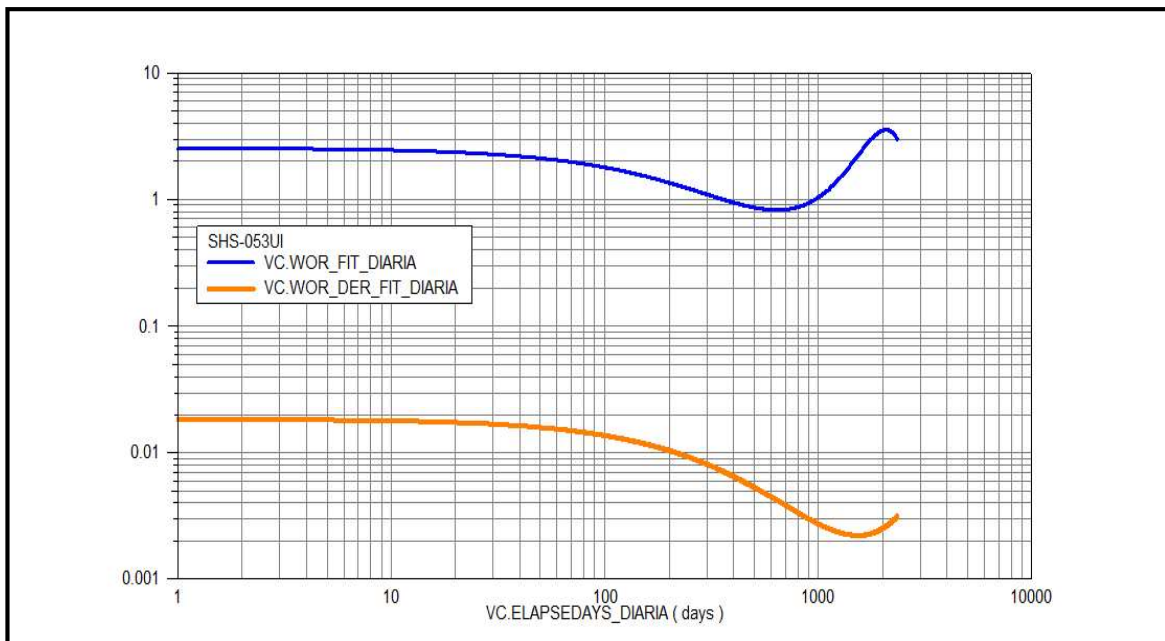


Figura 40. Curvas de Chan del pozo SHS-053UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.5.3 *Curvas de declinación*

En las figuras 41 y 42 se presenta las curvas de declinación del pozo SHS-053UI pre y post inyección, para realizarla se usa el tipo de curva de declinación exponencial ya que es el más adecuado para el análisis de proyectos de inyección.

El pronóstico pre inyección (figura 41) se realiza hasta el 31 de Mayo de 2019 y alcanza un estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) de 9176.24 Mbbl, un acumulado hasta mayo de 2015 de 8821.51 Mbbl, con un estimado de reservas remanentes iguales a 354.72 Mbbl.

En el análisis de declinación post inyección (figura 42) se obtiene un valor de acumulado de petróleo hasta el 31 de Mayo de 2019 igual a 9304.84 Mbbl, y al 31 de mayo de 2029 se tiene un estimado de reservas remanentes (ERR) igual a 1032.36 Mbbl y con una estimación de reservas recuperables de petróleo (EUR) con un valor de 10337.2 Mbbl.

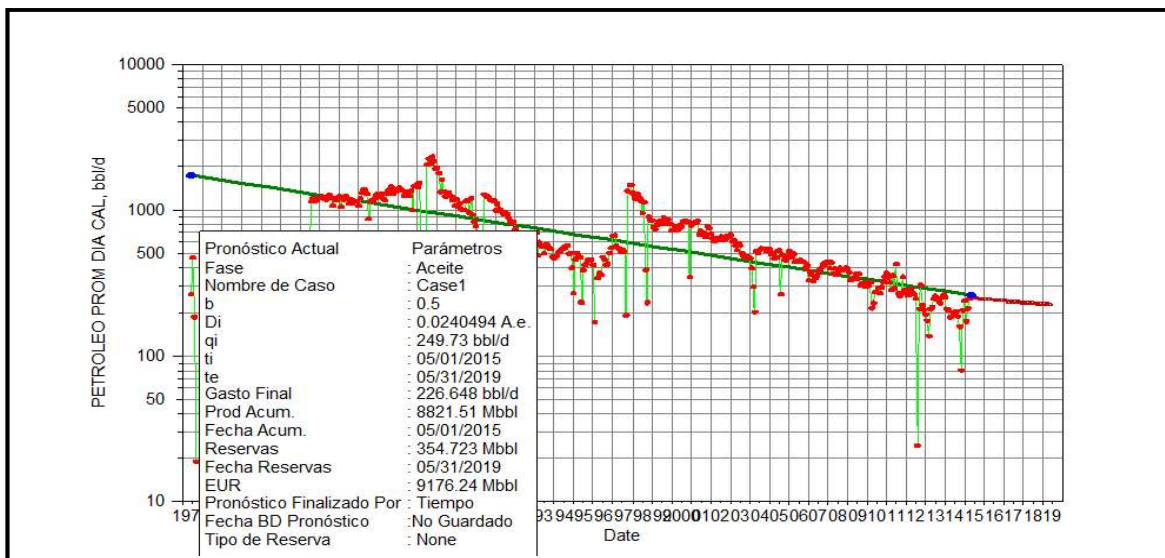


Figura 41. Curvas de declinación del pozo SHS-053UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

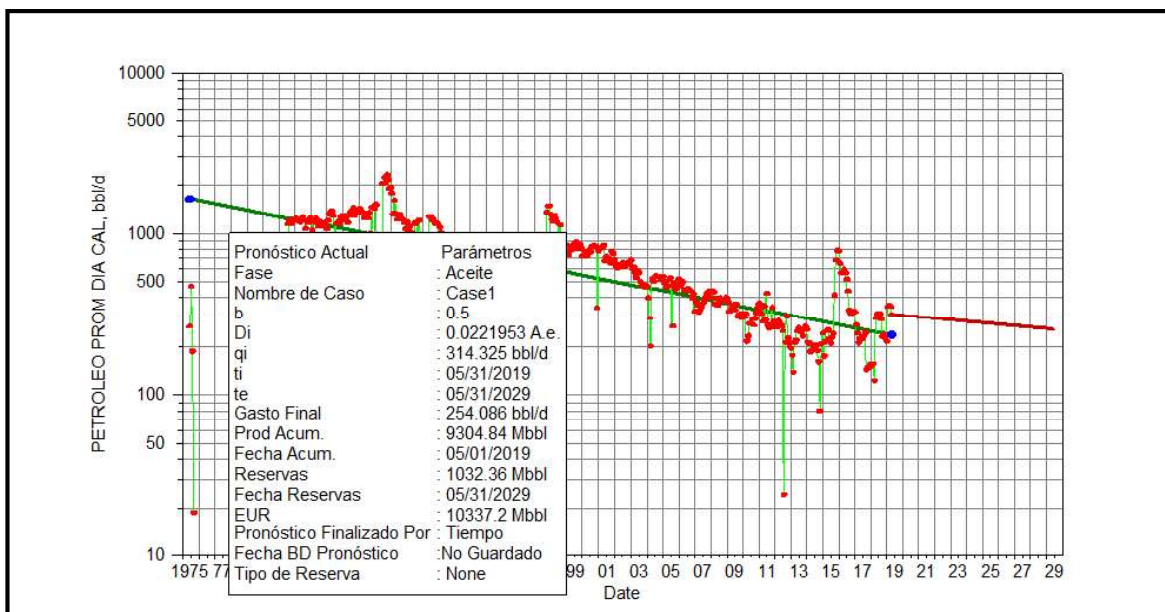


Figura 42. Curvas de declinación del pozo SHS-053UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.6 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.

El pozo SHSB-150UI pertenece al arreglo de pozos número uno y número dos, por ello en esta sección se muestra sus curvas de declinación y no se presenta su historial de producción y curvas de Chan ya que se los muestra en la sección 3.1.2.1 y figuras 23, 24 respectivamente.

3.1.2.6.1 Curvas de declinación

Las figuras 43 y 44 muestran las curvas de declinación del pozo SHSB-150UI antes y después de la inyección respectivamente, debido a que este pozo forma parte de dos arreglos la curva de declinación pre inyección se realiza hasta la fecha de inicio de inyección del pozo SHSC-247UI y la curva de declinación post inyección hasta fecha que se obtuvo datos para el estudio; para el desarrollo se usa curvas de tipo exponencial debido a que estas se acoplan mejor a la predicción del yacimiento.

En el pronóstico pre inyección realizado en la figura 43 se observa un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) igual a 596.66 Mbbl, un estimado de reservas de 282.68 Mbbl hasta el 31 de mayo de 2019 y un valor acumulado hasta el 01 de mayo de 2015 de 313.98 Mbbl.

En el análisis post inyección de la figura 44 hasta el 31 de Mayo de 2019 se tiene un acumulado de 544.558 Mbbl y en la proyección hasta el 31 de Mayo de 2029 se estiman reservas recuperables de petróleo (EUR) de 754.03 Mbbl y reservas remanentes iguales a 209.47 Mbbl.

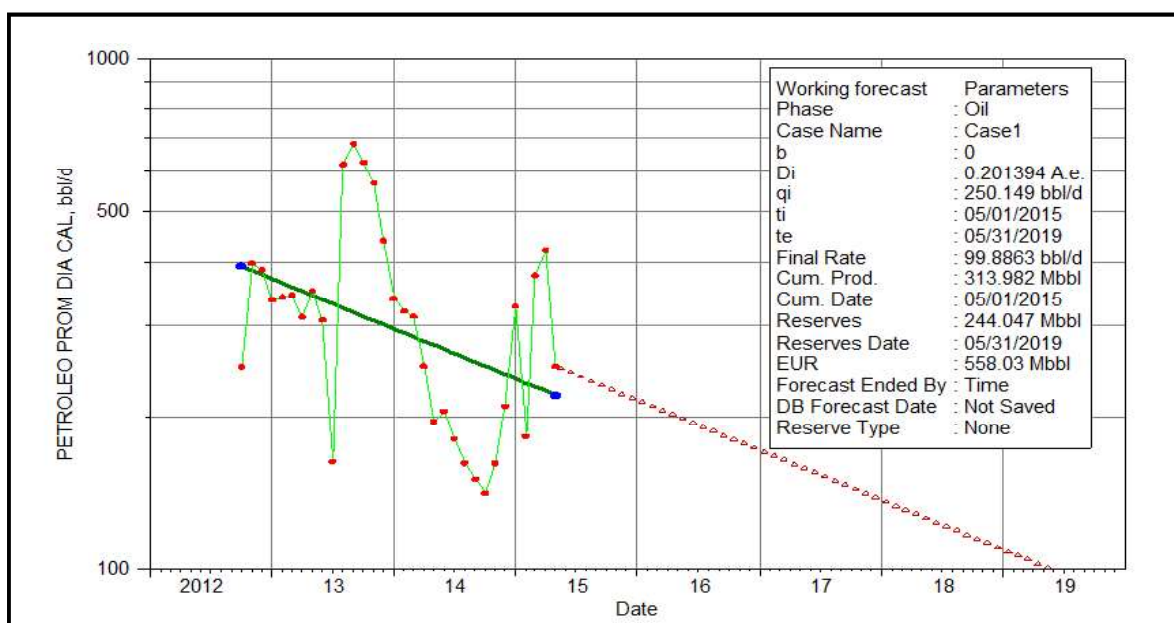


Figura 43. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

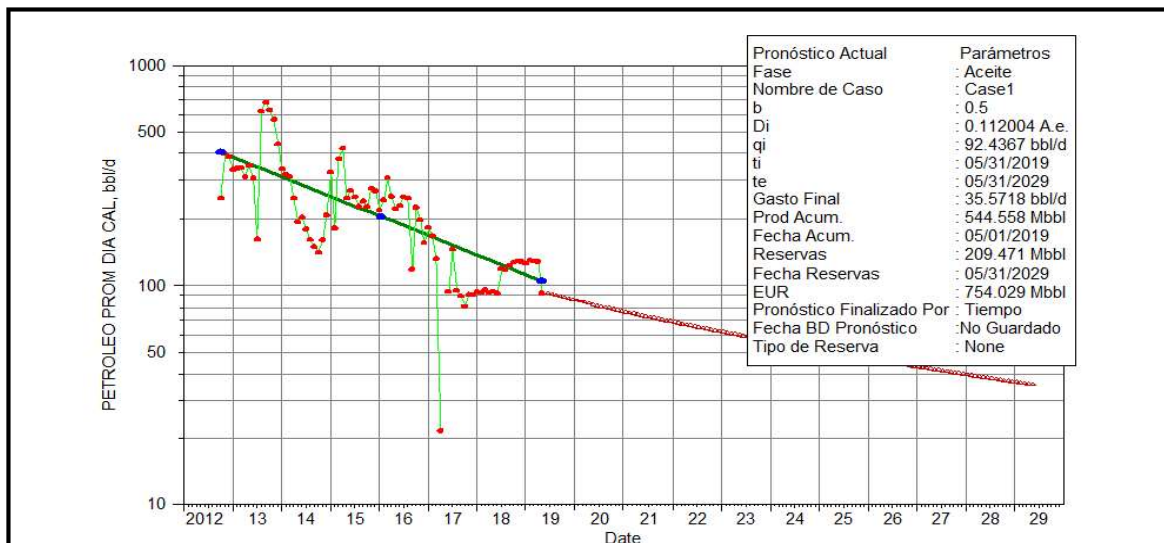


Figura 44. Curvas de declinación del pozo SHSB-150UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.7 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.

El pozo SHSB-136UI pertenece al arreglo de pozos número uno y número dos, por ello en esta sección solo se muestra sus curvas de declinación y no se presenta el historial de producción y curvas de Chan para este pozo ya que se los muestra en la sección 3.1.2.2 y figuras 27 y 28 respectivamente.

3.1.2.7.1 *Curvas de declinación*

Las figuras 45 y 46 muestran las curvas de declinación del pozo SHSB-136UI antes y después de la inyección respectivamente y para graficarlas se usa curva de tipo exponencial ya que en casos de inyección es el modelo que mejor lo representa. Debido a que este pozo forma parte de dos arreglos la curva de declinación pre inyección se realiza hasta la fecha de inicio de inyección del pozo SHSC-247UI y la curva de declinación post inyección hasta fecha que se tiene datos para el estudio.

En el análisis de pre inyección se tiene un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) igual a 369.22 Mbbl y un estimado de reservas remanentes con valor de 261.91 Mbbl hasta el 31 de mayo de 2019 y un acumulado igual a 107.31 Mbbl hasta el 01 de mayo de 2015; para el caso de post inyección se observa hasta el 31 de mayo de 2019 un acumulado igual a 240.05 Mbbl, también para el 31 de mayo de 2029 se estima 541.58 Mbbl de reservas de petróleo recuperables y un estimado de reservas remanentes iguales a 301.53 Mbbl.

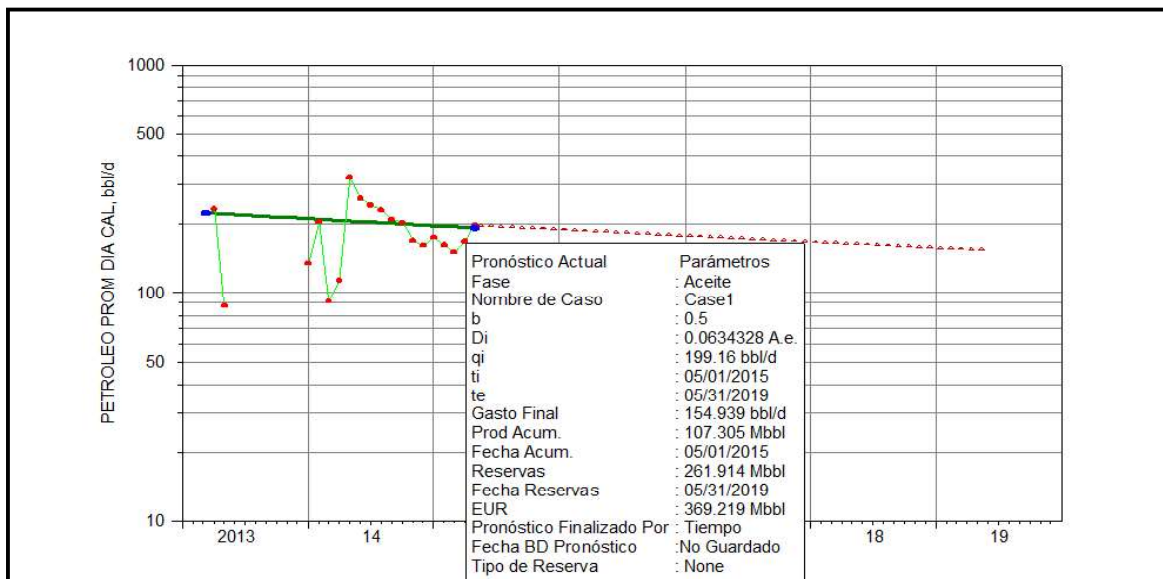


Figura 45. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

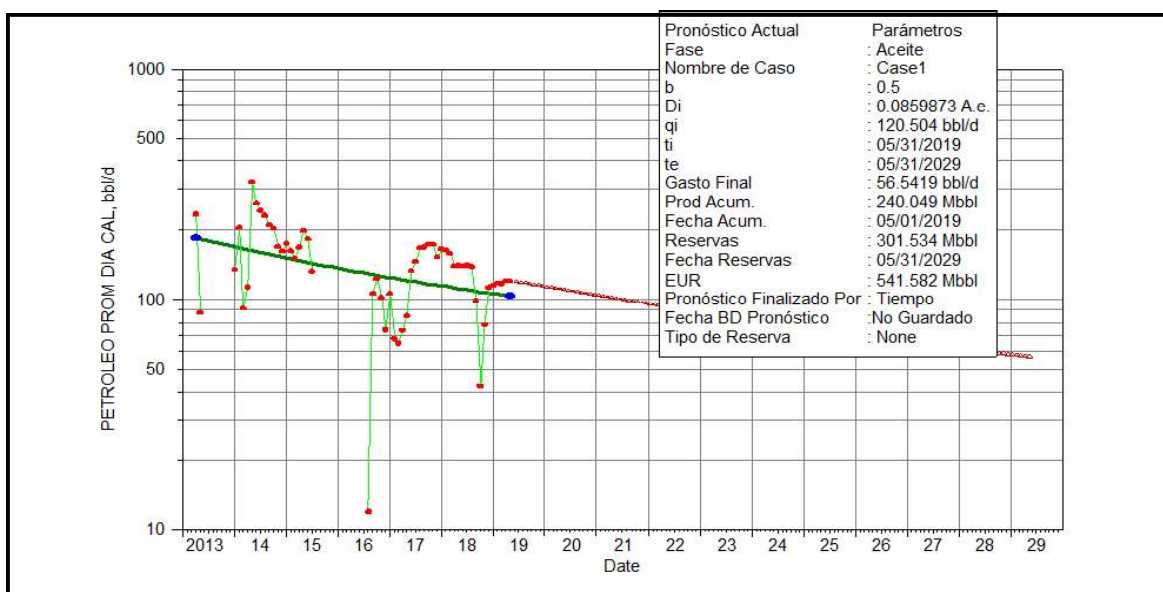


Figura 46. Curvas de declinación del pozo SHSB-136UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.8 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.

El pozo SHSB-151UI pertenece al arreglo de pozos número uno y número tres, por ello en esta sección únicamente se presentan sus curvas de declinación y no se muestra el historial de producción y curvas de Chan ya que están expuestos en la sección 3.1.2.3 y figuras 31 y 32 respectivamente.

3.1.2.8.1 Curvas de declinación

Las figuras 47 y 48 muestran las curvas de declinación del pozo SHSB-151UI antes y después de la inyección respectivamente, el pozo SHSB-151UI forma parte de dos arreglos y por ello la curva de declinación pre inyección se realiza hasta la fecha de inicio de inyección del pozo SHSB-003IUI y la curva de declinación post inyección hasta fecha que el pozo se cerró temporalmente.

El análisis de pre inyección como se muestra en la figura 47 se realiza hasta el 30 de Junio de 2018 ya que hasta esa fecha se tiene información del pozo, y nos muestra un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) de 232.47 Mbbl y un estimado de reservas remanentes (ERR) hasta la misma fecha igual a 67.61 Mbbl, se observa también que se tiene un acumulado de 164.86 Mbbl hasta el 01 de Septiembre de 2015.

El análisis post inyección del pozo el cual se muestra en la figura 48 nos da un valor de acumulado hasta el 30 de Junio de 2018 igual a 304.24 Mbbl; y con la proyección se obtiene hasta el 31 de Julio de 2028 un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) igual a 510.08 Mbbl.

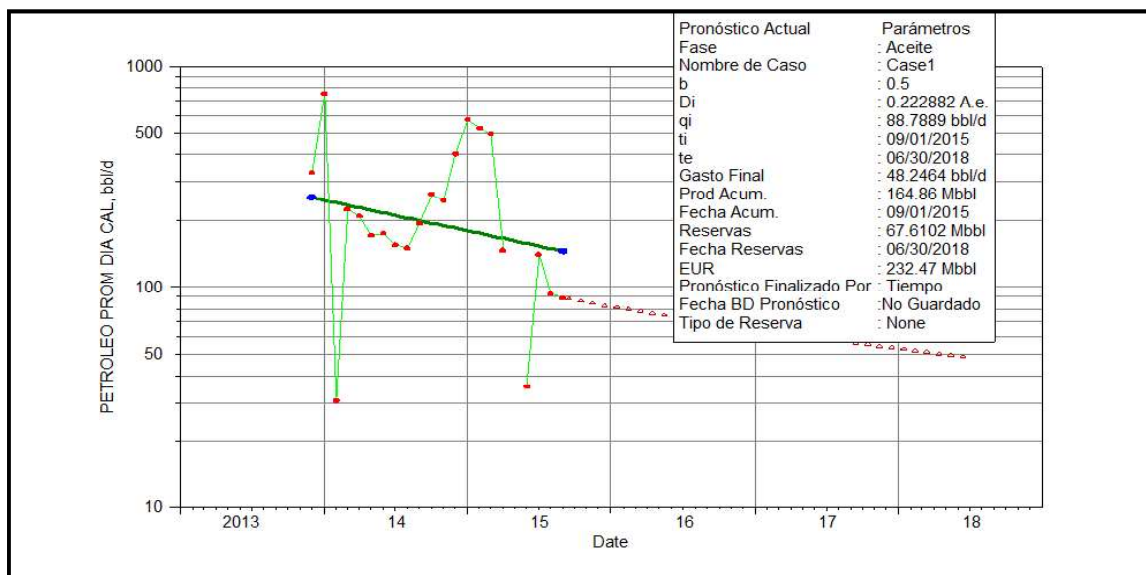


Figura 47. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

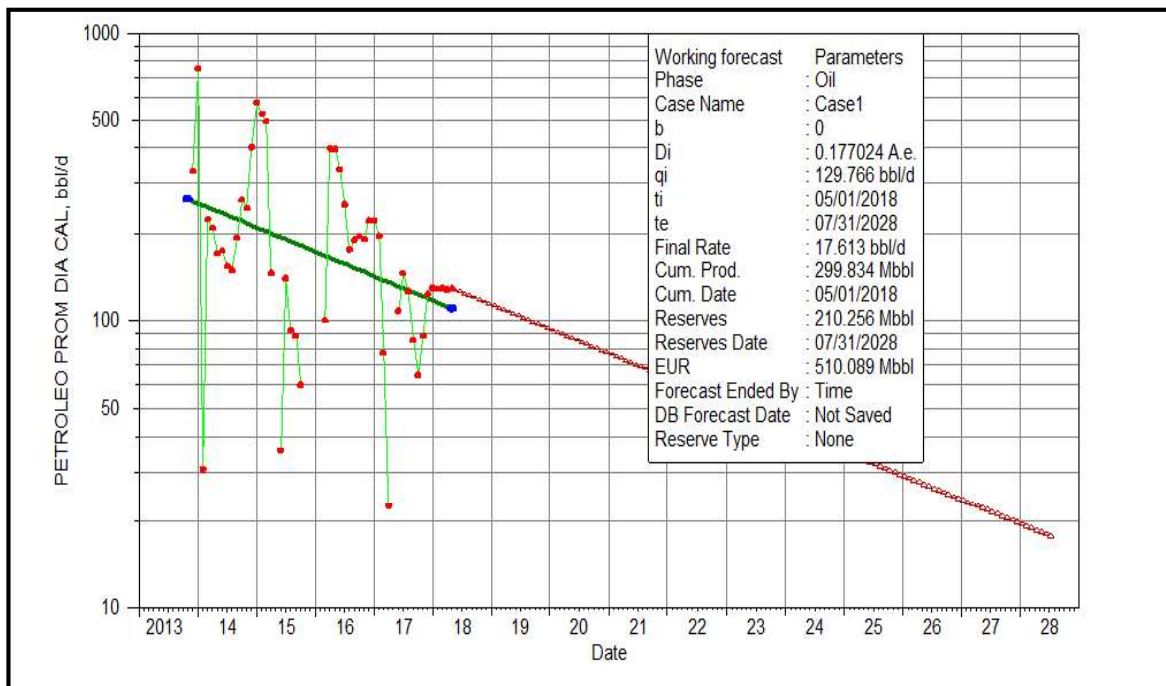


Figura 48. Curvas de declinación del pozo SHSB-151UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.9 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHS-086UI.

El pozo SHS-086UI perteneciente al arreglo número dos comenzó a producir el 1 de Julio de 1994 con una producción de petróleo inicial de 140.16 BPD, el pozo tuvo un cierre el 1 de Marzo de 1999 y se lo volvió a poner operativo el 1 de Enero de 2005 teniendo en esa fecha una producción de 288.80 BPD, se obtuvo información para el presente trabajo hasta el 5 de Noviembre de 2018, después de esta fecha el pozo fue cerrado temporalmente y a la fecha de cierre el pozo alcanzo un porcentaje de BSW igual al 98.99%.

3.1.2.9.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

La figura 49 muestra la presión de entrada de la bomba, también presenta la producción promedio mensual de petróleo, agua y líquidos totales desde el inicio de producción del pozo SHS-086UI hasta la fecha de cierre temporal del mismo.

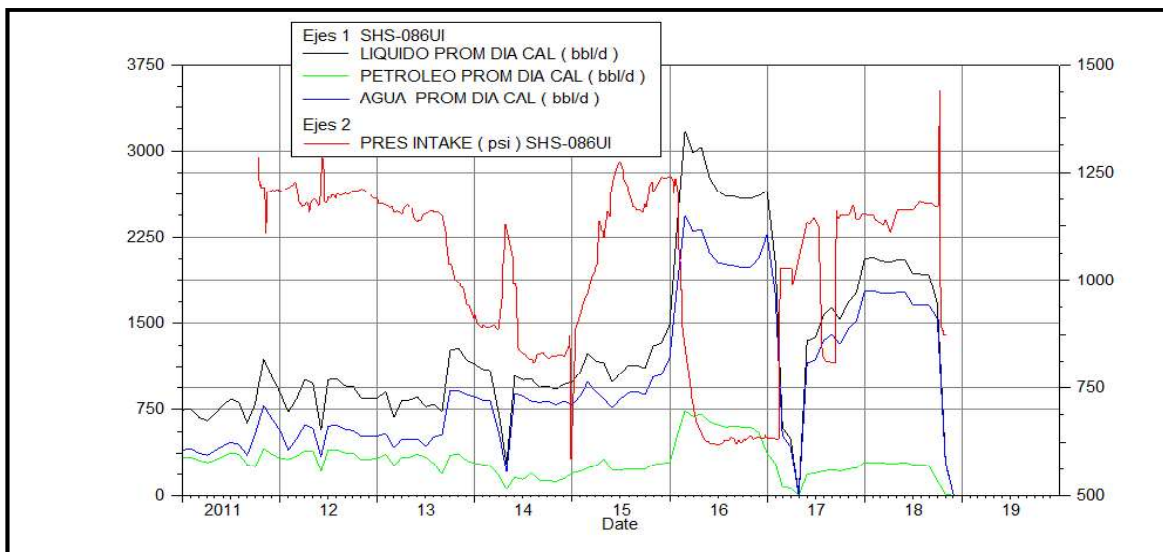


Figura 49. Historial de producción y PIP del pozo SHS-086UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.9.2 Curvas de Chan

En la figura 50 se muestra la curva de Chan del pozo SHS-086UI, las cuales se usan para analizar el efecto de la inyección de agua en el pozo productor.

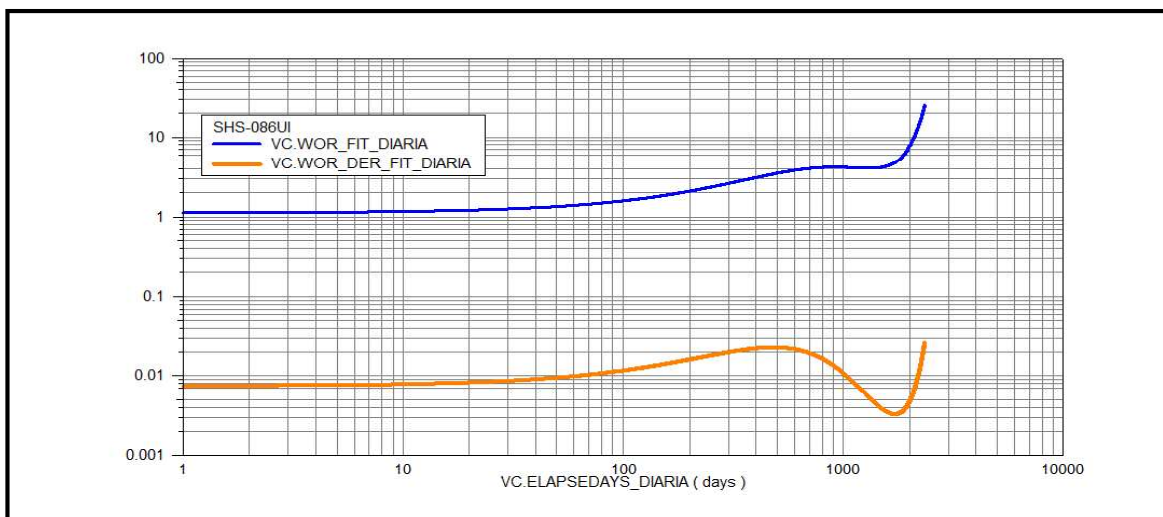


Figura 50. Curvas de Chan del pozo SHS-086UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.9.3 Curvas de declinación

En las figuras 51 y 52 se muestran las curvas de declinación del pozo SHS-086UI antes y después de la inyección respectivamente, para realizar estas curvas se usa el tipo exponencial para describir mejor el comportamiento de producción.

En la curva de declinación pre inyección se tiene un valor estimado de EUR igual a 2094.14 Mbbl hasta el 31 de octubre de 2018 y un ERR estimado igual a 255.51 Mbbl, hasta 1 de septiembre de 2015 un acumulado promedio igual a 1838.62 Mbbl.

Para la curva de declinación post inyección se tiene un acumulado igual a 2233.44 Mbbl hasta el 31 de octubre de 2018, en esta misma grafica se tiene un valor estimado de reservas recuperables de petróleo y reservas remanentes iguales a 2260.96 Mbbl y 27.52 Mbbl respectivamente.

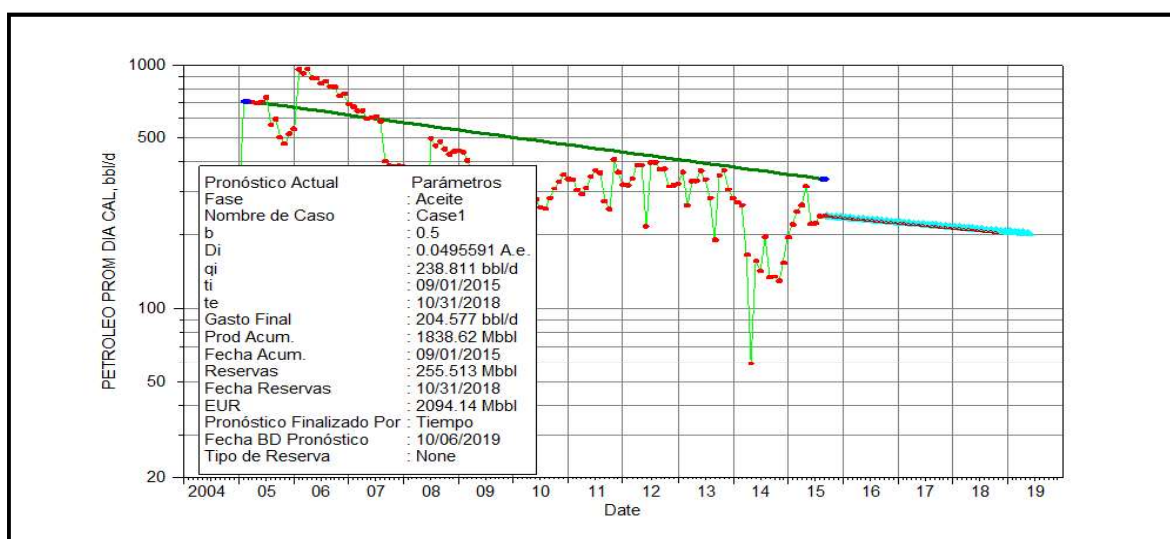


Figura 51. Curvas de declinación del pozo SHS-086UI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

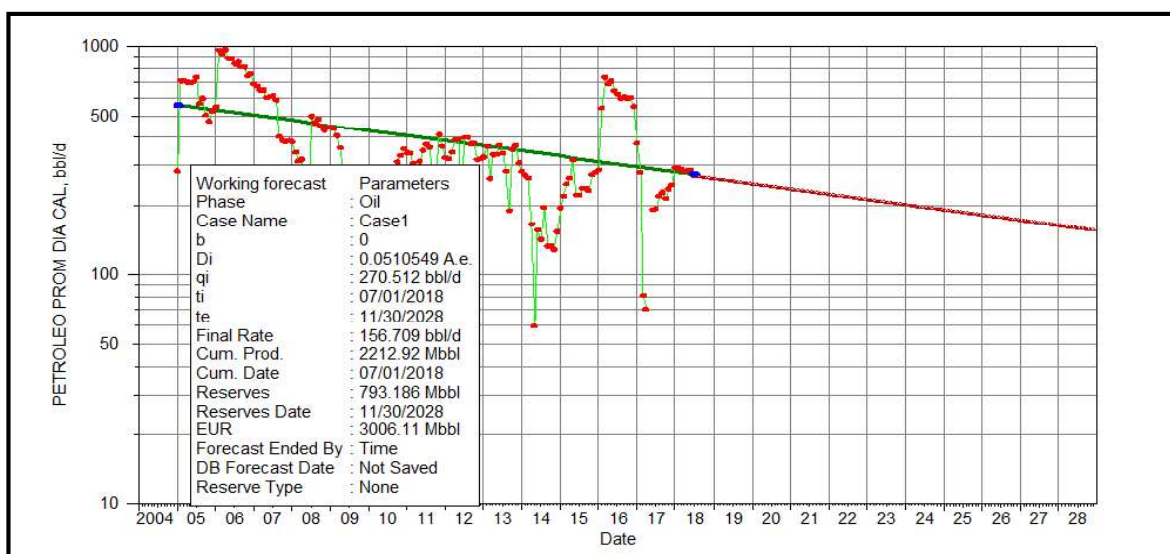


Figura 52. Curvas de declinación del pozo SHS-086UI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.10 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-135TI.

El pozo SHS-086UI perteneciente al arreglo número dos comenzó a producir el 1 de diciembre de 2012 con una producción promedio inicial de petróleo de 692.214 BPD y se obtuvo información para el presente trabajo hasta el 31 de mayo de 2019.

3.1.2.10.1 *Historial de producción y presión de entrada de la bomba*

En la figura 53 se puede observar la presión de entrada de la bomba, también la producción promedio mensual de petróleo, agua y líquidos totales desde el inicio de producción del pozo SHSB-135TI hasta el mes de mayo de 2019.

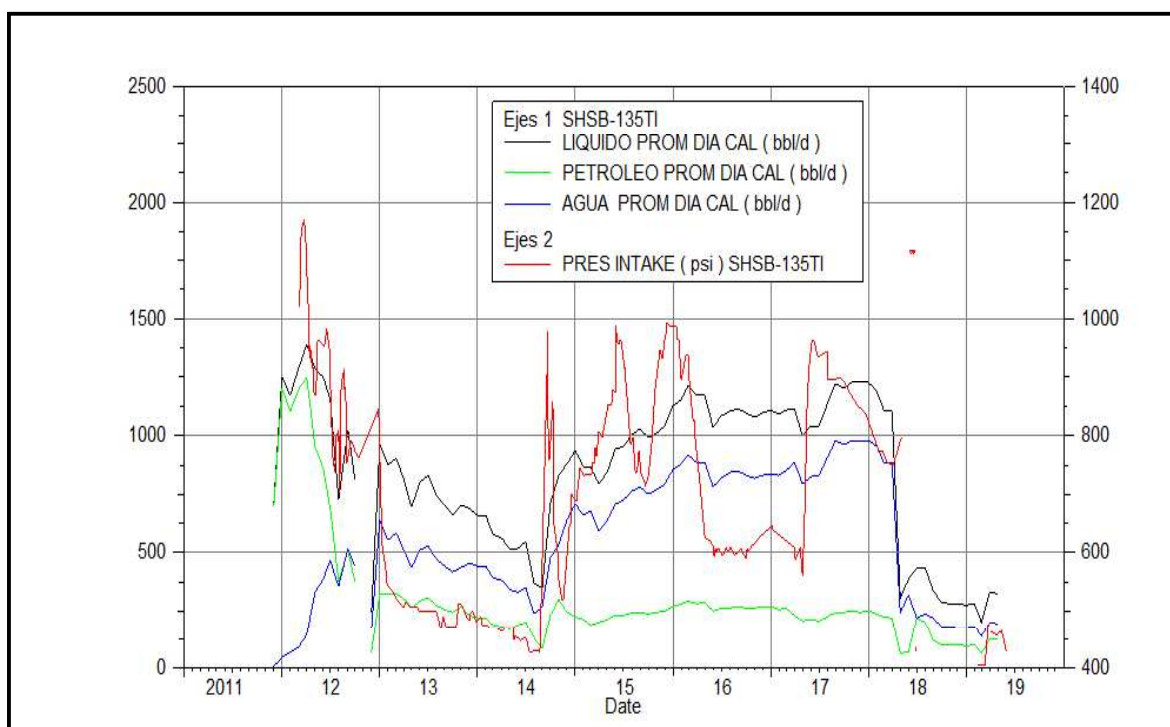


Figura 53. Historial de producción y PIP del pozo SHSB-135TI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.10.2 *Curvas de Chan*

En la figura 54 se observa las curvas de Chan que son necesarias para el análisis del efecto de inyección de agua en el pozo.

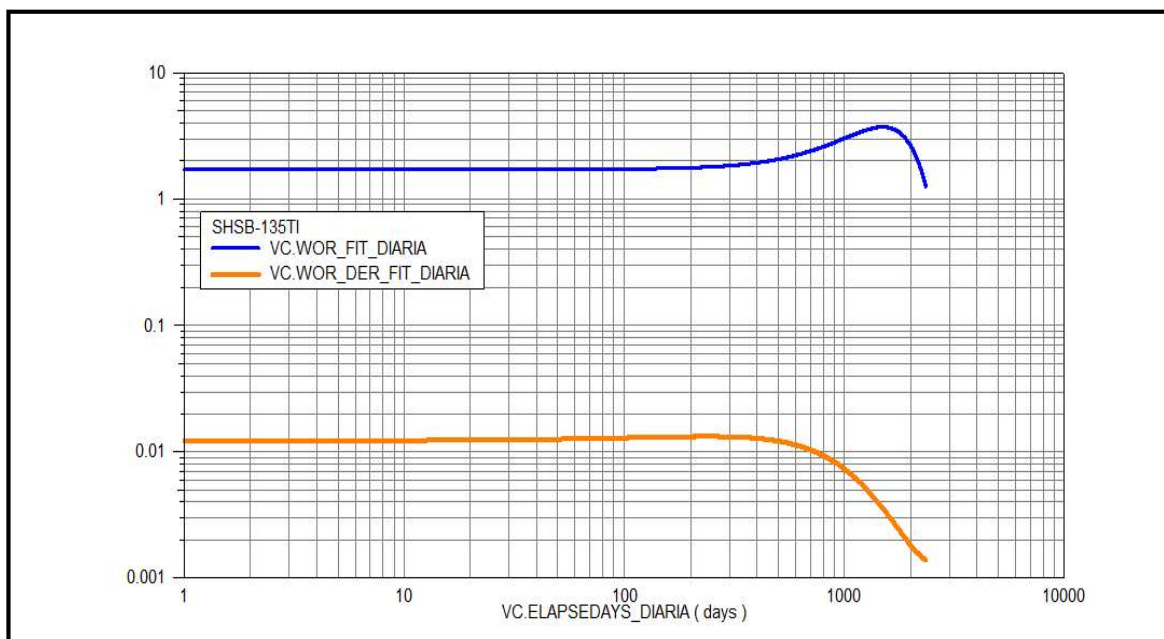


Figura 54. Curvas de Chan del pozo SHSB-135TI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.2.10.3 Curvas de declinación

En las figuras 55 y 56 se puede observar las curvas de declinación antes y después de la inyección respectivamente y se usa el método de curva exponencial para describir mejor el comportamiento de la producción.

En la gráfica de la curva de declinación pre inyección se tiene un valor estimado de reservas recuperables de petróleo (EUR) hasta el 31 de mayo de 2019 igual a 711.38 Mbbl y un estimado de reservas remanentes (ERR) igual a 194.49 Mbbl, el acumulado en esta gráfica a la fecha del inicio de inyección del pozo SHSB-003IUI es de 516.89 Mbbl.

En el caso de la gráfica de la curva de declinación post inyección se tiene un valor acumulado hasta el 31 de mayo de 2019 igual a 798.18 Mbbl y también un estimado de reservas de petróleo recuperables y reservas remanentes hasta el 31 de mayo de 2019 iguales a 1010.18 Mbbl y 212.01 Mbbl respectivamente.

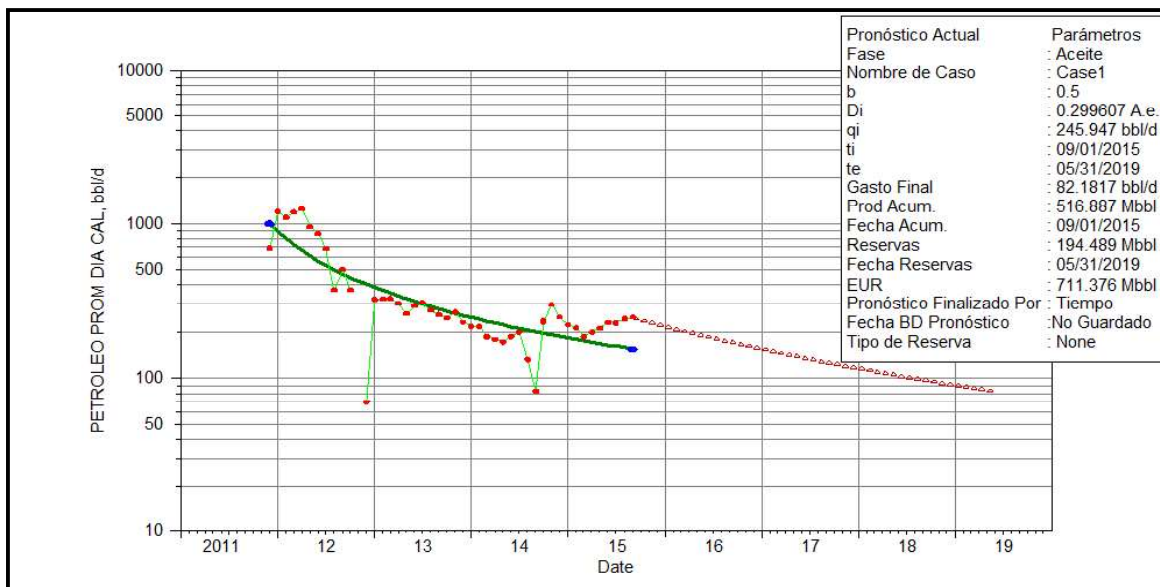


Figura 55. Curvas de declinación del pozo SHSB-135TI pre inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

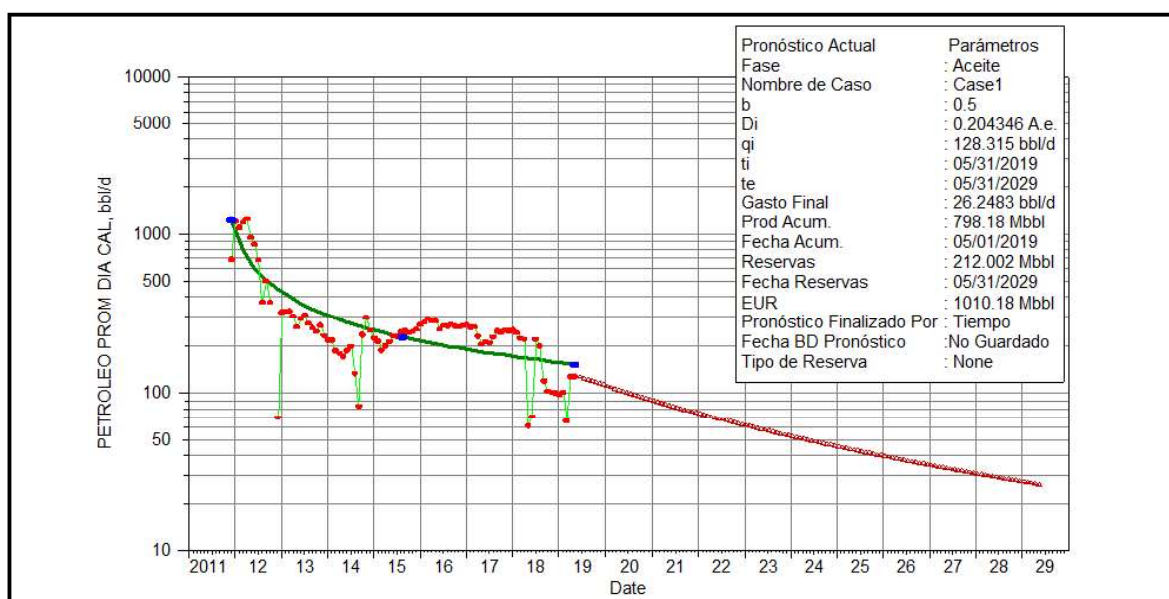


Figura 56. Curvas de declinación del pozo SHSB-135TI post inyección

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3 ESTIMACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE Y LA VARIACIÓN DE PRESIÓN POR EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

Como se menciona en el marco teórico uno de los objetivos de los procesos de recuperación secundaria es mantener o en algunos casos incrementar la presión del reservorio.

3.1.3.1 Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-150UI

Los valores calculados de Pwf son ubicados en el anexo 15, y con estos datos se realiza la figura 57, esta figura muestra en el eje “x” la fecha de los datos y en el eje “y” la presión de fondo fluyente. Dentro de la gráfica las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos inyectores SHSB-244UI, SHSC-247UI Y SHSB-003UI respectivamente.

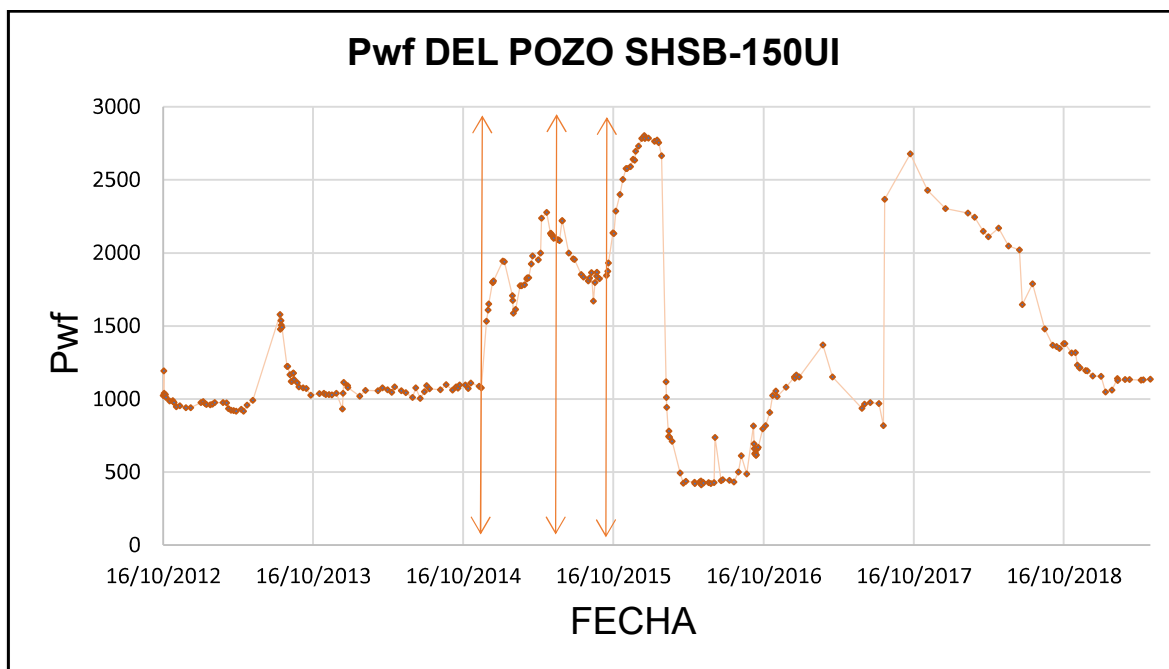


Figura 57. Pwf calculada del pozo SHSB-150UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.2 Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-136UI

La presión de fondo fluyente del pozo SHSB-136UI se muestra en la figura 58, para realizar esta gráfica se usan los datos del anexo 16 y los datos necesarios para el cálculo están ubicados en el anexo 9. Dentro de la figura 58 las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos SHSB-244UI, SHSC-247UI Y SHSB-003UI respectivamente. La profundidad de la arena es de 9594ft.

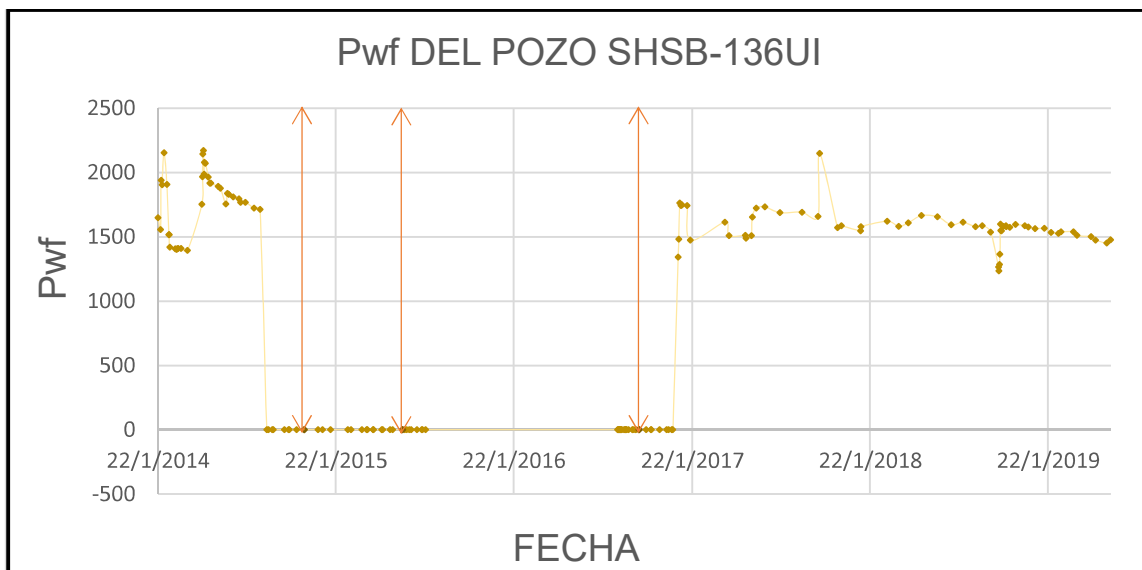


Figura 58. Pwf calculada del pozo SHSB-136UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.3 Presión de fondo fluente del pozo SHSB-151UI

En la figura 59 se observa la gráfica de presión de fondo fluente, Pwf vs la fecha a la cual se calcula esta presión, los datos para el cálculo de Pwf se encuentran en el anexo 10 y los valores calculados se encuentran en el anexo 17. La profundidad de la arena es de 9625 ft. En la figura las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos inyectoros SHSB-244IUI, SHSC-247IUI Y SHSB-003IUI.

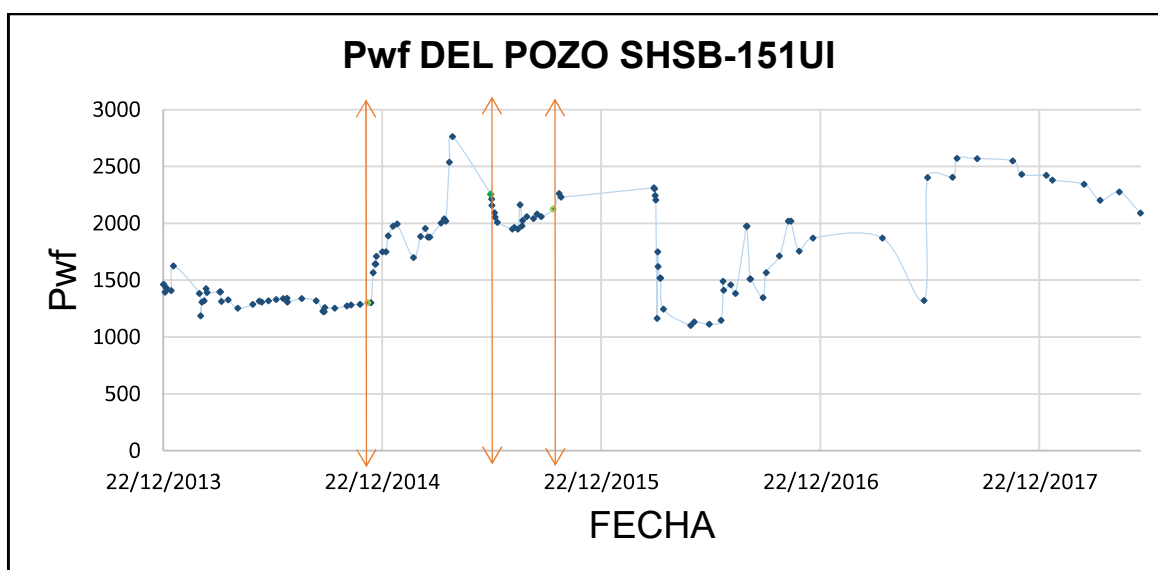


Figura 59. Pwf calculada del pozo SHSB-151UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.4 Presión de fondo fluyente del pozo SHSC-250US

Para el cálculo de la presión de fondo fluyente del pozo SHSC-250US se usa los valores del anexo 11, y los resultados se ubican en el anexo 18 con los cuales se realiza la figura 60 que muestra Pwf vs Fecha. La profundidad de la arena es de 9338 ft.

Dentro de la gráfica las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos inyectoros SHSB-244IUI, SHSC-247IUI Y SHSB-003IUI respectivamente.

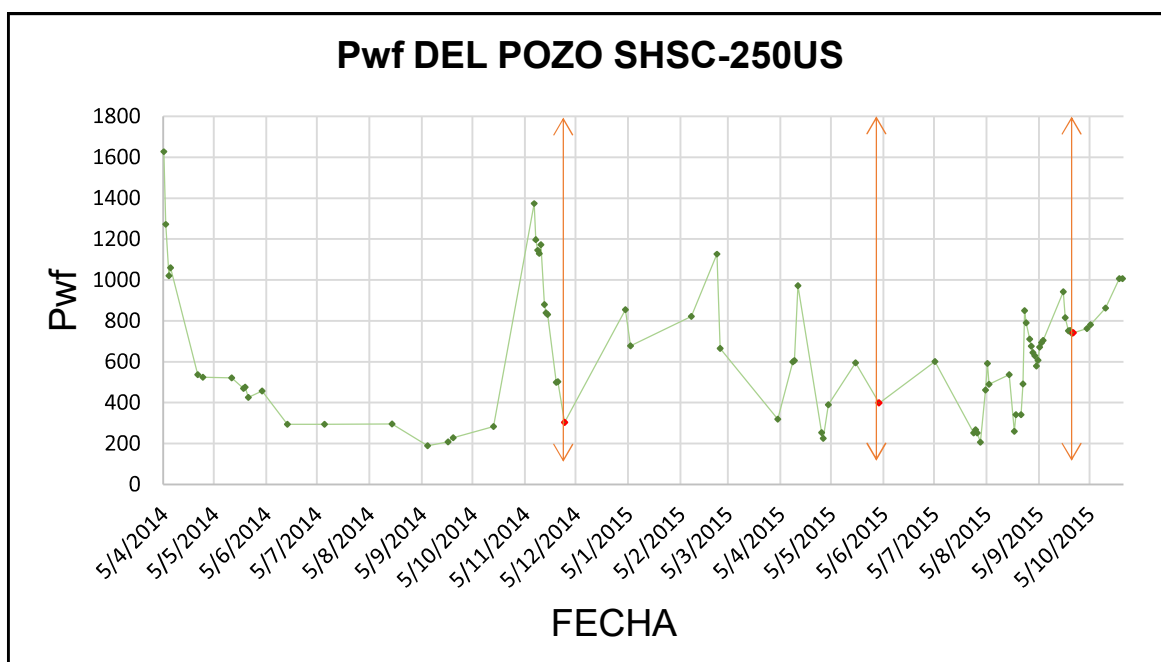


Figura 60. Pwf calculada del pozo SHSC-250US

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.5 Presión de fondo fluyente del pozo SHS-053UI

Los datos para el cálculo de Pwf del pozo SHS-053UI se encuentran en el anexo 12 y los valores calculados están ubicados en el anexo 19.

La figura 61 muestra la presión de fondo fluyente en función de la fecha a la cual fue calculada. La profundidad de la arena es de 9207 ft.

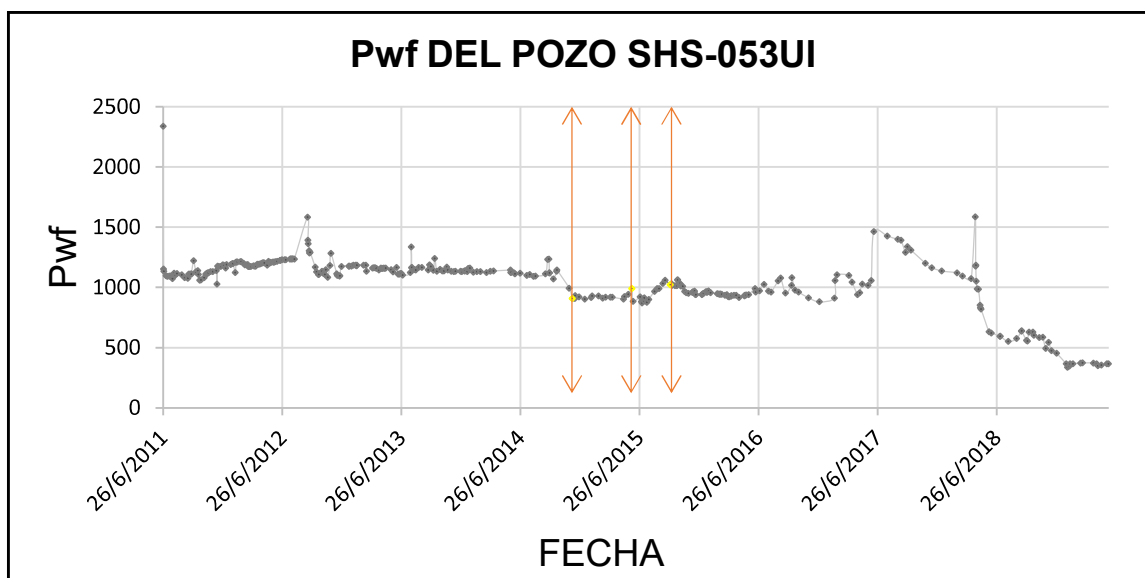


Figura 61. Pwf calculada del pozo SHS-053UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.6 Presión de fondo fluyente del pozo SHS-086UI

En la figura 62 se puede observar los valores de Pwf vs Fecha del pozo SHS-086UI, los datos necesarios para el cálculo están ubicados en el anexo 13 y los resultados calculados se muestran en el anexo 20. En la figura las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos SHSB-244IUI, SHSC-247IUI Y SHSB-003IUI respectivamente. La profundidad de la arena es de 9126 ft.

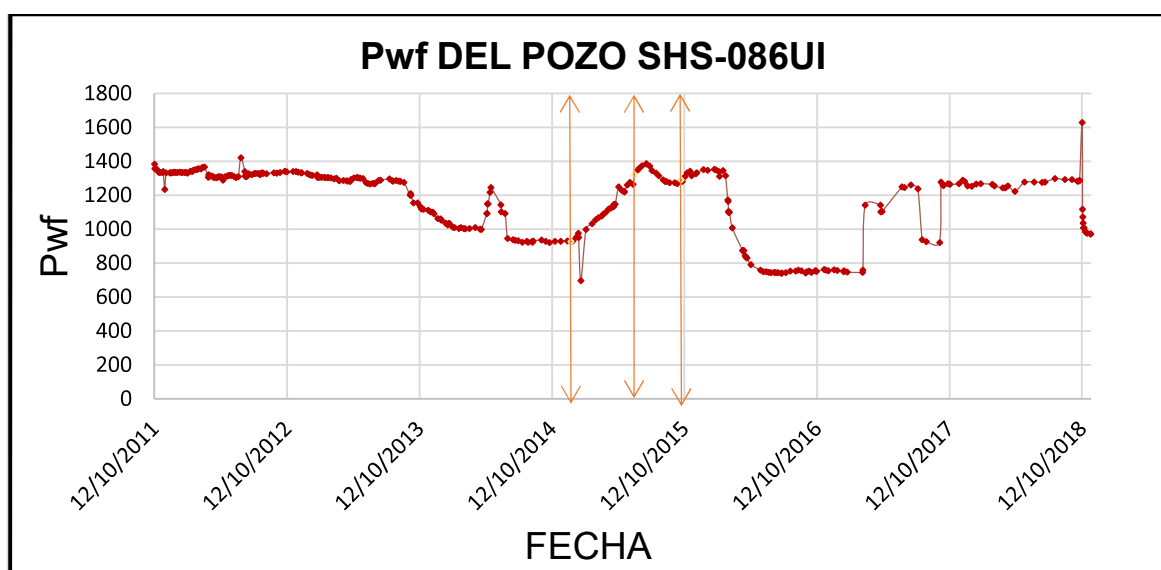


Figura 62. Pwf calculada del pozo SHS-086UI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.3.7 Presión de fondo fluyente del pozo SHSB-135TI

La figura 63 se la realiza con los valores del anexo 21 y muestra la Pwf del pozo SHSB-135TI, y los datos necesarios para encontrar dichos valores están ubicados en el anexo 14. La profundidad de la arena es de 9594 ft.

Dentro de la figura las líneas 1, 2 y 3 representan el inicio de operaciones de los pozos SHSB-244IUI, SHSC-247IUI Y SHSB-003IUI respectivamente.

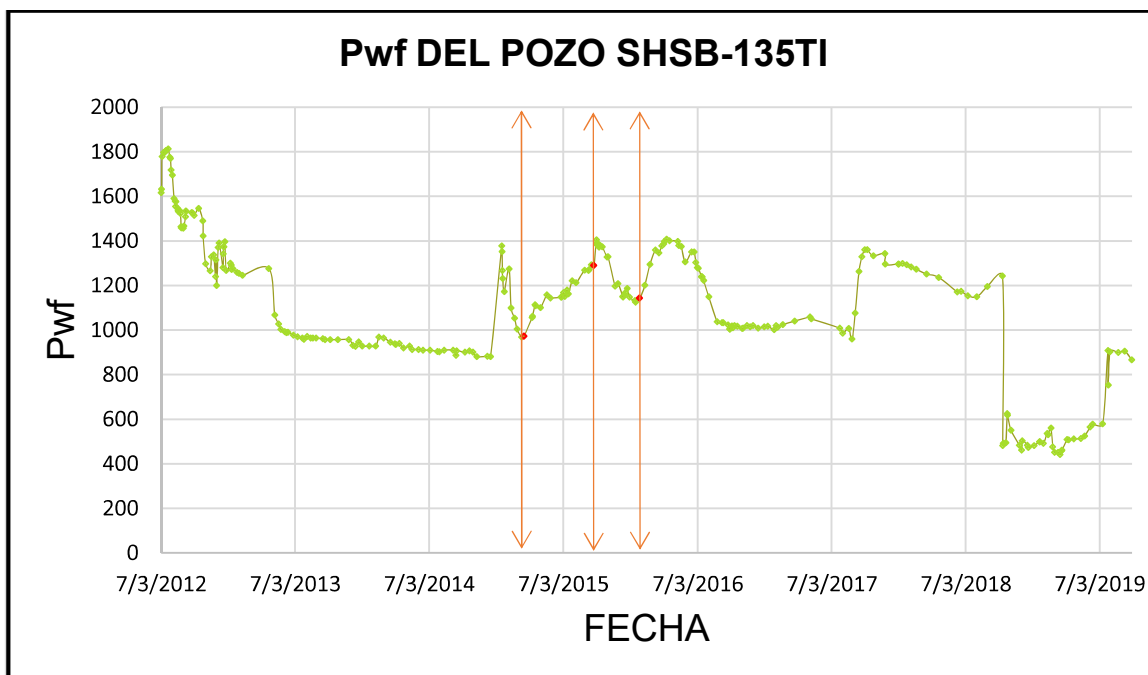


Figura 63. Pwf calculada del pozo SHSB-135TI

Fuente: (OilField Manager OFM, 2019).

Elaborado por: Vaca, 2019

3.1.4 RESULTADO DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS

En la tabla 7 se ubican los valores de los indicadores económicos para un precio promedio de petróleo de 53.31 USD.

Tabla 7. Indicadores económicos a un precio del petróleo WTI de 53.31.

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2004
Flujo de caja, USD	35000000	19043443.8	24473160.9	14382333.3	14205551.3	13001176.1	12732922.4	11673443.0	10781824.6	9999012	9330447.39
Tasa de actualización, %											
12											
Valor presente neto, USD											
50850954.7											
Tasa interna de retorno, %											
49.99											
Ingresos VPN, USD											
130353585.8											
Costos van + inversión inicial, USD											
79502631.0											
Relación Beneficio/Costo, B/C											
1.640											
Periodo de recuperación de la inversión, PRI											
4.08											

Elaborado por: Vaca, 2019

3.2 ANALISIS TECNICO

3.2.1 POZOS INYECTORES

3.2.1.1 Curva de Hall del pozo SHSB-244UI

En la figura 20 se muestra la curva de Hall del pozo SHSB-244IUI, al 31 de mayo de 2019 alcanzo un acumulado de inyección de agua de +/-16283.59 MBA. Al alcanzar un acumulado de inyección de +/-597.23 MBA la planta de inyección de agua se detuvo por mantenimiento, y después de retomar las operaciones este proceso no afecto la inyectividad de la formación, esto se puede evidenciar en que la curva (P1) mantiene el mismo patrón.

Hasta alcanzar +/-2801.29 MBA de inyección acumulada la pendiente (P1) muestra que el pozo inyector está estable, pero a partir de este punto aumenta levemente la pendiente (P2) lo que puede indicar taponamiento parcial de la formación. Al llegar a los +/-6053.30 MBA de inyección acumulada comienza a decrecer la pendiente (P3) indicando que el daño ha sido removido, mejorando la comunicación de la formación. Durante los +/-7518.32 MBA de acumulado la planta de inyección se detuvo por mantenimiento, desde el 3 de marzo hasta el 5 de mayo de 2017 pero al continuar las operaciones no hubo problema con la inyección del pozo como lo muestra la curva. A partir de los +/-14740.83 MBA de acumulado la pendiente (P4) comienza a incrementar nuevamente indicando taponamiento en la formación.

3.2.1.2 Curva de Hall del pozo SHSC-247UI

La figura 21 muestra la curva de Hall del pozo SHSC-247IUI, inicialmente la inyección es estable desde el inicio hasta los +/-1056.73 MBA de inyección de agua acumulada como se ve en la pendiente (P1), la variación del punto +/-563.23 MBA de acumulado se debe a la inconsistencia y no calibración del medidor de flujo. El cierre temporal de la planta de inyección de agua del 13 de marzo de 2017 al 05 de mayo de 2017 no tuvo efecto en el pozo cuando se retomó operaciones, esto se puede evidenciar ya que el valor de +/-881.71 MBA de acumulado de inyección permanece dentro de la pendiente que presentaba inicialmente de la gráfica de la curva de Hall.

Al alcanzar los +/-1140.23 MBA de acumulado la inyección la pendiente (P2) comienza a incrementarse, esto puede significar un taponamiento en la formación; y el 27 de febrero de 2019 el pozo fue cerrado temporalmente habiendo acumulado hasta la fecha +/-1473.26 MBA.

3.2.1.3 Curva de Hall del pozo SHSB-003UI

La figura 22 muestra la curva de Hall del pozo SHSB-003UI que hasta el 31 de mayo de 2019 alcanzo un acumulado de inyección de +/-7466.12MBA. En la pendiente (P1), la inyección de agua se mantiene estable hasta llegar a un acumulado de +/-3623.27 MBA, después de este punto se evidencia un aumento en la pendiente (P2), lo cual podría indicar un taponamiento en la formación; cabe mencionar que la planta de inyección de agua detuvo sus operaciones por mantenimientos desde el 13 de marzo al 05 de mayo de 2017 teniendo en este punto un acumulado de inyección de +/-4099.61MBA y se evidencia que esta actividad no influyó en la inyectividad de la formación al retomar el proceso de inyección, ya que esta sigue el mismo patrón de la curva existente previo al mantenimiento.

3.2.2 POZOS PRODUCTORES

En esta sección se desarrolla un estudio de los pozos productores, en base a datos obtenidos en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y teoría investigada, permitiendo realizar un análisis sobre la respuesta de los pozos productores frente a la inyección de agua implementada.

3.2.2.1 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.

3.2.2.1.1 Historial de producción.

El 29 de noviembre de 2014 se inicia el proceso de inyección en el arreglo de pozos número uno al cual pertenece el pozo actual estudiado; previo al inicio de la inyección de agua se tenía una producción estabilizada mensual de petróleo de +/-161.58 bbl/d, una producción de agua de +/- 127.12 bbl/d. Después de la inyección

se nota un aumento en la línea que describe la producción de petróleo, alcanzando esta un pico máximo de +/- 421.14 bbl/d y un máximo de producción de agua de +/- 549.53bbl/d, esto refleja un incremento de 259.56 bbl/d que representa un 160% de la producción de petróleo, este aumento en la producción refleja que existe influencia de la inyección de agua realizada por el pozo SHSB-244IUI. El petróleo producido en este pozo tiene un API de 22.3 antes y después de iniciada la inyección como se puede observar en el anexo 8. Ver figura 64.

3.2.2.1.2 *Curvas de Chan.*

La figura 24 muestra que existen 4 períodos distintos de producción.

El primer período es desde el inicio hasta los 210 días aproximadamente, en esta etapa la producción de petróleo es superior a la producción de agua y la tendencia general de WOR y WOR' muestra un comportamiento normal de desplazamiento.

El segundo periodo se ubica entre los 210 días hasta los 1000 días, aquí se nota una tendencia de WOR y WOR' a incrementarse, esto señala la existencia de canalización, a los 850 días el frente de agua inyectada por el pozo SHSB-244IUI llega a este pozo y se observa que la tendencia del WOR y WOR' se mantiene. En el tercer periodo es desde 1000 días hasta aproximadamente los 2000 días, aquí se observa la existencia de un comportamiento de desplazamiento normal pero con alto contenido de agua. El cuarto período inicia a los 2000 días hasta el final, el cambio de la tendencia de la línea de WOR y WOR' que inicia en este punto se debe a que el frente de agua inyectada en el pozo SHSC-247IUI llegó a este pozo productor, y esto provocó el aumento de la pendiente que se produce por el incremento de la producción de agua.

3.2.2.1.3 *Curvas de declinación.*

En la figura 25 de las gráficas de declinación se observa que la estimación de la recuperación de petróleo hasta el 31 de mayo de 2015 es de 291.6 Mbbl sin tomar en cuenta la inyección de agua, y en la figura 26 se observa el acumulado que se alcanza en realidad después de iniciada la inyección hasta mayo de 2015 es de 313.98 Mbbl; esto muestra que con el efecto de la inyección de agua se aumentó

la producción en 22.32 Mbbl que es un incremento del 7.65% en la recuperación de petróleo. Este aumento en la producción refleja que la inyección de agua en el pozo SHSB-244IUI influye en la producción del pozo SHSB-150UI.

3.2.2.1.4 Presión de fondo fluyente

La figura 57 muestra que después de iniciada la inyección de agua en el pozo SHSB-244IUI la presión de fondo fluyente en el pozo SHSB-150UI comienza a incrementarse, desde un valor de 1090.9 Psi hasta alcanzar un pico máximo de 1941.9 Psi, aumentando la presión de fondo fluyente en 851 Psi lo que puede indicar que la inyección de agua está siendo eficiente, ya que uno de los objetivos de la inyección de agua es mantener o incrementar dicha presión en el reservorio.

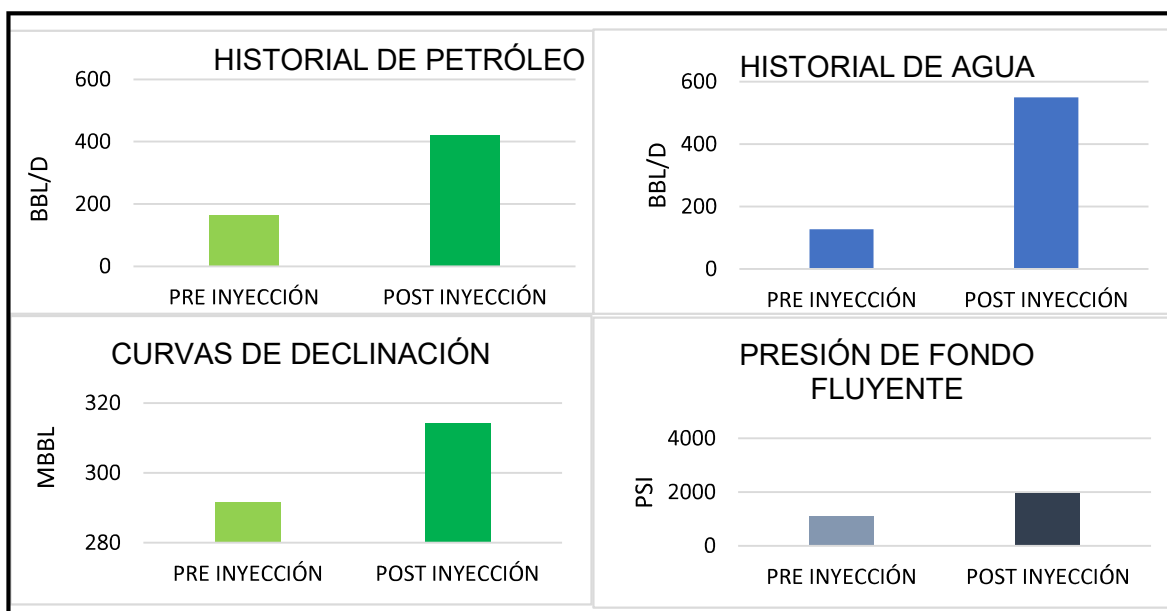


Figura 64. Resultados de los análisis del Pozo SHSB150UI del primer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.2 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.

3.2.2.2.1 Historial de producción.

En la figura 27 se muestra el historial de producción, aquí se puede observar que antes de iniciada la inyección de agua específicamente desde el mes de abril la producción total de líquidos y petróleo comienza a decrecer a un ritmo similar y después de la inyección se observa un aumento en la producción pero no de una manera significativa, previo al inicio de la inyección el pozo produce +/-170.32 bbl/d

de petróleo con un BSW de 41%, y después de la fecha de inyección el pozo incremento su producción llegando a un pico de +/-199.15 bbl/d de petróleo con un BSW de 35%, lo que significa que la inyección de agua influyó en este pozo incrementando la producción promedio de petróleo en 28.83 bbl/d que significa un 16%. En esta figura también se puede observar que en el mes de agosto de 2015 se retiró del pozo el equipo BES y se lo vuelve a colocar a finales de 2016. El petróleo producido en este pozo antes y después de la inyección tiene un API de 28.6 como se muestra en el anexo 9. Ver figura 65.

3.2.2.2.2 *Curvas de Chan.*

En la figura 28 se encuentra el diagrama de Chan, este muestra 4 períodos distintivos de producción. El primer período va desde el inicio de la producción de pozos hasta aproximadamente 35 días, en este periodo el pozo presenta un comportamiento de desplazamiento normal, a continuación el pozo es cerrado temporalmente por un tiempo de 6 meses. El segundo periodo va desde los 35 días a 700 días aproximadamente, aquí las pendientes de las líneas de WOR Y WOR' se incrementan lo que refleja canalización, este período termina con el cierre temporal del pozo.

El tercer periodo va desde los 700 días a los 1700 días, durante este período el pozo es cerrado temporalmente por el lapso de un año, por esta razón la pendiente de WOR Y WOR' decrecen, cabe mencionar que durante este período se llega al punto de ruptura del agua inyectada en el pozo SHSB-244IUI.

El cuarto período va desde aproximadamente los 1700 días hasta el final y se observa un incremento de la pendiente de WOR Y WOR', esto es porque el frente de agua inyectada en el pozo SHSC-247IUI llegó a este pozo productor, lo que aumenta la producción de agua y existe canalización.

3.2.2.2.3 *Curvas de declinación.*

La figura 29 muestra la estimación de producción del pozo SHSB-136UI previo al inicio de la inyección de agua de agua, en esta se puede observar que hasta mayo de 2015 se estima una producción de petróleo igual a 102.16 Mbbl sin efecto de la

inyección; mientras que en la figura 30 se muestra la estimación de la producción de petróleo después de la inyección hasta el 31 de mayo de 2025 en esta gráfica se encuentra que el acumulado hasta mayo de 2015 es igual a 107.30 Mbbl. Tomando en cuenta estos datos se observa que la inyección de agua influyó en la producción de petróleo, ya que se tiene en realidad 5.14Mbbl más que el acumulado estimado. Este incremento representa el 5%.

3.2.2.2.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 58 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHSB-136UI pero debido al retiro del equipo BES en las fechas de interés para el análisis no se puede determinar si existe variación de la presión de fondo fluyente por efecto de la inyección de agua.

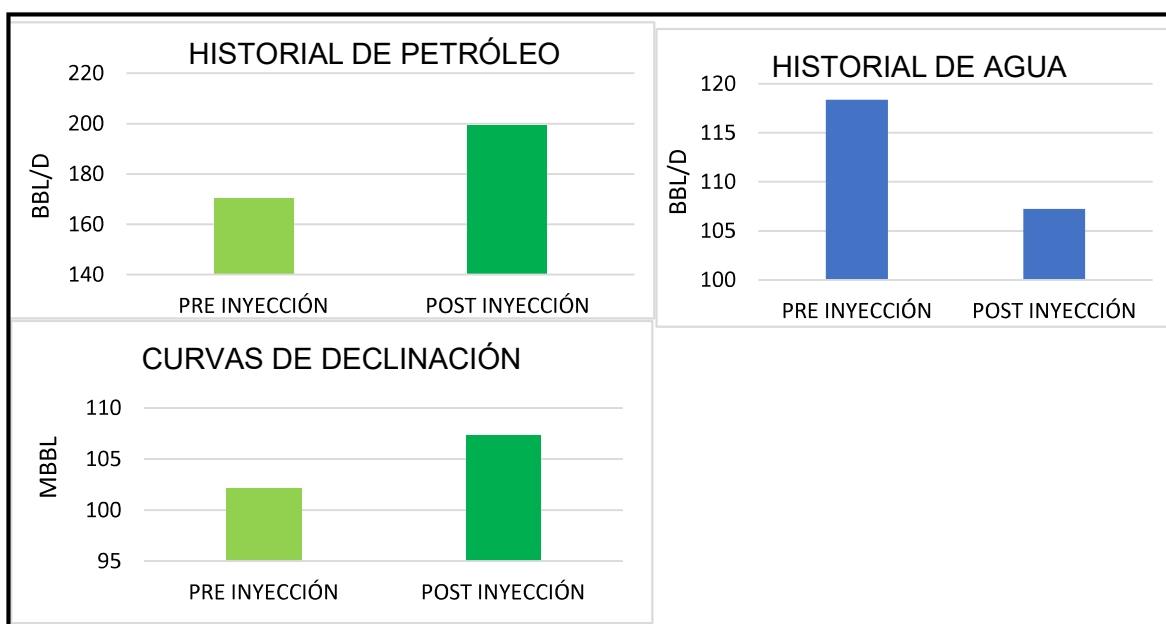


Figura 65. Resultados de los análisis del pozo SHSB-136UI del primer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.3 PRIMER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.

3.2.2.3.1 Historial de producción.

En la figura 31 muestra el historial de producción, se puede observar que desde el inicio de producción en el pozo está se muestra más o menos constante con una taza estabilizada de producción de petróleo de +/- 247.31 bbl/d con un BSW igual

a 50% hasta el inicio de la inyección de agua en el primer arreglo de pozos, la producción de agua en este pozo ha ido incrementándose con el tiempo; después del inicio de inyección la producción de fluidos en el pozo se incrementa y alcanza en su pico más alto un valor de +/- 572.34bbl/d con un BSW de 61%, la producción diaria promedio de petróleo refleja un incremento de 325.04 bbl/d que significa el 131%, por lo cual se evidencia que el proceso de inyección de agua tiene un efecto en este pozo productor, pero también se advierte que la producción de agua se incrementa llegando a un valor en su pico máximo de +/-1625.4 bbl/d. El API del petróleo producido antes de la inyección es de 25.1 y después de la inyección el API medido es de 22.7 como se observa en el anexo 10. Ver figura 66.

3.2.2.3.2 *Curvas de Chan.*

Se puede observar en la figura 32 que existen 4 períodos distintivos de producción. El primer período va desde el inicio hasta los 70 días, en este período la pendiente lineal de WOR y WOR' indican la existencia de comportamiento de desplazamiento normal.

En el segundo periodo está comprendido entre 70 días y 700 días aproximadamente, se puede observar un incremento en la pendiente de las dos líneas lo que refleja canalización y el rápido aumento de WOR a más de 10 y los altos valores de WOR' son un síntoma de avance rápido del agua; dentro de esta etapa a los 450 días llega el frente de agua desde el pozo inyector SHSB-244IUI y la línea de WOR mantiene la tendencia. Al llegar al tercer periodo que está comprendido entre los 700 días a los 1750 días aproximadamente, la pendiente de la línea de WOR continua aumentando mientras que la línea WOR' disminuye, esto indica conificación.

El cuarto y último período empieza aproximadamente a los 1750 días hasta el final, en esta etapa la línea WOR decrece notablemente, esto es debido a que se va bajando la producción para cerrar el pozo, este cierre dura un día, cuando se vuelve a producir la línea de WOR' aumenta bruscamente en este período, esto como efecto de que el cono se convirtió en un canal de agua por la llegada del frente de agua del pozo inyector SHSB-003IUI.

3.2.2.3.3 Curvas de declinación.

La figura 33 muestra la estimación de producción del pozo SHSB-151UI hasta el 30 de septiembre de 2015 y da un valor de +/-130.7 Mbbl, esta estimación se la realiza previo al proceso de inyección de agua; y en la figura 34 se tiene la estimación de la producción de petróleo realizada después del inicio de la inyección y hasta el 30 de septiembre de 2025, en esta se tiene un acumulado de petróleo hasta noviembre de 2015 igual a 164.86 Mbbl, tomando en cuenta estos valores se observa que la inyección de agua influyó en el incremento de 34.16Mbbl en la producción de petróleo, lo que representa un 26% sobre la producción estimada.

3.2.2.3.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 59 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHSB-151UI en esta se observa que la presión de fondo fluyente permanece estable en un valor de +/- 1293.97 Psi antes de iniciarse la inyección, y después del inicio de la inyección de agua se presenta un incremento de la Pwf que llega a su pico más alto a un valor de +/- 1953.05 Psi, esto es un aumento de 659.08 Psi que representa el 50%.

El incremento de la presión, de fondo fluyente refleja que la inyección de agua está teniendo efecto en este pozo, ya que uno de los objetivos de los procesos de inyección es incrementar o mantener dicha presión.

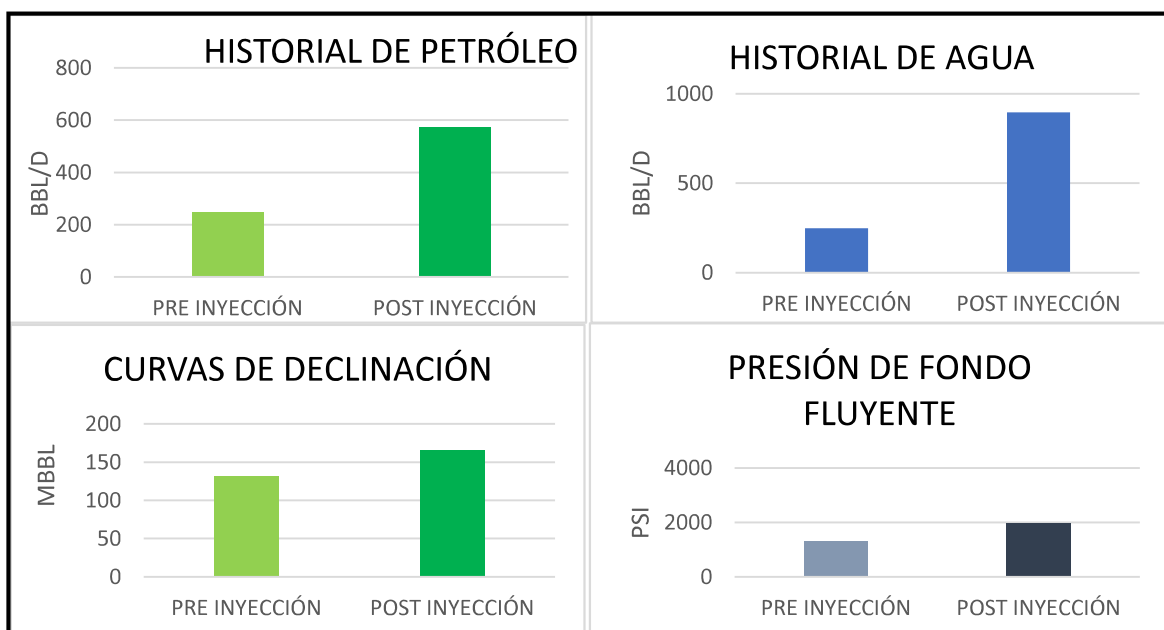


Figura 66. Resultados de los análisis del pozo SHSB-151UI del primer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.4 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSC-250US.

3.2.2.4.1 *Historial de producción.*

En la figura 35 del historial de producción se observa que existe una tendencia decreciente en la producción de petróleo y líquidos totales en general, antes de iniciada la inyección el pozo cae de +/-344.26 bbl/d a +/- 46.20bbl/d, después de iniciado el proceso de inyección de agua en el pozo SHSC-247IUI se incrementa a +/- 106.79 bbl/d con un BSW de 6%, el pozo es cerrado desde noviembre de 2015 para lo cual se retira el equipo BES y es reabierto el mes de marzo de 2016 pero ya no se coloca el equipo BES, luego de reabrir el pozo presenta en un pico máximo de producción diaria promedio de +/- 156.60 bbl/d con un BSW de 4%. Para motivos del análisis sólo se toma en cuenta el incremento que tuvo desde el inicio de inyección hasta antes del cierre temporal del pozo en noviembre de 2015, y el incremento de producción de petróleo por efecto de la inyección de agua es de 60.56 bbl/d que representa el 131%. El petróleo producido en este pozo antes y después de la inyección tiene un API medido de 28.8 como se observa en el anexo 11. Ver figura 67.

3.2.2.4.2 *Curvas de Chan.*

La figura 36 muestra el comportamiento del WOR y WOR', está compuesto por 3 periodos, se inicia el primer periodo con alta producción de agua que se reduce rápidamente, este periodo comprende desde los 0 días hasta los 250 aproximadamente, todos los valores de WOR se encuentran debajo de 1, esto refleja que la producción de agua es menor con respecto al petróleo, el comportamiento del desplazamiento es normal, y los pequeños picos de WOR' se deben a leves incrementos en la producción de agua.

En el segundo periodo, que va desde los 250 días a los 800 días, aumenta la pendiente de las líneas de WOR y WOR', esto muestra que la producción de agua se incrementó e indica la existencia de canalización.

El tercer periodo que va desde los 800 días hasta el final, la pendiente de WOR y WOR' decrecen, esto se debe a que las tasas de producción de todas las fases disminuyen simultáneamente, a los 1200 días se cierra el pozo temporalmente. El frente de agua del pozo inyector SHSC-247IUI llega a este pozo productor a los

987 días pero no se lo puede ubicar en esta gráfica debido al cierre del pozo en febrero de 2017.

3.2.2.4.3 Curvas de declinación.

La figura 37 muestra la curva de declinación del pozo shsc-250US, en esta se observa que la estimación de petróleo que se puede producir hasta el 31 de enero de 2017 es de +/-128.13 Mbbl, el análisis se hace hasta esta fecha debido que es hasta donde se dispone de datos porque el pozo fue cerrado temporalmente en febrero de 2017; en la figura 38 se observa la curva de declinación del mismo pozo hasta el 28 de febrero de 2017, en esta se tiene que el acumulado de petróleo hasta enero de 2017 tiene un valor de +/- 130.64 Mbbl. Los valores presentados reflejan que la inyección de agua tuvo un efecto al incrementar en 2.466 Mbbl el acumulado de petróleo sobre el valor estimado, este aumento significa un 1.9%.

3.2.2.4.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 60 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHSC-250US, en esta se puede observar como dicha presión varía en respuesta al proceso de inyección de agua implementado para este pozo, previo al inicio de la inyección la presión de fondo fluyente es igual a 492.3 Psi y el pico máximo que alcanza después de la inyección es de 883.76 Psi; este incremento de 391.46 Psi en la Pwf refleja que la inyección tuvo efecto en este pozo.

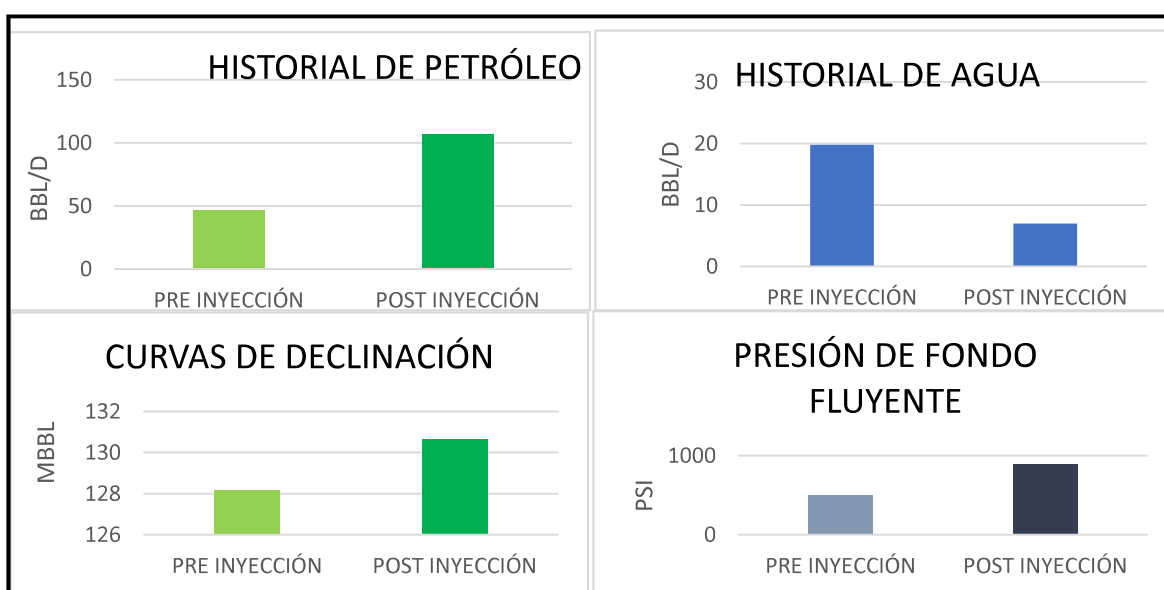


Figura 67. Resultados de los análisis del pozo SHSC-250US del segundo arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.5 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHS-053UI.

3.2.2.5.1 *Historial de producción.*

En la figura 39 se muestra el historial de producción, aquí se puede observar que desde el de julio de 2011 se coloca equipo BES en el pozo que en lugar de aumentar la producción de petróleo incremento el BSW llegando a tener previo al inicio de la inyección de agua un valor estabilizado de +/- 249.7bbl/d con un BSW de 50%; después de la inyección se observa un incremento en la producción promedio diaria de petróleo alcanzando en su pico más alto un valor de +/- 780.5 bbl/d con un BSW de 26%, lo que significa que la inyección de agua influyó en este pozo incrementando la producción promedio de petróleo en 530.8bbl/d que significa un 212%. En esta figura también se puede observar que en el mes de diciembre de 2015 se comienza a incrementar la producción de agua, llegando a mediados de 2016 a sobrepasar a la producción de petróleo. El petróleo producido en este pozo antes y después de la inyección tiene un API de 23.6 como se muestra en el anexo 12. Ver figura 68.

3.2.2.5.2 *Curvas de Chan.*

La figura 40 muestra 4 períodos distintivos de producción. El primer período es desde el inicio hasta los 200 días aproximadamente, y se puede observar un comportamiento de desplazamiento normal.

El segundo período va desde los 200 días hasta los 700 días aproximadamente, aquí la disminución de la pendiente de WOR y WOR' muestra una reducción de producción de las diferentes fases.

El tercer periodo es de los 700 días a los 1800 días, aquí el WOR incrementa la pendiente y el WOR' mantiene su tendencia decreciente, esto señala la existencia de conificación.

El cuarto período es desde los 1800 días hasta el final, a los 1820 días el frente de agua del pozo inyector SHSB-003IUI llega a este pozo productor, y se refleja con el aumento de la pendiente de WOR' lo que indica que existe canalización en este

período, a continuación de esto se reduce la tasa de producción de las diferentes fases pero es mayor la producción de agua.

3.2.2.5.3 Curvas de declinación.

La figura 41 muestra la estimación de producción del pozo SHS-053UI hasta el 31 de mayo de 2019 y da un valor de 9176.24 Mbbl, esta estimación se la realiza previo al proceso de inyección de agua; y en la figura 42 se tiene la estimación de la producción de petróleo realizada después del inicio de la inyección hasta el 31 de mayo de 2029, en esta se tiene un acumulado de petróleo hasta mayo de 2019 igual a 9304.84 Mbbl, tomando en cuenta estos valores se observa que la inyección de agua influyó en el incremento de 128.6 Mbbl en la producción de petróleo, lo que representa un 1.4% sobre la producción estimada.

3.2.2.5.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 61 muestra que después de iniciada la inyección de agua en el pozo SHSC-247IUI la presión de fondo fluyente en el pozo SHS-053UI comienza a incrementarse, desde un valor de 923.82 Psi hasta alcanzar un pico máximo de 1038.15 Psi, aumentando la presión de fondo fluyente en 114.33 Psi lo que puede indicar que la inyección de agua está siendo eficiente, ya que uno de los objetivos de la inyección de agua es mantener o incrementar dicha presión en el reservorio.

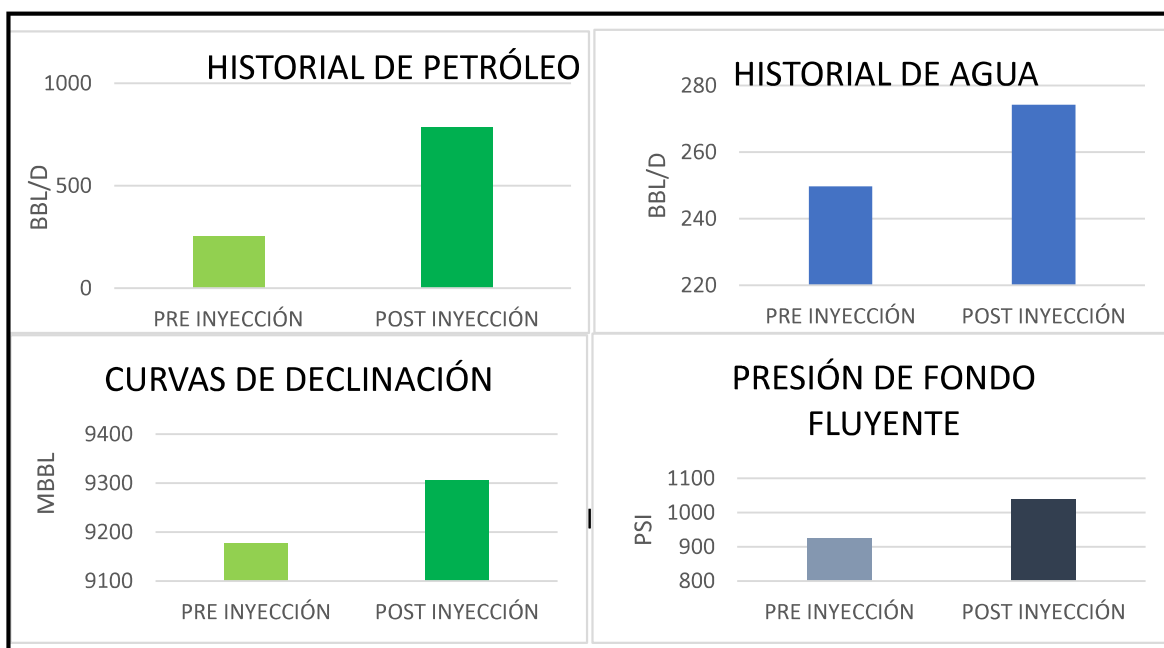


Figura 68. Resultados de los análisis del pozo SHS-053UI del segundo arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.6 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-150UI.

3.2.2.6.1 *Historial de producción.*

El 1 de junio de 2015 se inicia el proceso de inyección en el arreglo de pozos número dos al cual pertenece el pozo actual estudiado; previo al inicio de la inyección de agua se tenía una producción estabilizada mensual de petróleo de +/- 250.14 bbl/d con un BSW de 61%; después de la inyección se nota un aumento en la línea que describe la producción de petróleo, alcanzando esta un pico máximo de +/- 310.08bbl/d y un BSW de 90%, esto refleja un incremento de 59.93 bbl/d que representa un 24% de la producción de petróleo, este aumento en la producción refleja que existe influencia de la inyección de agua realizada por el pozo SHSC-247IUI. El petróleo producido en este pozo tiene un API de 22.3 antes y después de iniciada la inyección como se puede observar en el anexo 8. Ver figura 69.

3.2.2.6.2 *Curvas de Chan.*

El análisis de las Curvas de Chan para este pozo se lo realiza en la sección 3.2.2.1.2.

3.2.2.6.3 *Curvas de declinación.*

La figura 43 muestra la estimación de producción del pozo SHSB-150UI hasta el 31 de mayo de 2019 y da un valor de 558.03 Mbbl, esta estimación se la realiza previo al proceso de inyección de agua realizado en el pozo inyector SHSC-247IUI; y en la figura 44 se tiene la estimación de la producción de petróleo realizada después del inicio de la inyección hasta el 31 de mayo de 2029, en esta se tiene un acumulado de petróleo hasta mayo de 2019 igual a 544.56 Mbbl, tomando en cuenta estos valores se observa que la inyección de agua no mejoro la producción de petróleo, pero influyó en el incremento de la producción de agua que ha ido elevándose con cada proceso de inyección de agua que involucraba a este pozo.

3.2.2.6.4 *Presión de fondo fluyente.*

La figura 57 muestra que después de iniciada la inyección de agua en el pozo SHSC-247IUI la presión de fondo fluyente en el pozo SHSB-150UI comienza a incrementarse, desde un valor de 2147.07 Psi hasta alcanzar un pico máximo de

2775.97 Psi, aumentando la presión de fondo fluyente en 628.27 Psi, lo que puede indicar que la inyección de agua está siendo eficiente, ya que uno de los objetivos de la inyección de agua es mantener o incrementar dicha presión en el reservorio.

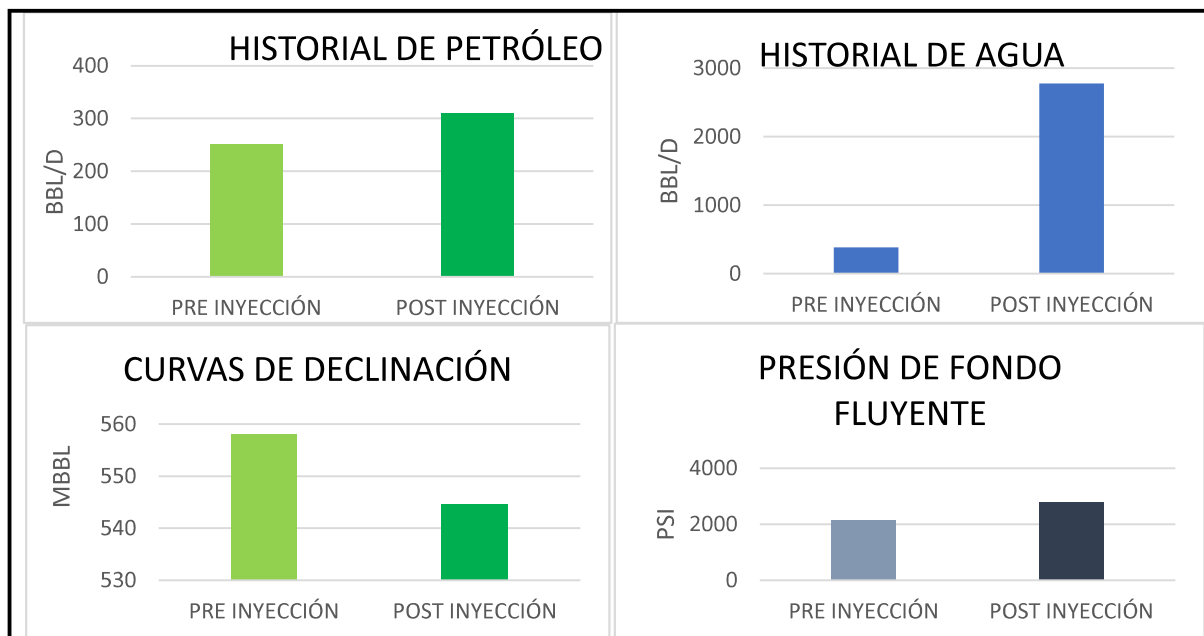


Figura 69. Resultados de los análisis del pozo SHSB-150UI del segundo arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.7 SEGUNDO ARREGLO: Pozo productor SHSB-136UI.

3.2.2.7.1 *Historial de producción.*

En la figura 27 se muestra el historial de producción, aquí se puede observar que antes de iniciada la inyección de agua específicamente desde el mes de abril la producción total de líquidos y petróleo comienza a decrecer a un ritmo similar y después de la inyección el pozo es cerrado temporalmente para mantenimiento en agosto de 2015; previo al inicio de la inyección de agua implementada en el pozo SHSC-247IUI el 1 de junio de 2015 el pozo produce +/-199.15 bbl/d de petróleo con un BSW de 36%, y después de la fecha de inyección el pozo llegó a un pico de +/-132.90 bbl/d de petróleo con un BSW de 36%, esto fue medido antes de que el pozo se cerrara; en el mes de agosto de 2016 se pone operativo el pozo y se observa que la producción total de líquidos se estabiliza en +/- 190.7 bbl/d y un BSW de 64% que significa que la inyección de agua no aportó en el aumento de la producción de petróleo en este pozo productor. En esta figura también se puede observar que en el mes de agosto de 2015 se retiró del pozo el equipo BES y se lo

vuelve a colocar a finales de 2016. El petróleo producido en este pozo antes y después de la inyección tiene un API de 28.6 como se muestra en el anexo 9. Ver figura 70.

3.2.2.7.2 *Curvas de Chan.*

El análisis de las Curvas de Chan para este pozo se lo realiza en la sección 3.2.2.2.2.

3.2.2.7.3 *Curvas de declinación.*

En la figura 45 de las gráficas de declinación se observa que la estimación de la recuperación de petróleo hasta el 31 de mayo de 2019 es de 369.219 Mbbl sin tomar en cuenta la inyección de agua, y en la figura 46 se observa el acumulado hasta mayo de 2019 que se alcanza después de iniciada la inyección en el pozo SHSC-247IUI y es de 240.049 Mbbl; la eficiencia de la inyección en el pozo SHSB-136UI no se la puede determinar por medio de las curvas de declinación, debido a que el estimado de producción que se puede ver en la figura 46 no toma en cuenta que el pozo permaneció cerrado temporalmente por el periodo de un año.

3.2.2.7.4 *Presión de fondo fluyente.*

La figura 58 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHSB-136UI pero debido al retiro del equipo BES en las fechas de interés para el análisis no se puede determinar si existe variación de la presión de fondo fluyente por efecto de la inyección de agua.

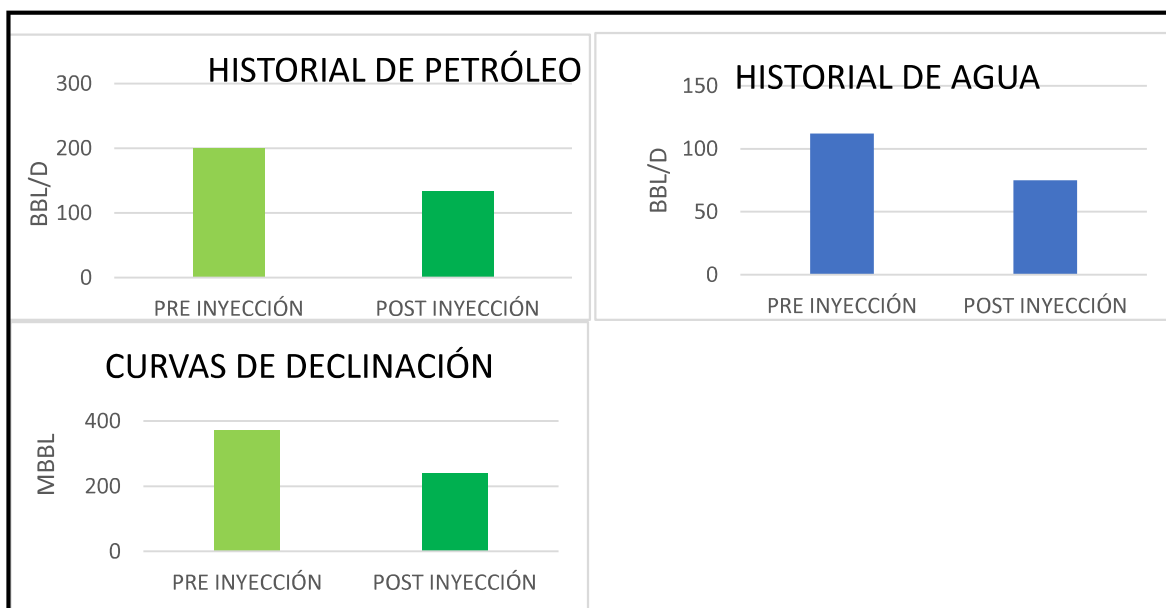


Figura 70. Resultados de los análisis del pozo SHSB-136UI del segundo arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.8 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-151UI.

3.2.2.8.1 Historial de producción.

En la figura 31 muestra el historial de producción, se puede observar que desde el inicio de producción el pozo presenta una declinación constante en la producción de petróleo y un incremento en la producción de agua, antes de iniciada la inyección en el pozo SHSB-003IUI el 1 de octubre de 2015 se tiene una producción estabilizada en +/-88.78 bbl/d de petróleo y +/-1109.9 bbl/d de agua; después del inicio de inyección el pozo es cerrado temporalmente desde noviembre de 2015 hasta marzo de 2016, luego de esto el pozo incrementa su producción de petróleo a un pico máximo de +/- 396.54 bbl/d, la producción diaria promedio de petróleo refleja un incremento de hasta 307.75 bbl/d que significa el 340%, por lo cual se puede decir que el proceso de inyección de agua tiene un efecto en este pozo productor, pero también se advierte que la producción de agua se incrementa llegando a un valor en su pico máximo de +/- 4534 bbl/d. El API del petróleo producido antes y después de la inyección es de 22.7 como se observa en el anexo 10. Ver figura 71.

3.2.2.8.2 Curvas de Chan.

El análisis de las Curvas de Chan para este pozo se lo realiza en la sección 3.2.2.3.2.

3.2.2.8.3 Curvas de declinación.

La figura 47 muestra la estimación de producción del pozo SHSB-151UI hasta el 30 de junio de 2018 y da un valor de 232.47 Mbbl, esta estimación se la realiza previo al proceso de inyección de agua y hasta el cierre temporal del pozo; en la figura 48 se tiene la estimación de la producción de petróleo realizada después del inicio de la inyección y hasta el 31 de julio de 2028, en esta se tiene un acumulado de petróleo hasta junio de 2018 igual a 304.2 Mbbl, tomando en cuenta estos valores se observa que la inyección de agua influyó en el incremento de 71.768 Mbbl en la producción de petróleo, lo que representa un 30% sobre la producción estimada.

3.2.2.8.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 59 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHSB-151UI en esta se observa que la presión de fondo fluyente permanece estable en un valor de 2069.58 Psi antes de iniciarse la inyección, y después del inicio de la inyección de

agua el pozo es cerrado temporalmente y cuando se lo vuelve a operar este tiene una Pwf de 2312.89 Psi pero a partir de este punto comienza a decrecer de forma acelerada hasta llegar a 1147 Psi, a partir de lo cual comienza a estabilizarse sobre valores de Pwf superiores a este punto.

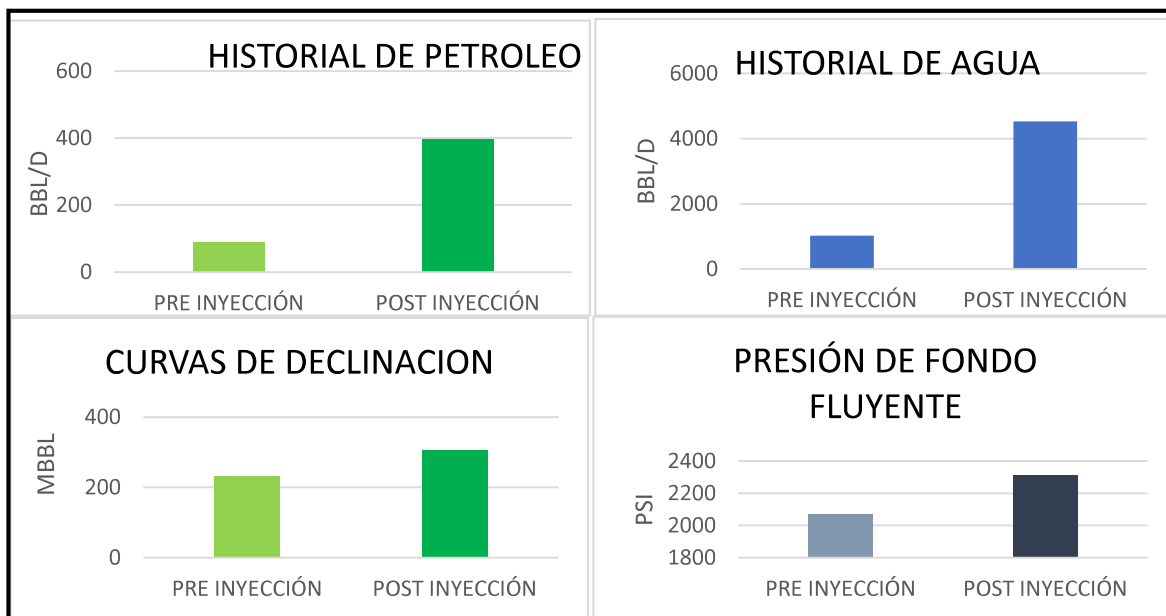


Figura 71. Resultados de los análisis del pozo SHSB-151UI del tercer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.9 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHS-086UI.

3.2.2.9.1 *Historial de producción.*

La figura 49 muestra el historial de producción, se puede observar que la producción de petróleo es relativamente baja con respecto al petróleo, desde el inicio de producción en el pozo se presenta un incremento en la producción de agua y leve declinación de la producción de petróleo, antes de iniciada la inyección en el pozo SHSB-003IUI el 1 de octubre de 2015 se tiene una producción estabilizada de petróleo en +/- 238.81 bbl/d de petróleo y +/- 898 bbl/d de agua; después del inicio de inyección el pozo presenta una producción de petróleo en su pico más alto de +/- 732.85 bbl/d, la producción diaria promedio de petróleo refleja un incremento de hasta 498.04 bbl/d que significa el 200%, por lo cual se puede decir que el proceso de inyección de agua refleja un efecto en este pozo productor, pero también se advierte que la producción de agua se incrementa llegando a un valor en su pico

máximo de +/- 2441bbl/d. El API del petróleo producido antes y después de la inyección es de 25.2 como se observa en el anexo 13. Ver figura 72.

3.2.2.9.2 *Curvas de Chan.*

Las gráficas WOR en la figura 50 muestra que existen 4 períodos distintivos de comportamiento. El primer período es desde el inicio hasta los 120 días, la pendiente lineal de WOR y WOR' refleja un comportamiento de desplazamiento normal, aunque los valores superiores a uno muestran una alta producción de agua.

El segundo período es desde 120 días a los 500 días aproximadamente, la pendiente de WOR y WOR' se incrementan indicando canalización.

El tercer periodo es de 120 días a 1800 días, la línea de WOR en este período se mantiene constante mientras que el WOR' decrece, lo cual indica conificación.

El cuarto período inicia a los 1750 días hasta el final, dentro de este período a los 1800 días aproximadamente llega el frente de agua del pozo inyector SHSB-003IUI, debido a esto el cono existente se convirtió en un canal de agua, esto se refleja en el incremento abrupto de la pendiente de WOR y WOR'.

3.2.2.9.3 *Curvas de declinación.*

La figura 51 muestra la estimación de producción del pozo SHSB-151UI hasta el 31 de octubre de 2018 y da un valor de +/-2094.14 Mbbl, esta estimación se la realiza previo al proceso de inyección de agua; en la figura 52 se tiene la estimación de la producción de petróleo realizada después del inicio de la inyección y hasta el 30 de noviembre de 2028, en esta se tiene un acumulado de petróleo hasta octubre de 2018 igual a 2233.44 Mbbl, tomando en cuenta estos valores se observa que la inyección de agua influyó en el incremento de 139.3 Mbbl en la producción de petróleo, lo que representa un 7% sobre la producción estimada.

3.2.2.9.4 *Presión de fondo fluyente.*

La figura 62 muestra la presión de fondo fluyente del pozo SHS-086UI en esta se observa que la presión de fondo fluyente permanece estable en un valor de +/-

1270.63 Psi antes de iniciarse la inyección, después del inicio de la inyección de agua se tiene en su pico más alto un valor de Pwf de +/- 1347.96 Psi pero a partir de este punto comienza a decrecer de forma acelerada hasta llegar a +/- 744.73 Psi, a partir de lo cual comienza a estabilizarse sobre valores de Pwf superiores a este punto.

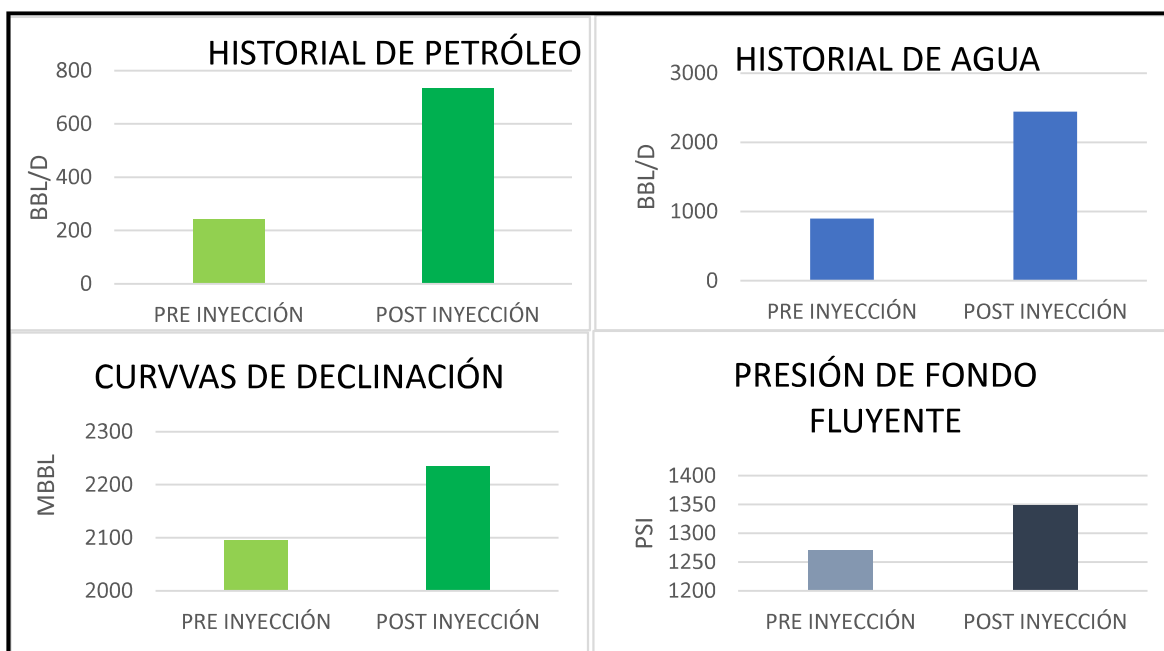


Figura 72. Resultados de los análisis del pozo SHS-086UI del tercer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.2.2.10 TERCER ARREGLO: Pozo productor SHSB-135TI.

3.2.2.10.1 *Historial de producción.*

En la figura 53 se muestra el historial de producción, se puede observar que la producción de petróleo presenta una declinación acelerada y un incremento en la producción de agua progresivo, antes de iniciada la inyección en el pozo SHSB-0031UI el 1 de octubre de 2015 se tiene una producción estabilizada de petróleo de +/- 245.9 bbl/d de petróleo y +/- 778.95 bbl/d de agua; después del inicio de inyección el pozo presenta una producción de petróleo en su pico más alto de +/- 291.9 bbl/d, la producción diaria promedio de petróleo refleja un incremento de hasta 45.96 bbl/d que significa el 19%, por lo cual se puede decir que el proceso de inyección de agua refleja un efecto en este pozo productor, pero también se observa que la producción de agua se incrementa llegando a un valor en su pico

máximo de +/- 1211.4bbl/d. El API del petróleo producido antes y después de la inyección es de 32 como se observa en el anexo 14. Ver figura 73.

3.2.2.10.2 Curvas de Chan.

En la figura 54 se evidencia la existencia de 3 períodos del comportamiento distintivo de la producción. El primer período desde el inicio hasta los 600 días muestra que las líneas de WOR y WOR' tienen un comportamiento de desplazamiento normal.

En el segundo periodo la pendiente del WOR comienza a incrementarse y la pendiente de WOR' empieza a reducirse, esto es indicador de conificación; durante este período a los 1620 días aproximadamente llega el frente de agua del pozo inyector SHSB-003IUI pero no se afecta la tendencia del comportamiento de WOR y WOR'. El tercer período es desde los 1800 días hasta el final, es este período la pendiente del WOR comienza a reducirse y esto sucede por motivo de la reducción de producción de agua en el pozo.

3.2.2.10.3 Curvas de declinación.

En la figura 55 de las gráficas de declinación se observa que la estimación de la recuperación de petróleo hasta el 31 de mayo de 2019 es de 711.38 Mbbl sin tomar en cuenta la inyección de agua, y en la figura 56 se observa el acumulado que se alcanza en realidad después de iniciada la inyección hasta mayo de 2019 es de 798.18 Mbbl; esto muestra que con el efecto de la inyección de agua se aumentó la recuperación de petróleo en 86.804 Mbbl que es el 12.2%. Este aumento en la producción refleja que la inyección de agua en el pozo SHSB-003IUI influye en la producción del pozo SHS-135TI.

3.2.2.10.4 Presión de fondo fluyente.

La figura 63 muestra que después de iniciada la inyección de agua en el pozo SHSB-003IUI la presión de fondo fluyente en el pozo SHSB-135TI comienza a incrementarse, desde un valor de 1134.92 Psi hasta alcanzar un pico máximo de 1398.34 Psi, aumentando la presión de fondo fluyente en 263.42 Psi, lo que indica

que la inyección de agua está siendo eficiente, ya que uno de los objetivos de estos procesos es mantener o incrementar dicha presión en el reservorio.

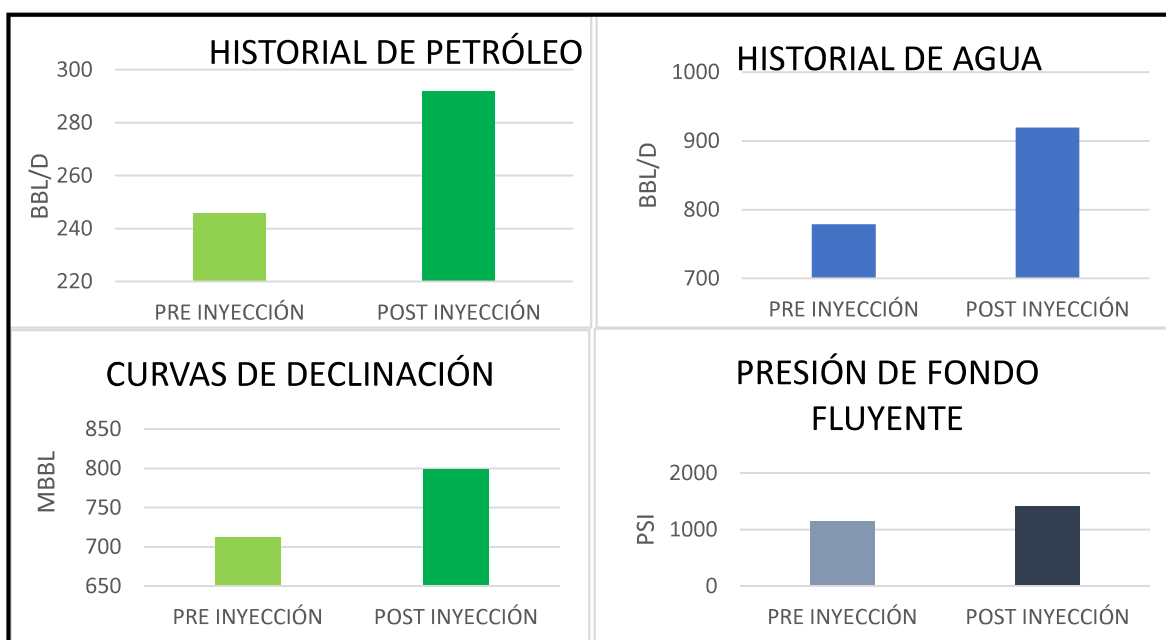


Figura 73. Resultados de los análisis del pozo SHSB-135TI del tercer arreglo
Elaborado por: Vaca, 2019

3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez realizados los cálculos de los indicadores económicos para los tres escenarios pesimista (anexo 30 y 31), promedio (tabla 6 y 7) y optimista (anexo 32 y 33); y de acuerdo con los criterios de aceptación descritos en el marco teórico, se observa que la ejecución del proyecto es factible económicamente, debido a que presenta en todos los escenarios valores de VAN mayores que 0 lo que significa que el proyecto genera ganancias; un TIR mayor que la tasa de descuento lo que indica la viabilidad del proyecto; con respecto a la relación costo beneficio se obtienen valores mayores a 1 lo que muestra que el proyecto brinda beneficios; y el máximo periodo de recuperación de la inversión sería en 9 años en un escenario pesimista en el cual tengamos un costo de barril de petróleo de 33 USD.

CAPITULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Con el análisis de la información disponible y a través de la elaboración de las curvas de hall se logra determinar que el pozo SHSB-247IUI tiene mejor inyectabilidad, considerando que la tasa de inyección y la presión de inyección fueron las más óptimas.
- Con las curvas de Chan se determina que el comportamiento inicial de los pozos productores es normal, y que la mayoría presentó conificación a excepción de los pozos SHSB-136UI y el SHSC-250US. En los pozos que presentan conificación su cono se rompe por efecto de la inyección de agua convirtiéndose en un canal incrementando su producción de agua; con el acumulado de producción se establece que cuatro de los pozos que conforman los arreglos alcanzan un acumulado de agua mayor que el de petróleo en los últimos cuatro años, estos pozos son el SHS-086UI, SHSB-151UI, SHSB-151UI y SHSB-135TI, cabe mencionar que estos últimos 3 pozos son relativamente nuevos y fueron perforados en el año 2012.
- Los pozos SHSB-150UI y SHSB-151UI un incremento considerable de BSW, este evento al no tener un buen sistema de manejo del agua ocasiono que estos pozos productores se cierren temporalmente para buscar alternativas de manejo de agua y mejorar su producción. En el pozo SHSB-150UI decrece la producción de petróleo y se incrementa progresivamente la producción de agua, esto es observable en las gráficas del historial de producción.
- Con el estudio y comparación de las curvas de declinación pre y post inyección se determina que la inyección de agua implementada fue efectiva, debido a que aumentó la producción diaria de petróleo y por ende la recuperación final en la mayoría de los pozos; el incremento de producción de petróleo hasta el 31 de mayo de 2019 en estos pozos es de 490.565 Mbbl. El pozo que no tuvo una respuesta positiva fue el pozo SHSB-150UI, por

motivo de que este pozo aumentó su producción de agua y se redujo la producción de petróleo; otro pozo que produjo menos de lo esperado fue el pozo SHSB-136UI, esto a consecuencia del cierre del pozo por un período de un año.

- Por medio del uso de las curvas de declinación se estima que las reservas remanentes de los pozos estudiados son de 1833.4208 Mbbl y las reservas de petróleo recuperables se estiman en 15389.359 Mbbl. La mayor cantidad de reservas remanentes la tiene el pozo SHS-053UI con 1033.36 Mbbl estimadas hasta mayo de 2029.
- Al principio de la inyección de agua, los pozos que mayor respuesta tuvieron a está, incrementando la presión fueron los pozos del primer arreglo, esto debido a la alta presión y caudal con el que se realizó la inyección en el pozo SHSB-244IUI; en contraste con el tercer arreglo, en el cual se usó un caudal y presión de inyección más bajas, lo que provoca un menor incremento en la presión de fondo fluyente.
- Actualmente el arreglo número uno tiene las presiones más altas en los pozos; y de los tres pozos el que mayor presión tiene es el pozo SHSB-151UI con 2088 Psi, a la vez también este pozo consiguió una mayor recuperación de petróleo con 105.930 Mbbl. Esta alta recuperación de petróleo e incremento de presión es por efecto de la inyección en los dos pozos inyectoras, el pozo SHSB-244IUI y el SHSB-003IUI.
- Los indicadores económicos calculados para tres escenarios han demostrado la rentabilidad del proyecto, el primer escenario con un precio de 33 USD el TIR es de 12.98%, el segundo con un precio de 53.31 USD el TIR es de 49.99% y para un precio de 73 el TIR es de 83.8% %; esto demuestra que incluso con un precio de barril de petróleo de 33 USD el proyecto es rentable, y se tendrá un periodo de recuperación de la inversión de cuatro años para un precio promedio de crudo oriente de 53.31 USD.

4.2 RECOMENDACIONES

- Acelerar los procesos de mantenimiento, para poder poner operativos los pozos en el menor tiempo posible, consiguiendo así tener una mayor producción de petróleo y evitar dañar la formación, ya que existe gran pérdida de producción por los largos periodos de tiempo en los que se han cerrado algunos pozos por esta razón.
- El pozo SHSB-151UI y SHS-086UI fueron cerrados por su alta producción de agua, se recomienda implementar un plan de manejo de agua en superficie y un mantenimiento en los pozos para reducir el corte de agua, y así evitar mantenerlos cerrados por mucho tiempo, debido a que esto produce pérdida de producción.
- Continuar con los procesos de inyección de agua y realizar un estudio de factibilidad para ampliar el proyecto a más zonas dentro del campo; debido a la buena respuesta en la mayoría de pozos al incrementarse la presión de fondo fluyente, la producción, la estimación de reservas remanentes recuperables, la estimación de la recuperación final y a la rentabilidad que dicho proceso produce.
- Poner operativo al pozo SHSC-250US, el cual era un pozo con una producción estable y una baja producción de agua, el cual fue cerrado temporalmente por mantenimiento en febrero de 2017.

BIBLIOGRAFÍA

- Achig, W. (12 de 2015). ESTUDIO DEL POTENCIAL DE RECUPERACIÓN AVANZADA DE PETRÓLEO EN LAS ARENAS NAPO "U" Y NAPO "T" DEL CAMPO SHUSHUFINDI (Tesis de grado). Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Alcudia, R., & De la Fuente, R. (08 de 04 de 2015). RECUPERACIÓN AVANZADA DE HIDROCARBUROS (IOR) (Tesis de grado). Ciudad de México, Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Aldazaba, E. (10 de 02 de 2015). EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA E-180 DEL CAMPO O (Tesis de grado). Xalapa, Veracruz, Mexico: Universidad Veracruzana.
- Araya, A. (08 de 2009). ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN CUATRO POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI (Tesis de grado). Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Arias, J., & Chancusig, M. (09 de 2017). ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO PILOTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL CAMPO SACHA (Tesis de Pregrado). Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Armijos, V. (10 de 07 de 2018). FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA DESGASIFICACIÓN DE ANULARES EN POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO DEL CAMPO AUCA. (Tesis de pregrado). Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Quito: Petroamazonas EP.
- Blanco, J., & Delgadillo, C. (6 de Septiembre de 2006). METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLADO EN UN CAMPO PETROLERO. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Chan, K. (1995). WATER CONTROL DIAGNOSTIC PLOTS. *SPE 30775*.
- CONSORCIO SHUSHUFINDI. (2015). *ESTUDIO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS*. Orellana: CONSORCIO SHUSHUFINDI.
- Coral, L., Cruz, L., Prieto, W., Salas, W., & Zambrano, E. (2004). *INFORME DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Dake, L. (2001). *THE PRACTICE OF RESERVOIR ENGINEERING*. New York: Elsevier Science.
- EL COSTO BENEFICIO COMO HERRAMIENTA DE DECISIÓN EN LA INVERSIÓN DE ACTIVIDADES CIENTÍFICAS. (2017).
- Elgar, E. (01 de 01 de 2010). INTRODUCTION TO COST-BENEFIT ANALYSIS. Northampton, Massachusetts, USA: FSC.
- Escobar, F. (2003). *ANÁLISIS MODERNO DE PRESIONES DE POZOS*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

- Escobar, F. (2004). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS*. Huila: Universidad Surcolombiana.
- Giraldo, F., Lafournère, J.-P., Marín, G., Navarre, P., Suter, A., & Villanueva, G. (2014, 08 01). *OILFIELD REVIEW. SHUSHUFINDI: EL RENACIMIENTO DE UN GIGANTE*. Quito, Ecuador: Petroamazonas EP.
- López Jacome, D. (Enero de 2017). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA INTELLIZONE EN EL CAMPO SHUSHUFINDI PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN* (Tesis de grado). Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Meza Orozco, J. (2017). *EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS*. Mexico : Ecoe Ediciones.
- Moix, R. (2015). *EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS PETROLEROS*. Bogotá: HIPERGRAPH 2014.
- Monroy, J., & Pérez, D. (Marzo de 2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN ANALÍTICA EN CINCO POZOS DEL BLOQUE V CENTRO DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO MEDIANTE EL SOFTWARE SAHARA*(Tesis de Pregrado). Bogotá D.C., Colombia: Fundación Universidad de América.
- Moreno, J., Nastacuas, M., Carpio, B., & Merchan, G. (15 de 09 de 2016). *CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO*. Libertad, Santa Elena, Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- París de Ferrer, M. (2001). *INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS*. Maracaibo Venezuela: Astro Data S.A.
- Parris de Ferrer, M. (1998). *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS* . Maracaibo: Astro Data S.A. .
- PETROAMAZONAS EP. (2018). *INFORME ANUAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO*. QUITO: PETROAMAZONAS EP.
- Rodriguez Barahona, C. (15 de 08 de 2014). *ANÁLISIS DEL CASO CHEVRÓN-TEXACO DESDE UNA PERSPECTIVA DEL MEDIO AMBIENTE COMO BIEN JURIDICO PROTEGIDO EN EL DERECHO PENAL ECUATORIANO*. Quito, Ecuador: PUCE.
- Sagal, M. (07 de 2013). *ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA CONTROLAR EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS DEL CAMPO PINDO EMPLEANDO EL ANÁLISIS DE LAS GRÁFICAS DE CHAN* (Tesis de Pregrado). Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Sharine, F. (15 de 07 de 2007). *EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO MARCELINA I-008* (Tesis de grado). Maracaibo, Venezuela: Universidad de Zulia .
- Telenchana, J. (06 de 2014). *EVALUACIÓN DE RESULTADOS DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADA EN LOS CAMPOS HORMIGUERO-NANTU EN EL YACIMIENTO "M1" Y "U INFERIOR"* (Tesis de Pregrado). Quito, Ecuador: Universidad Central de Ecuador.

Urbina, S., & Velázquez, L. (2018). EVALUACIÓN DE UN MODELO DE INYECCIÓN DE AGUA PARA EL MANTENIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN VILLETAS DEL CAMPO ORITO (Tesis de grado). Bogotá D.C., Bogotá, Colombia: Fundación Universidad de América.

Valencia, R. (2008). *ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN CONVENCIONAL DE PRUEBAS DE PRESIÓN*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Valencia, R. (2012). *RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Von Flatern, R. (2015). Artificial Lift. *Oilfield Review* 27, 1.

ANEXOS

ANEXOS 1. GRÁFICOS DE CHAN SPE 30775

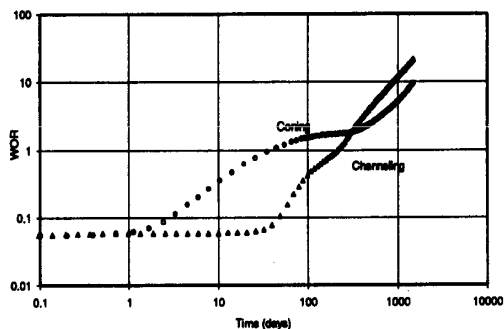


Figure 1—Water coning and channeling WOR comparison.

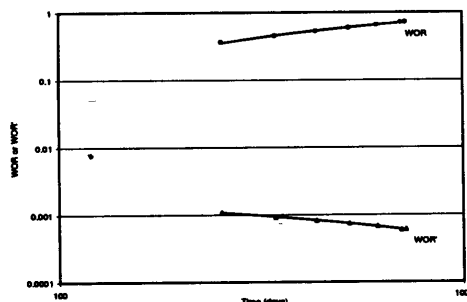


Figure 5—WOR and WOR' derivatives from the coning case history of the second SPE comparative solution project.

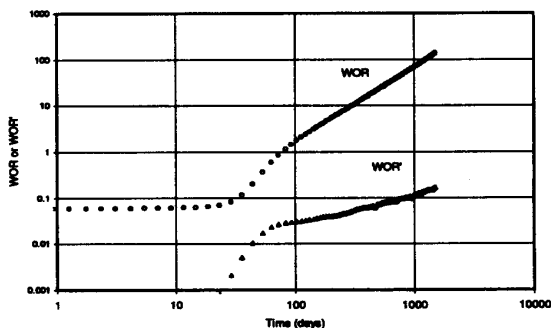


Figure 2—Multilayer channeling WOR and WOR' derivatives.

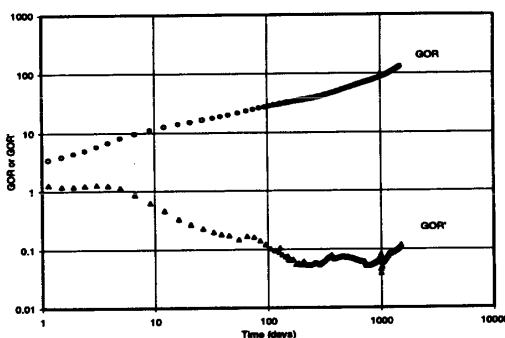


Figure 6—GOR and GOR' derivatives for gas coning in an oil well.

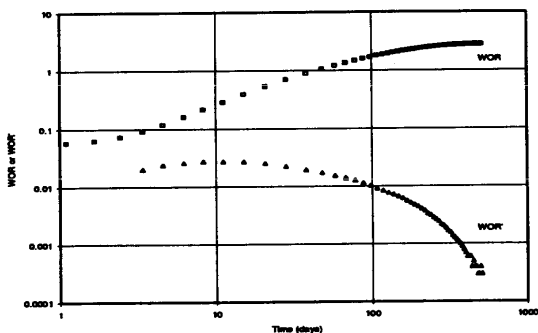


Figure 3—Bottomwater coning WOR and WOR' derivatives.

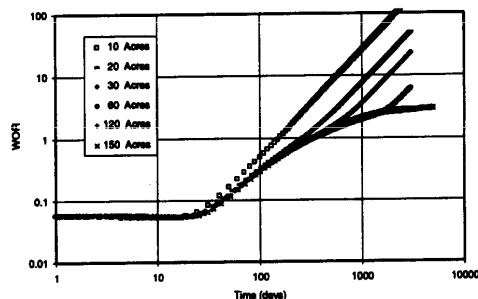


Figure 7—Bottomwater coning WOR vs well spacing.

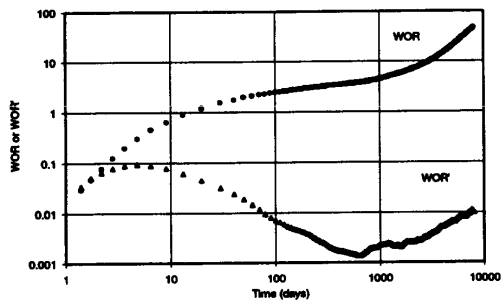


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

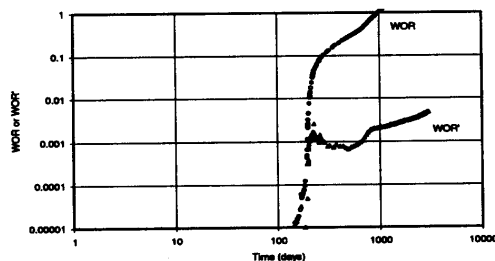


Figure 8—WOR and WOR' derivatives for thief layer water recycling.

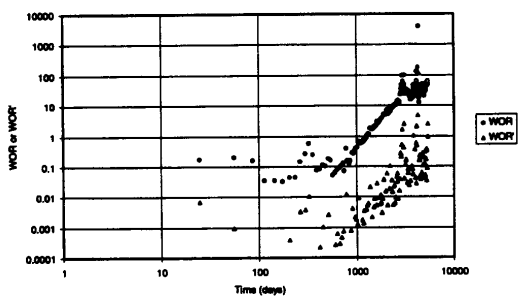


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

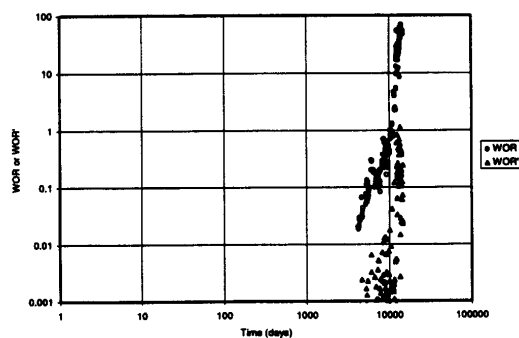


Figure 12—Field Example 4: Rapid Channeling.

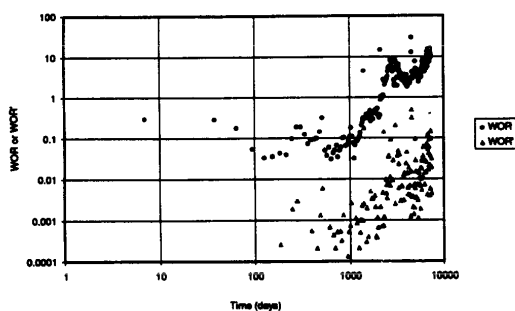


Figure 10—Field Example 2: Multilayer Channeling With Production Changes.

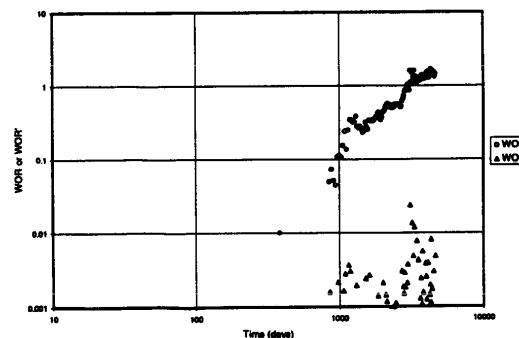


Figure 13—Field Example 5: Bottomwater Drive Coning.

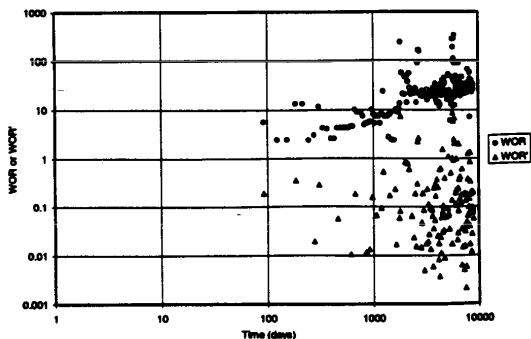


Figure 11—Field Example 3: Normal Displacement With High WOR.

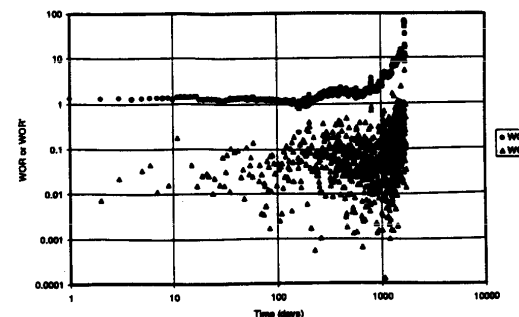


Figure 14—Field Example 6: Near Wellbore Water Channeling.

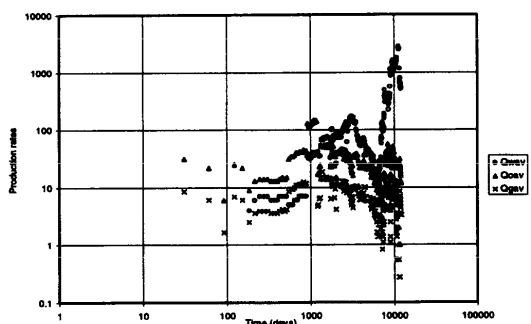


Figure 15.1—Field Example 7: Complete Production History.

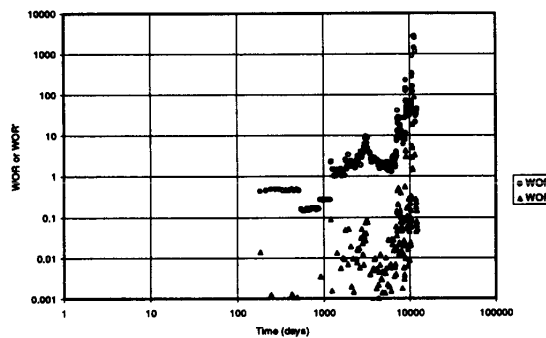


Figure 15.2—Field Example 7: Diagnostic Plots for Entire Period.

Fuente: (Chan, 1995)

ANEXOS 2. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSB-244UI

PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (DIAS)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (DIAS)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
1	2369.7	1552	1	8.33	22	2306.50645	1552	31	237.091
2	2298.3129	1552	31	263.687	23	2308.33333	1552	30	219.909
3	2309.24839	1552	31	268.823	24	2229.79677	1552	31	296.3
4	2342.31905	1552	21	200.249	25	2312.43333	1552	30	344.747
5	2354.37742	1552	31	320.099	26	2341.05484	1552	31	429.631
6	2335.43333	1552	30	280.973	27	2328.0871	1552	31	474.574
7	2339.0871	1552	31	273.44	28	2335.7	1552	28	405.724
8	2349.33333	1552	30	231.01	29	2265.93077	1552	13	155.093
9	2199.95806	1552	31	262.378	30	2121.2	1552	2	11.75
10	2312.18387	1552	31	221.212	31	2303.39231	1552	26	298.502
11	2273.03333	1552	30	210.899	32	2348.56667	1552	30	408.704
12	2250.50645	1552	31	260.191	33	2345.50645	1552	31	475.03
13	2682.93333	1552	30	232.021	34	2352.79677	1552	31	466.577
14	2215.05484	1552	31	223.505	35	2352.03333	1552	30	416.226
15	2794.7	1552	31	217.786	36	2354.11935	1552	31	434.914
16	2254.11379	1552	29	255.797	37	2343.2	1552	30	415.975
17	2292.63548	1552	31	262.479	38	2310.28065	1552	31	426.931
18	2310.93333	1552	30	236.814	39	2346.7	1552	31	430.267
19	2284.57097	1552	31	247.455	40	2353.45	1552	28	367.968
20	2308.16667	1552	30	237.139	41	2351.99032	1552	31	417.402
21	2307.7	1552	31	240.973	42	2135.93333	1552	30	382.425

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 3. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSC-247UI

PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (DIAS)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (DIAS)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
1	2152.80526	1552	19	46.037	23	2301.58462	1552	26	43.986
2	2314.34516	1552	31	49.791	24	2351.3	1552	30	46.641
3	2277.6	1552	30	35.167	25	2334.60323	1552	31	42.321
4	2250.50645	1552	31	40.531	26	2340.79677	1552	31	37.615
5	2183.33333	1552	30	39.967	27	2337.9	1552	30	34.132
6	2215.86129	1552	31	40.685	28	2342.11935	1552	31	30.653
7	2257.63548	1552	31	42.519	29	2336.63333	1552	30	18.717
8	2254.94138	1552	29	41.977	30	2251.15161	1552	31	26.045
9	2293.34516	1552	31	46.989	31	2335.99032	1552	31	26.919
10	2310.93333	1552	30	40.238	32	2345.48571	1552	28	27.454
11	2270.7	1552	31	40.597	33	2343.0871	1552	31	31.455
12	2304.46667	1552	30	34.873	34	2137.66667	1552	30	21.446
13	2307.53871	1552	31	33.432	35	2184.37742	1552	31	16.101
14	2306.43333	1552	30	30.436	36	2205.9	1552	30	25.236
15	2308.33333	1552	30	60.763	37	2238.76452	1552	31	27.297
16	2229.79677	1552	31	47.53	38	2841.76452	1552	31	20.101
17	2309.53333	1552	30	50.207	39	2300.8	1552	30	17.352
18	2331.99032	1552	31	49.993	40	2269.11935	1552	31	17.582
19	2310.7	1552	31	49.439	41	2350.83333	1552	30	17.683
20	2333.16429	1552	28	41.502	42	2364.44194	1552	31	19.415
21	2277.7	1552	14	19.046	43	2378.11935	1552	31	22.341
22	2121.2	1552	2	4.452	44	2342.81111	1552	27	16.606

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 4. TABLA DE DATOS DE INYECCIÓN DEL POZO SHSB-003UI

PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (Días)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	PERÍODO (MESES)	P_{iwf} (PSI)	\bar{P} (PSI)	Δt (Días)	PROMEDIO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
1	1855.59	1552	27.00	182.53	23	1958.97	1552	31.00	151.16
2	1791.57	1552	28.00	234.75	24	1954.83	1552	30.00	140.2
3	1826.16	1552	31.00	241.66	25	1960.39	1552	31.00	143.42
4	1866.32	1552	31.00	237.36	26	1950.57	1552	30.00	151.27
5	1865.17	1552	29.00	249.44	27	1918.90	1552	31.00	160.09
6	1903.65	1552	31.00	253.17	28	1954.48	1552	31.00	148.99
7	1921.23	1552	30.00	248.77	29	1959.82	1552	28.00	126.38
8	1894.39	1552	31.00	261.01	30	1946.77	1552	31.00	138.92
9	1916.97	1552	30.00	255.29	31	1746.30	1552	30.00	134.52
10	1917.84	1552	31.00	262.17	32	1794.68	1552	31.00	140.16
11	1916.03	1552	31.00	265.93	33	1818.97	1552	30.00	128.96
12	1918.63	1552	30.00	243.06	34	1849.06	1552	31.00	127.65
13	1840.10	1552	31.00	239.44	35	1893.87	1552	31.00	126.02
14	1916.00	1552	30.00	229.85	36	1911.10	1552	30.00	120.11
15	1946.13	1552	31.00	218.83	37	1881.35	1552	31.00	117.53
16	1932.87	1552	31.00	208.93	38	1961.13	1552	30.00	121.53
17	1940.79	1552	28.00	174.86	39	1974.74	1552	31.00	122.82
18	1890.57	1552	14.00	84.55	40	1988.42	1552	31.00	120.48
19	1731.50	1552	2.00	7.90	41	1951.96	1552	28.00	110.99
20	1912.69	1552	26.00	195.63	42	1983.52	1552	31.00	120.67
21	1965.50	1552	30.00	151.42	43	1964.33	1552	30.00	109.57
22	1958.16	1552	31.00	158.85	44	1963.35	1552	31.00	99.27

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 5. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSB-244UI

$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10-3	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10-3	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
817.7	0.8177	8.33	756.333333	521.6548	5412.26
746.312903	23.9534	272.017	677.796774	542.6665	5708.56
757.248387	47.4281	540.84	760.433333	565.4795	6053.307
790.319048	64.0248	741.089	789.054839	589.9402	6482.938
802.377419	88.8985	1061.188	776.087097	613.9989	6957.512
783.433333	112.4015	1342.161	783.7	635.9425	7363.236
787.087097	136.8012	1615.601	713.930769	645.2236	7518.329
797.333333	160.7212	1846.611	569.2	646.362	7530.079
647.958065	180.8079	2108.989	751.392308	665.8982	7828.581
760.183871	204.3736	2330.201	796.566667	689.7952	8237.285
721.033333	226.0046	2541.1	793.506452	714.3939	8712.315
698.506452	247.6583	2801.291	800.796774	739.2186	9178.892
1130.93333	281.5863	3033.312	800.033333	763.2196	9595.118
663.054839	302.141	3256.817	802.119355	788.0853	10030.032
1242.7	340.6647	3474.603	791.2	811.8213	10446.007
702.113793	361.026	3730.4	758.280645	835.328	10872.938
740.635484	383.9857	3992.879	794.7	859.9637	11303.205
758.933333	406.7537	4229.693	801.45	882.4043	11671.173
732.570968	429.4634	4477.148	799.990323	907.204	12088.575
756.166667	452.1484	4714.287	583.933333	924.722	12471
755.7	475.5751	4955.26	632.377419	944.3257	12862.699
754.506452	498.9648	5192.351	1197.26667	980.2437	13279.996

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 6. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSC-247UI

$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10 ⁻³	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10 ⁻³	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
600.805263	11.4153	46.037	749.584615	463.6946	43.986
762.345161	35.048	49.791	799.3	487.6736	46.641
725.6	56.816	35.167	782.603226	511.9343	42.321
698.506452	78.4697	40.531	788.796774	536.387	37.615
631.333333	97.4097	39.967	785.9	559.964	34.132
663.86129	117.9894	40.685	790.119355	584.4577	30.653
705.635484	139.8641	42.519	784.633333	607.9967	18.717
702.941379	160.2494	41.977	699.151613	629.6704	26.045
741.345161	183.2311	46.989	783.990323	653.9741	26.919
758.933333	205.9991	40.238	793.485714	676.1917	27.454
718.7	228.2788	40.597	791.087097	700.7154	31.455
752.466667	250.8528	34.873	585.666667	718.2854	21.446
755.53871	274.2745	33.432	632.377419	737.8891	16.101
754.433333	296.9075	30.436	653.9	757.5061	25.236
756.333333	319.5975	60.763	686.764516	778.7958	27.297
677.796774	340.6092	47.53	1289.76452	818.7785	20.101
757.533333	363.3352	50.207	748.8	841.2425	17.352
779.990323	387.5149	49.993	717.119355	863.4732	17.582
758.7	411.0346	49.439	798.833333	887.4382	17.683
781.164286	432.9072	41.502	812.441935	912.6239	19.415
725.7	443.067	19.046	826.119355	938.2336	22.341
569.2	444.2054	4.452	790.811111	959.5855	16.606

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 7. TABLA DE VALORES CALCULADOS PARA LA GRÁFICA DE LA CURVA DE HALL DEL POZO SHSB-003UI

$\Delta P = (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10-3	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)	ΔP $= (P_{iwf} - \bar{P})$ (PSI)	$\sum \Delta (P_{iwf} - \bar{P}) \Delta t$ (PSI-DIAS) *10-3	ACUMULADO DE INYECCIÓN DE AGUA MENSUAL (MBA)
303.59	8.197	182.534	406.97	226.247	4756.582
239.57	14.905	417.282	402.83	238.332	4896.782
274.16	23.404	658.945	408.39	250.992	5040.203
314.32	33.148	896.307	398.57	262.949	5191.473
313.17	42.23	1145.752	366.90	274.323	5351.561
351.65	53.131	1398.921	402.48	286.8	5500.555
369.23	64.208	1647.686	407.82	298.219	5626.931
342.39	74.822	1908.693	394.77	310.457	5765.849
364.97	85.771	2163.986	194.30	316.286	5900.37
365.84	97.112	2426.159	242.68	323.809	6040.526
364.03	108.397	2692.089	266.97	331.818	6169.481
366.63	119.396	2935.151	297.06	341.027	6297.13
288.10	128.327	3174.59	341.87	351.625	6423.145
364.00	139.247	3404.443	359.10	362.398	6543.256
394.13	151.465	3623.273	329.35	372.608	6660.79
380.87	163.272	3832.206	409.13	384.882	6782.324
388.79	174.158	4007.065	422.74	397.987	6905.145
338.57	178.898	4091.613	436.42	411.516	7025.625
179.50	179.257	4099.517	399.96	422.715	7136.622
360.69	188.635	4295.144	431.52	436.092	7257.296
413.50	201.04	4446.567	412.33	448.462	7366.861
406.16	213.631	4605.421	411.35	461.214	7466.128

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 8. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHSB-150UI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
16/10/2012	866	89.99	9462.46	31.2	24/04/2015	2024	55.99	9462.46	22.3
08/11/2012	703	0.79	9462.46	31.2	07/05/2015	2064	55.99	9462.46	22.3
10/12/2012	655	0.79	9462.46	31.2	16/05/2015	1918	55.99	9462.46	22.3
16/01/2013	690	0.79	9462.46	31.2	17/05/2015	1922	55.99	9462.46	22.3
07/02/2013	675	0.79	9462.46	31.2	18/05/2015	1922	64.99	9462.46	22.3
10/03/2013	689	0.79	9462.46	31.2	23/05/2015	1908	59.99	9462.46	22.3
05/04/2013	634	0.79	9462.46	31.2	24/05/2015	1892	59.99	9462.46	22.3
08/05/2013	672	0.79	9462.46	31.6	03/06/2015	1883	59.99	9462.46	22.3
27/07/2013	1275	0.79	9462.46	22.3	07/06/2015	1877	59.99	9462.46	22.3
01/08/2013	1234	29.99	9462.46	22.3	13/06/2015	2025	67.99	9462.46	22.3
07/09/2013	811	1.99	9462.46	22.3	14/06/2015	2025	67.99	9462.46	22.3
10/10/2013	738	9.99	9462.46	22.3	29/06/2015	1805	67.99	9462.46	22.3
11/11/2013	752	9.99	9462.46	22.3	10/07/2015	1766	67.99	9462.46	22.3
11/12/2013	765	17.99	9462.46	22.3	13/07/2015	1766	70.99	9462.46	22.3
07/01/2014	826	23.99	9462.46	22.3	30/07/2015	1663	70.99	9462.46	22.3
06/02/2014	767	31.99	9462.46	22.3	04/08/2015	1644	70.99	9462.46	22.3
22/03/2014	805	31.99	9462.46	22.3	16/08/2015	1629	76.99	9462.46	22.3
02/05/2014	847	41.99	9462.46	22.3	19/08/2015	1648	76.99	9462.46	22.3
14/06/2014	775	41.99	9462.46	22.3	24/08/2015	1685	76.99	9462.46	22.3
03/07/2014	768	41.99	9462.46	22.3	28/08/2015	1490	76.99	9462.46	22.3
21/08/2014	828	41.99	9462.46	22.3	01/09/2015	1618	76.99	9462.46	22.3
03/10/2014	841	43.99	9462.46	22.3	05/09/2015	1662	76.99	9462.46	22.3
03/11/2014	876	43.99	9462.46	22.3	06/09/2015	1682	72.99	9462.46	22.3
11/12/2014	1298	43.99	9462.46	22.3	12/09/2015	1637	72.99	9462.46	22.3
20/01/2015	1723	51.99	9462.46	22.3	29/09/2015	1658	72.99	9462.46	22.3
24/01/2015	1720	51.99	9462.46	22.3	02/10/2015	1687	72.99	9462.46	22.3
12/02/2015	1487	51.99	9462.46	22.3	04/10/2015	1748	74.99	9462.46	22.3
13/02/2015	1454	51.99	9462.46	22.3	15/10/2015	1953	74.99	9462.46	22.3
15/02/2015	1366	51.99	9462.46	22.3	17/10/2015	1950	74.99	9462.46	22.3
20/02/2015	1393	51.99	9462.46	22.3	22/10/2015	2102	74.99	9462.46	22.3
03/03/2015	1556	51.99	9462.46	22.3	01/11/2015	2216	74.99	9462.46	22.3
07/03/2015	1556	51.99	9462.46	22.3	08/11/2015	2319	74.99	9462.46	22.3
14/03/2015	1562	51.99	9462.46	22.3	16/11/2015	2394	74.99	9462.46	22.3
19/03/2015	1601	51.99	9462.46	22.3	18/11/2015	2394	74.99	9462.46	22.3
20/03/2015	1608	51.99	9462.46	22.3	27/11/2015	2408	74.99	9462.46	22.3
21/03/2015	1608	51.99	9462.46	22.3	03/12/2015	2458	74.99	9462.46	22.3
24/03/2015	1609	51.99	9462.46	22.3	07/12/2015	2450	74.99	9462.46	22.3
30/03/2015	1708	53.99	9462.46	22.3	09/12/2015	2521	80.99	9462.46	22.3
02/04/2015	1766	55.99	9462.46	22.3	16/12/2015	2547	74.99	9462.46	22.3
16/04/2015	1738	55.99	9462.46	22.3	24/12/2015	2599	74.99	9462.46	22.3
22/04/2015	1785	55.99	9462.46	22.3	30/12/2015	2619	74.99	9462.46	22.3

01/01/2016	2609	80.99	9462.46	22.3	12/06/2017	706	92.99	9300	22.3
03/02/2016	2582	80.99	9462.46	22.3	18/06/2017	735	92.99	9300	22.3
01/03/2016	615	89.99	9537	22.3	02/07/2017	745	92.99	9300	22.3
03/04/2016	300	89.99	9537	22.3	23/07/2017	738	92.99	9300	22.3
01/05/2016	298	89.99	9537	22.3	03/08/2017	593	94.99	9300	22.3
17/05/2016	290	89.99	9537	22.3	07/10/2017	2453	94.99	9300	22.3
21/05/2016	307	89.99	9537	22.3	18/11/2017	2204	94.99	9300	22.3
22/05/2016	302	89.99	9537	22.3	01/01/2018	2079	94.99	9300	22.3
04/06/2016	304	89.99	9537	22.3	24/02/2018	2047	94.99	9300	22.3
09/06/2016	299	89.99	9537	22.3	13/03/2018	2019	94.99	9300	22.3
17/06/2016	304	89.99	9537	22.3	03/04/2018	1922	94.99	9300	22.3
19/06/2016	613	89.99	9537	22.3	10/05/2018	1944	94.99	9300	22.3
04/07/2016	318	89.99	9537	22.3	03/06/2018	1822	94.99	9300	22.3
08/07/2016	325	89.99	9537	22.3	30/06/2018	1795	94.99	9300	22.3
04/08/2016	309	89.99	9537	22.3	07/07/2018	1420	94.99	9300	22.3
15/08/2016	376	89.99	9537	22.3	01/08/2018	1563	94.99	9300	22.3
22/08/2016	489	89.99	9537	22.3	30/08/2018	1255	94.99	9300	22.3
04/09/2016	363	89.99	9537	22.3	19/09/2018	1142	94.99	9300	22.3
21/09/2016	598	97.99	9300	22.3	28/09/2018	1133	94.99	9300	22.3
22/09/2016	470	95.99	9300	22.3	05/10/2018	1121	94.99	9300	22.3
23/09/2016	438	95.99	9300	22.3	15/10/2018	1153	94.99	9300	22.3
24/09/2016	398	93.99	9300	22.3	18/10/2018	1154	94.99	9300	22.3
25/09/2016	402	92.99	9300	22.3	04/11/2018	1091	94.99	9300	22.3
27/09/2016	381	91.99	9300	22.3	13/11/2018	1093	94.99	9300	22.3
28/09/2016	385	91.99	9300	22.3	18/11/2018	1006	94.99	9300	22.3
01/10/2016	422	89.99	9300	22.3	23/11/2018	987	94.99	9300	22.3
02/10/2016	431	89.99	9300	22.3	24/11/2018	989	94.99	9300	22.3
13/10/2016	558	89.99	9300	22.3	08/12/2018	970	94.99	9300	22.3
20/10/2016	580	89.99	9300	22.3	12/12/2018	967	94.99	9300	22.3
30/10/2016	670	89.99	9300	22.3	25/12/2018	932	94.99	9300	22.3
06/11/2016	786	89.99	9300	22.3	14/01/2019	930	94.99	9300	22.3
14/11/2016	824	92.99	9300	22.3	25/01/2019	823	94.99	9300	22.3
17/11/2016	787	92.99	9300	22.3	10/02/2019	835	94.99	9300	22.3
09/12/2016	850	92.99	9300	22.3	23/02/2019	915	94.99	9300	22.3
29/12/2016	920	92.99	9300	22.3	24/02/2019	902	94.99	9300	22.3
30/12/2016	911	92.99	9300	22.3	14/03/2019	908	94.99	9300	22.3
03/01/2017	934	92.99	9300	22.3	25/03/2019	907	94.99	9300	22.3
10/01/2017	920	92.99	9300	22.3	22/04/2019	904	94.99	9300	22.3
09/03/2017	1139	92.99	9300	22.3	27/04/2019	905	94.99	9300	22.3
01/04/2017	921	92.99	9300	22.3	14/05/2019	910	94.99	9300	22.3

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 9. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHSB-136UI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
22/01/2014	472	49.99	7800	29.3	27/12/2016	420	29.99	7800	28.6
27/01/2014	379	49.99	7800	29.3	30/12/2016	400	29.99	7800	28.6
28/01/2014	365	0.40	7800	29.3	01/01/2017	405	29.99	7800	28.6
30/01/2014	330	0.40	7800	29.3	11/01/2017	400	29.99	7800	28.6
03/02/2014	580	0.50	7800	29.3	18/01/2017	406	63.99	7800	28.6
09/02/2014	332	0.50	7800	29.3	30/03/2017	546	63.99	7800	28.6
13/02/2014	339	49.99	7800	29.3	07/04/2017	441	63.99	7800	28.6
14/02/2014	339	49.99	7800	29.3	11/05/2017	444	63.99	7800	28.6
15/02/2014	321	59.99	7800	29.3	12/05/2017	422	63.99	7800	28.6
26/02/2014	310	59.99	7800	29.3	23/05/2017	441	63.99	7800	28.6
01/03/2014	305	59.99	7800	29.3	25/05/2017	431	44.99	7800	28.6
02/03/2014	309	59.99	7800	29.3	02/06/2017	444	37.99	7800	28.6
04/03/2014	312	59.99	7800	29.3	20/06/2017	454	37.99	7800	28.6
10/03/2014	312	59.99	7800	29.3	21/07/2017	410	37.99	7800	28.6
23/03/2014	296	59.99	7800	29.3	04/09/2017	413	37.99	7800	28.6
22/04/2014	817	79.99	7800	29.3	07/10/2017	380	37.99	7800	28.6
23/04/2014	951	69.99	7800	29.3	10/10/2017	871	37.99	7800	28.6
24/04/2014	574	1.09	7800	29.3	16/11/2017	294	37.99	7800	28.6
25/04/2014	594	1.09	7800	28.6	24/11/2017	307	37.99	7800	28.6
26/04/2014	757	43.99	7800	28.6	02/01/2018	269	37.99	7800	28.6
27/04/2014	688	23.99	7800	28.6	03/01/2018	269	33.99	7800	28.6
29/04/2014	680	23.99	7800	28.6	26/02/2018	310	33.99	7800	28.6
05/05/2014	670	35.99	7800	28.6	21/03/2018	272	33.99	7800	28.6
08/05/2014	624	35.99	7800	28.6	10/04/2018	299	33.99	7800	28.6
10/05/2014	623	35.99	7800	28.6	15/10/2018	364	71.99	7802	28.6
25/05/2014	597	35.99	7800	28.6	16/10/2018	420	49.99	7802	28.6
30/05/2014	583	35.99	7800	28.6	17/10/2018	338	45.99	7802	28.6
10/06/2014	460	35.99	7800	28.6	18/10/2018	334	45.99	7802	28.6
13/06/2014	543	35.99	7800	28.6	22/10/2018	320	39.99	7802	28.6
16/06/2014	537	35.99	7800	28.6	27/10/2018	326	39.99	7802	28.6
25/06/2014	516	35.99	7800	28.6	28/10/2018	319	39.99	7802	28.6
07/07/2014	501	35.99	7800	28.6	17/02/2019	278	39.99	7802	28.6
10/07/2014	474	35.99	7800	28.6	15/03/2019	279	39.99	7802	28.6
20/07/2014	474	35.99	7800	28.6	22/03/2019	250	39.99	7802	28.6
07/08/2014	429	35.99	7800	28.6	20/04/2019	240	39.99	7802	28.6
19/08/2014	420	35.99	7800	28.6	29/04/2019	215	39.99	7802	28.6
24/12/2016	517	93.99	7800	28.6	22/05/2019	191	39.99	7802	28.6
25/12/2016	543	79.99	7800	28.6	30/05/2019	216	39.99	7802	28.6

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 10. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHSB-151UI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
22/12/2013	727	23.99	8694.37	25.1	27/06/2015	1667	94.99	8694.37	22.7
23/12/2013	727	23.99	8694.37	25.1	28/06/2015	1614	91.99	8694.37	22.7
25/12/2013	658	23.99	8694.37	25.1	02/07/2015	1569	91.99	8694.37	22.7
27/12/2013	656	14.99	8694.37	25.1	27/07/2015	1509	91.99	8694.37	22.7
04/01/2014	656	19.99	8694.37	25.1	30/07/2015	1524	91.99	8694.37	22.7
08/01/2014	872	19.99	8694.37	25.1	05/08/2015	1509	91.99	8694.37	22.7
20/02/2014	970	97.99	8694.37	25.1	09/08/2015	1725	91.99	8694.37	22.7
22/02/2014	748	91.99	8694.37	25.1	12/08/2015	1537	91.99	8694.37	22.7
24/02/2014	729	59.99	8694.37	25.1	19/03/2016	1960	95.99	8845	22.7
28/02/2014	741	59.99	8694.37	25.1	20/03/2016	1943	93.99	8845	22.7
20/05/2014	717	61.99	8694.37	25.1	21/03/2016	1876	91.99	8845	22.7
31/05/2014	746	61.99	8694.37	25.1	22/03/2016	1849	94.99	8845	22.7
04/06/2014	738	61.99	8694.37	25.1	24/03/2016	807	94.99	8845	22.7
15/06/2014	748	61.99	8694.37	25.1	25/03/2016	1380	91.99	8845	22.7
28/06/2014	759	61.99	8694.37	25.1	26/03/2016	1251	91.99	8845	22.7
10/07/2014	769	61.99	8694.37	25.1	29/03/2016	1149	91.99	8845	22.7
16/07/2014	771	61.99	8694.37	25.1	30/03/2016	1149	91.99	8845	22.7
17/07/2014	738	61.99	8694.37	25.1	04/04/2016	876	91.99	8845	22.7
10/08/2014	768	61.99	8694.37	25.1	19/05/2016	734	91.99	8845	22.7
03/09/2014	749	61.99	8694.37	25.1	25/05/2016	765	91.99	8845	22.7
14/09/2014	658	61.99	8694.37	25.1	20/08/2016	1615	93.99	8845	22.7
15/09/2014	654	61.99	8694.37	25.1	21/08/2016	1613	93.99	8845	22.7
16/09/2014	654	61.99	8694.37	25.1	26/08/2016	1150	93.99	8845	22.7
17/09/2014	636	49.99	8694.37	25.1	27/08/2016	1150	93.99	8845	22.7
04/10/2014	631	49.99	8694.37	25.1	02/11/2016	1658	93.99	8845	22.7
24/10/2014	650	49.99	8694.37	25.1	16/11/2016	1395	93.99	8845	22.7
31/10/2014	661	49.99	8694.37	25.1	09/12/2016	1510	93.99	8845	22.7
12/12/2014	1110	54.99	8694.37	25.1	04/04/2017	1510	93.99	8845	22.7
22/12/2014	1163	57.99	8694.37	25.1	12/06/2017	961	93.99	8845	22.7
28/12/2014	1167	58.99	8694.37	25.1	18/06/2017	2050	95.99	8845	22.7
01/01/2015	1308	58.99	8694.37	25.1	30/07/2017	2051	95.99	8845	22.7
09/01/2015	1391	58.99	8694.37	25.1	06/08/2017	2218	95.99	8845	22.7
16/01/2015	1430	62.99	8694.37	25.1	09/09/2017	2215	95.99	8845	22.7
12/02/2015	1143	62.99	8694.37	30	02/01/2018	2068	95.99	8845	22.7
24/02/2015	1314	62.99	8694.37	22.7	12/01/2018	2028	95.99	8845	22.7
04/03/2015	1385	62.99	8694.37	22.7	06/03/2018	1989	95.99	8845	22.7
08/03/2015	1385	79.99	8694.37	22.7	02/04/2018	1850	95.99	8845	22.7
11/03/2015	1385	79.99	8694.37	22.7	04/05/2018	1922	95.99	8845	22.7
23/06/2015	1731	94.99	8694.37	22.7	08/06/2018	1736	95.99	8845	22.7

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 11. TABLA DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE Pwf pozo SHSC-250US

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
05/04/2014	1581	69.99	9254.37	28.2	30/04/2015	152	3.99	9254.37	28.8
06/04/2014	1218	49.99	9254.37	28.2	03/05/2015	317	3.99	9254.37	28.8
09/04/2014	1005	49.99	9254.37	28.2	19/05/2015	523	3.99	9254.37	28.8
25/04/2014	481	49.99	9254.37	28.2	02/06/2015	325	3.99	9254.37	28.8
28/04/2014	450	0.79	9254.37	28.2	05/07/2015	528	3.99	9254.37	28.8
15/05/2014	448	0.99	9254.37	28.2	28/07/2015	212	91.99	9254.37	28.8
22/05/2014	396	0.99	9254.37	28.2	29/07/2015	212	49.99	9254.37	28.8
23/05/2014	402	0.99	9254.37	28.8	30/07/2015	212	91.99	9254.37	28.8
25/05/2014	352	0.99	9254.37	28.8	01/08/2015	167	89.99	9254.37	28.8
02/06/2014	384	0.99	9254.37	28.8	04/08/2015	422	89.99	9254.37	28.8
17/06/2014	221	0.99	9254.37	28.8	05/08/2015	551	89.99	9254.37	28.8
09/07/2014	221	0.99	9254.37	28.8	06/08/2015	449	89.99	9254.37	28.8
18/08/2014	222	0.99	9254.37	28.8	18/08/2015	497	89.99	9254.37	28.8
08/09/2014	116	0.99	9254.37	28.8	21/08/2015	200	39.99	9254.37	28.8
20/09/2014	134	0.99	9254.37	28.8	22/08/2015	271	9.99	9254.37	28.8
23/09/2014	155	0.99	9254.37	28.8	25/08/2015	271	9.99	9254.37	28.8
17/10/2014	209	0.99	9254.37	28.8	26/08/2015	421	9.99	9254.37	28.8
10/11/2014	1338	99.99	9254.37	28.8	27/08/2015	780	9.99	9254.37	28.8
11/11/2014	1157	89.99	9254.37	28.8	28/08/2015	720	9.99	9254.37	28.8
12/11/2014	1105	89.99	9254.37	28.8	31/08/2015	606	9.99	9254.37	28.8
13/11/2014	1069	33.99	9254.37	28.8	01/09/2015	575	9.99	9254.37	28.8
14/11/2014	1111	33.99	9254.37	28.8	02/09/2015	557	5.99	9254.37	28.8
16/11/2014	807	1.99	9254.37	28.8	03/09/2015	508	5.99	9254.37	28.8
17/11/2014	766	1.99	9254.37	28.8	04/09/2015	535	5.99	9254.37	28.8
18/11/2014	758	1.99	9254.37	28.8	05/09/2015	599	5.99	9254.37	28.8
23/11/2014	426	1.99	9254.37	28.8	06/09/2015	621	5.99	9254.37	28.8
24/11/2014	430	3.99	9254.37	28.8	07/09/2015	632	5.99	9254.37	28.8
28/11/2014	231	3.99	9254.37	28.8	19/09/2015	870	5.99	9254.37	28.8
03/01/2015	782	3.99	9254.37	28.8	20/09/2015	744	5.99	9254.37	28.8
06/01/2015	605	3.99	9254.37	28.8	22/09/2015	679	5.99	9254.37	28.8
11/02/2015	749	3.99	9254.37	28.8	23/09/2015	681	5.99	9254.37	28.8
26/02/2015	1055	3.99	9254.37	28.8	24/09/2015	667	5.99	9254.37	28.8
28/02/2015	593	3.99	9254.37	28.8	25/09/2015	670	5.99	9254.37	28.8
03/04/2015	282	97.99	9254.37	28.8	03/10/2015	690	5.99	9254.37	28.8
12/04/2015	529	9.99	9254.37	28.8	05/10/2015	710	5.99	9254.37	28.8
13/04/2015	533	4.99	9254.37	28.8	14/10/2015	791	5.99	9254.37	28.8
15/04/2015	898	0.49	9254.37	28.8	22/10/2015	935	5.99	9254.37	28.8
29/04/2015	179	0.49	9254.37	28.8	24/10/2015	935	5.99	9254.37	28.8

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 12. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHS-053UI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
26/06/2011	2228	69.99	9015	23.6	03/11/2012	988	59.99	9015	23.6
05/07/2011	961	41.99	9015	23.6	09/12/2012	994	59.99	9015	23.6
14/07/2011	958	41.99	9015	23.6	11/12/2012	980	59.99	9015	23.6
29/07/2011	1002	64.99	9015	23.6	24/12/2012	1055	59.99	9015	23.6
02/08/2011	986	64.99	9015	23.6	15/01/2013	1056	59.99	9015	23.6
31/08/2011	965	64.99	9015	23.6	29/01/2013	1066	59.99	9015	23.6
09/09/2011	961	64.99	9015	23.6	05/02/2013	1064	59.99	9015	23.6
12/09/2011	995	64.99	9015	23.6	02/03/2013	1064	59.99	9015	23.6
04/10/2011	1013	64.99	9015	23.6	02/04/2013	1044	59.99	9015	23.6
10/10/2011	1025	64.99	9015	23.6	06/04/2013	1044	59.99	9015	23.6
07/11/2011	996	57.99	9015	23.6	02/05/2013	1042	59.99	9015	23.6
10/11/2011	998	57.99	9015	23.6	31/05/2013	1010	59.99	9015	23.6
06/12/2011	1018	57.99	9015	23.6	11/06/2013	1002	11.99	9015	23.6
08/12/2011	907	57.99	9015	23.6	25/06/2013	995	59.99	9015	23.6
03/01/2012	1038	57.99	9015	23.6	29/06/2013	982	59.99	9015	23.6
06/01/2012	1069	57.99	9015	23.6	23/07/2013	996	51.99	9015	23.6
02/02/2012	1003	57.99	9015	23.6	28/07/2013	1040	51.99	9015	23.6
17/02/2012	1093	57.99	9015	23.6	04/08/2013	1021	51.99	9015	23.6
27/02/2012	1080	57.99	9015	23.6	27/08/2013	1039	51.99	9015	23.6
02/03/2012	1067	57.99	9015	23.6	16/09/2013	1018	51.99	9015	23.6
21/03/2012	1051	55.99	9015	23.6	24/09/2013	1047	51.99	9015	23.6
29/03/2012	1057	55.99	9015	23.6	02/10/2013	1014	51.99	9015	23.6
02/04/2012	1054	55.99	9015	23.6	29/10/2013	1010	51.99	9015	23.6
05/04/2012	1054	55.99	9015	23.6	03/11/2013	1010	51.99	9015	23.6
23/04/2012	1076	55.99	9015	23.6	26/11/2013	1008	51.99	9015	23.6
27/04/2012	1082	55.99	9015	23.6	03/12/2013	1003	51.99	9015	23.6
01/05/2012	1079	55.99	9015	23.6	28/12/2013	1005	51.99	9015	23.6
28/05/2012	1088	55.99	9015	23.6	05/01/2014	1009	51.99	9015	23.6
31/05/2012	1086	55.99	9015	23.6	17/01/2014	1032	51.99	9015	23.6
04/06/2012	1090	55.99	9015	23.6	22/01/2014	1034	51.99	9015	23.6
18/06/2012	1102	55.99	9015	23.6	01/02/2014	998	51.99	9015	23.6
24/06/2012	1107	55.99	9015	23.6	23/02/2014	1007	55.99	9015	23.6
02/07/2012	1107	55.99	9015	23.6	14/03/2014	999	55.99	9015	23.6
28/07/2012	1114	55.99	9015	23.6	25/03/2014	1010	55.99	9015	23.6
01/08/2012	1113	55.99	9015	23.6	04/04/2014	1012	55.99	9015	23.6
11/09/2012	1487	83.99	9015	23.6	26/05/2014	1020	55.99	9015	23.6
17/09/2012	1170	63.99	9015	23.06	28/05/2014	1003	55.99	9015	23.6
19/09/2012	1170	59.99	9015	23.06	06/06/2014	998	55.99	9015	23.6
04/10/2012	1048	59.99	9015	23.06	25/06/2014	996	55.99	9015	23.6
30/10/2012	996	59.99	9015	23.6	15/07/2014	976	55.99	9015	23.6

05/08/2014	968	55.99	9015	23.6	09/05/2017	920	73	9015	23.6
10/09/2014	989	55.99	9015	23.6	26/08/2017	1292	73	9015	23.6
05/10/2014	948	55.99	9015	23.6	05/09/2017	1284	73	9015	23.6
22/11/2014	871	55.99	9015	23.6	19/09/2017	1184	73	9015	23.6
02/12/2014	810	84	9015	23.6	08/01/2018	1039	84	9015	23.6
22/12/2014	797	56	9015	23.6	24/02/2018	1024	84	9015	23.6
09/01/2015	779	56	9015	23.6	13/03/2018	996	84	9015	23.6
01/02/2015	807	56	9015	23.6	08/04/2018	976	84	9015	23.6
05/03/2015	788	56	9015	23.6	27/04/2018	922	84	9080	23.6
04/04/2015	789	50	9015	23.6	01/05/2018	920	84	9080	23.6
08/05/2015	775	50	9015	23.6	02/06/2018	565	80	9080	23.6
23/05/2015	813	50	9015	23.6	09/06/2018	554	80	9080	23.6
03/06/2015	860	50	9015	23.6	06/07/2018	528	80	9080	23.6
04/07/2015	742	50	9015	23.6	07/07/2018	528	80	9080	23.6
24/07/2015	772	50	9015	23.6	31/07/2018	484	80	9080	23.6
11/08/2015	838	50	9015	23.6	26/08/2018	508	80	9080	23.6
25/08/2015	861	50	9015	23.6	09/09/2018	571	80	9080	23.6
06/09/2015	905	50	9015	23.6	10/09/2018	573	80	9080	23.6
02/10/2015	901	50	9015	23.6	25/09/2018	492	80	9080	23.6
31/10/2015	861	27	9015	23.6	28/09/2018	487	80	9080	23.6
06/11/2015	860	27	9015	23.6	03/10/2018	561	80	9080	23.6
23/11/2015	798	24	9015	23.6	15/10/2018	561	80	9080	23.6
05/12/2015	806	24	9015	23.6	18/10/2018	534	80	9080	23.6
03/01/2016	784	22	9015	23.6	03/11/2018	517	80	9080	23.6
30/01/2016	815	38	9015	23.6	14/11/2018	519	80	9080	23.6
20/02/2016	801	30	9015	23.6	23/11/2018	426	80	9080	23.6
04/03/2016	807	44	9015	23.6	02/12/2018	477	80	9080	23.6
27/03/2016	787	44	9015	23.6	11/12/2018	407	80	9080	23.6
02/04/2016	794	47	9015	23.6	26/12/2018	386	80	9080	23.6
26/04/2016	783	47	9015	23.6	25/01/2019	299	80	9080	23.6
13/05/2016	798	47	9015	23.6	29/01/2019	270	80	9080	23.6
26/05/2016	809	47	9015	23.6	04/02/2019	271	65	9080	23.6
14/06/2016	860	47	9015	23.6	06/02/2019	289	65	9080	23.6
12/07/2016	897	52	9015	23.6	15/02/2019	290	65	9080	23.6
03/08/2016	841	60	9015	23.6	10/03/2019	296	65	9080	23.6
01/09/2016	964	65	9015	23.6	16/03/2019	298	65	9080	23.6
04/10/2016	902	65	9015	23.6	18/04/2019	296	65	9080	23.6
25/11/2016	797	65	9015	23.6	28/04/2019	289	65	9080	23.6
29/12/2016	765	65	9015	23.6	02/05/2019	274	65	9080	23.6
13/02/2017	802	73	9015	23.6	13/05/2019	278	65	9080	23.6
25/04/2017	831	73	9015	23.6	30/05/2019	290	65	9080	23.6
02/05/2017	847	73	9015	23.6	04/06/2019	290	65	9080	23.6

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 13. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHS-086UI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
12/10/2011	1284	91.99	8919.2	24	02/07/2014	830	85.99	8919.2	25.2
13/10/2011	1237	69.99	8919.2	24	10/07/2014	828	85.99	8919.2	25.2
17/10/2011	1221	55.99	8919.2	24	22/07/2014	818	85.99	8919.2	25.2
21/10/2011	1224	69.99	8919.2	24	03/08/2014	814	75.99	8919.2	25.2
24/10/2011	1214	69.99	8919.2	24	07/08/2014	808	75.99	8919.2	25.2
29/10/2011	1214	69.99	8919.2	24	17/08/2014	813	75.99	8919.2	25.2
21/02/2012	1228	53.99	8919.2	24	19/08/2014	818	85.99	8919.2	25.2
27/02/2012	1230	53.99	8919.2	24	21/08/2014	827	85.99	8919.2	25.2
08/03/2012	1205	89.99	8919.2	24	24/09/2014	824	85.99	8919.2	25.2
09/03/2012	1185	53.99	8919.2	24	05/10/2014	817	85.99	8919.2	25.2
14/03/2012	1178	53.99	8919.2	24	05/11/2014	824	85.99	8919.2	25.2
19/03/2012	1178	53.99	8919.2	24	03/12/2014	821	85.99	8919.2	25.2
22/03/2012	1170	53.99	8919.2	24	13/01/2015	888	79.99	8919.2	25.2
24/03/2012	1176	59.99	8919.2	24	09/02/2015	944	79.99	8919.2	25.2
29/03/2012	1174	59.99	8919.2	24	02/03/2015	978	79.99	8919.2	25.2
02/04/2012	1174	59.99	8919.2	24	04/04/2015	1036	77.99	8919.2	25.2
05/04/2012	1180	59.99	8919.2	24	07/05/2015	1141	70	8919.2	25.2
09/04/2012	1180	59.99	8919.2	24	05/06/2015	1235	75	8919.2	25.2
14/04/2012	1178	59.99	8919.2	24	08/07/2015	1260	79	8919.2	25.2
18/04/2012	1159	59.99	8919.2	24	14/07/2015	1234	79	8919.2	25.2
21/11/2012	1204	59.99	8919.2	29.1	02/08/2015	1205	79	8919.2	25.2
06/12/2012	1201	59.99	8919.2	29.1	14/08/2015	1180	79	8919.2	25.2
12/12/2012	1193	59.99	8919.2	29.1	19/08/2015	1170	79	8919.2	25.2
16/12/2012	1191	59.99	8919.2	29.1	23/08/2015	1170	79	8919.2	25.2
20/12/2012	1190	59.99	8919.2	29.1	01/09/2015	1162	79	8919.2	25.2
01/01/2013	1191	59.99	8919.2	29.1	15/09/2015	1162	79	8919.2	25.2
02/01/2013	1191	59.99	8919.2	29.1	22/09/2015	1158	79	8919.2	25.2
04/01/2013	1177	59.99	8919.2	29.1	03/10/2015	1178	79	8919.2	25.2
09/01/2013	1178	59.99	8919.2	29.1	06/10/2015	1171	79	8919.2	25.2
15/01/2013	1179	59.99	8919.2	29.1	13/10/2015	1199	79	8919.2	25.2
22/05/2013	1141	59.99	8919.2	25.2	19/10/2015	1221	79	8919.2	25.2
28/05/2013	1136	59.99	8919.2	25.2	27/10/2015	1230	79	8919.2	25.2
05/06/2013	1140	59.99	8919.2	25.2	01/11/2015	1204	79	8919.2	25.2
10/06/2013	1138	59.99	8919.2	25.2	12/11/2015	1215	79	8919.2	25.2
11/06/2013	1138	54.99	8919.2	25.2	15/11/2015	1221	79	8919.2	25.2
21/06/2013	1152	54.99	8919.2	25.2	03/12/2015	1240	79	8919.2	25.2
14/03/2014	896	75.99	8919.2	25.2	15/12/2015	1236	79	8919.2	25.2
27/03/2014	887	75.99	8919.2	25.2	02/01/2016	1242	79	8919.2	25.2
31/03/2014	884	75.99	8919.2	25.2	07/01/2016	1241	81	8919.2	25.2
15/04/2014	978	75.99	8919.2	25.2	15/01/2016	1231	81	8919.2	25.2

16/01/2016	1202	81	8919.2	25.2	28/07/2017	825	86	8900	25.1
26/01/2016	1236	81	8919.2	25.2	08/08/2017	812	86	8900	25.1
20/03/2016	750	77	8900	25.2	14/09/2017	808	86	8900	25.1
22/03/2016	750	77	8900	25.2	18/09/2017	1164	86	8900	25.1
23/03/2016	750	77	8900	25.2	23/09/2017	1145	86	8900	25.1
27/03/2016	720	77	8900	25.2	26/09/2017	1144	86	8900	25.1
30/03/2016	711	77	8900	25.1	07/10/2017	1154	86	8900	25.1
01/04/2016	707	77	8900	25.1	13/10/2017	1150	86	8900	25.1
08/05/2016	635	77	8900	25.1	06/11/2017	1154	86	8900	25.1
06/06/2016	621	77	8900	25.1	17/11/2017	1175	86	8900	25.1
05/07/2016	616	77	8900	25.1	22/11/2017	1168	86	8900	25.1
06/07/2016	619	77	8900	25.1	30/11/2017	1142	86	8900	25.1
17/07/2016	621	77	8900	25.1	12/12/2017	1140	86	8900	25.1
29/07/2016	629	77	8900	25.1	24/12/2017	1153	86	8900	25.1
13/08/2016	630	77	8900	25.1	05/01/2018	1154	86	8900	25.1
20/08/2016	636	77	8900	25.1	06/02/2018	1150	86	8900	25.1
29/08/2016	632	77	8900	25.1	12/02/2018	1141	86	8900	25.1
10/09/2016	619	77	8900	25.1	07/03/2018	1130	86	8900	25.1
13/09/2016	626	77	8900	25.1	14/03/2018	1129	86	8900	25.1
19/09/2016	630	77	8900	25.1	21/03/2018	1142	86	8900	25.1
26/09/2016	623	77	8900	25.1	10/04/2018	1110	86	8900	25.1
06/10/2016	632	77	8900	25.1	06/05/2018	1163	86	8900	25.1
08/10/2016	632	77	8900	25.1	02/06/2018	1163	86	8900	25.1
10/10/2016	628	77	8900	25.1	24/06/2018	1162	86	8900	25.1
31/10/2016	639	77	8900	25.1	02/07/2018	1164	86	8900	25.1
04/11/2016	636	77	8900	25.1	29/07/2018	1184	86	8900	25.1
11/11/2016	632	77	8900	25.1	25/08/2018	1178	86	8900	25.1
27/11/2016	637	77	8900	25.1	14/09/2018	1178	86	8900	25.1
06/12/2016	634	77	8900	25.1	29/09/2018	1170	86	8900	25.1
24/12/2016	634	85	8900	25.1	02/10/2018	1170	86	8900	25.1
25/12/2016	642	86	8900	25.1	05/10/2018	1174	86	8900	25.1
02/01/2017	634	86	8900	25.1	12/10/2018	1440	10	8907	25.1
14/02/2017	632	86	8900	25.1	13/10/2018	1017	96	8907	25.1
15/02/2017	644	86	8900	25.1	14/10/2018	968	92	8907	25.1
21/02/2017	1027	86	8900	25.1	15/10/2018	930	90	8907	25.1
04/04/2017	1027	86	8900	25.1	16/10/2018	901	90	8907	25.1
05/04/2017	988	86	8900	25.1	17/10/2018	901	90	8907	25.1
09/04/2017	990	86	8900	25.1	21/10/2018	883	92	8907	25.1
02/06/2017	1135	86	8900	25.1	22/10/2018	883	96	8907	25.1
09/06/2017	1132	86	8900	25.1	25/10/2018	875	96	8907	25.1
27/06/2017	1146	86	8900	25.1	04/11/2018	875	99	8907	25.1
16/07/2017	1124	86	8900	25.1	05/11/2018	875	99	8907	25.1

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 14. TABLA DE DATOS PARA EL CALCULO DE Pwf pozo SHSB-135TI

FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api	FECHA	PIP Psi	BSW fracción	Pro Sensor ft	API °Api
07/03/2012	1020	19.99	8825.42	32.9	07/07/2015	917	75.99	8825.42	32
01/04/2012	1128	5.99	8825.42	32.9	03/08/2015	796	75.99	8825.42	32
01/05/2012	869	21.99	8825.42	32.9	16/08/2015	738	75.99	8825.42	32
05/06/2012	951	29.99	8825.42	32.9	17/08/2015	736	75.99	8825.42	32
06/07/2012	767	39.99	8825.42	32.9	21/08/2015	746	75.99	8825.42	32
02/08/2012	710	39.99	8825.42	32.9	23/08/2015	755	75.99	8825.42	32
03/08/2012	798	43.99	8825.42	32.9	28/08/2015	774	75.99	8825.42	32
11/09/2012	786	44.99	8825.42	32.9	03/09/2015	735	75.99	8825.42	32
05/10/2012	770	53.99	8825.42	32.9	18/09/2015	719	75.99	8825.42	32
25/12/2012	845	69.99	8825.42	32.9	20/09/2015	713	75.99	8825.42	32
10/01/2013	613	62.99	8825.42	32.9	01/10/2015	730	75.99	8825.42	32
06/02/2013	539	62.99	8825.42	32.9	15/10/2015	788	75.99	8825.42	32
02/03/2013	523	62.99	8825.42	32.9	29/10/2015	882	75.99	8825.42	32
08/04/2013	515	62.99	8825.42	32	13/11/2015	947	75.99	8825.42	32
03/05/2013	508	62.99	8825.42	32	22/11/2015	933	75.99	8825.42	32
10/06/2013	501	62.99	8825.42	32	30/11/2015	965	75.99	8825.42	32
01/07/2013	501	62.99	8825.42	32	05/12/2015	974	75.99	8825.42	32
11/08/2013	476	62.99	8825.42	32	07/12/2015	986	75.99	8825.42	32
05/09/2013	473	62.99	8825.42	32	13/12/2015	995	75.99	8825.42	32
12/10/2013	473	62.99	8825.42	32	21/12/2015	988	75.99	8825.42	32
03/11/2013	509	62.99	8825.42	32	13/01/2016	986	75.99	8825.42	32
03/12/2013	483	62.99	8825.42	32	15/01/2016	967	75.99	8825.42	32
12/01/2014	489	67.99	8825.42	32	22/01/2016	963	75.99	8825.42	32
06/02/2014	474	67.99	8825.42	32	02/02/2016	894	75.99	8825.42	32
09/03/2014	470	67.99	8825.42	32	19/02/2016	938	75.99	8825.42	32
03/04/2014	463	67.99	8825.42	32	26/02/2016	938	75.99	8825.42	32
11/05/2014	470	67.99	8825.42	32	02/03/2016	891	75.99	8825.42	32
12/06/2014	448	63.99	8825.42	32	06/03/2016	867	75.99	8825.42	32
04/07/2014	448	63.99	8825.42	32	09/03/2016	865	75.99	8825.42	32
12/08/2014	430	63.99	8825.42	32	17/03/2016	828	75.99	8825.42	32
20/09/2014	978	79.99	8825.42	32	18/03/2016	826	75.99	8825.42	32
10/10/2014	859	74.99	8825.42	32	19/03/2016	826	75.99	8825.42	32
01/11/2014	552	63.99	8825.42	32	23/03/2016	810	75.99	8825.42	32
12/12/2014	644	75.99	8825.42	32	06/04/2016	737	75.99	8825.42	32
04/01/2015	688	75.99	8825.42	32	29/04/2016	625	75.99	8825.42	32
01/03/2015	735	75.99	8825.42	32	12/05/2016	621	75.99	8825.42	32
11/04/2015	797	74.99	8825.42	32	16/05/2016	621	75.99	8825.42	32
04/05/2015	853	74.99	8825.42	32	29/05/2016	611	75.99	8825.42	32
05/06/2015	989	74.99	8825.42	32	02/06/2016	592	75.99	8825.42	32
04/07/2015	915	75.99	8825.42	32	03/06/2016	592	75.99	8825.42	32

08/06/2016	606	75.99	8825.42	32	06/04/2018	750	80	8825.42	32
11/06/2016	598	75.99	8825.42	32	05/05/2018	796	80	8825.42	32
15/06/2016	607	75.99	8825.42	32	15/06/2018	1116	100	9300	32
23/06/2016	605	75.99	8825.42	32	16/06/2018	355	100	9300	32
06/07/2016	594	75.99	8825.42	32	17/06/2018	339	80	9300	32
09/07/2016	596	75.99	8825.42	32	18/06/2018	339	80	9300	32
19/07/2016	608	75.99	8825.42	32	24/06/2018	342	80	9300	32
28/07/2016	602	75.99	8825.42	32	28/06/2018	435	50	9300	32
05/08/2016	608	75.99	8825.42	32	29/06/2018	427	50	9300	32
19/08/2016	596	75.99	8825.42	32	08/07/2018	360	50	9300	32
04/09/2016	602	75.99	8825.42	32	31/07/2018	292	50	9300	32
14/09/2016	605	75.99	8825.42	32	06/08/2018	271	50	9300	32
01/10/2016	589	75.99	8825.42	32	08/08/2018	313	50	9300	32
06/10/2016	607	75.99	8825.42	32	22/08/2018	301	57	9300	32
11/10/2016	601	75.99	8825.42	32	24/08/2018	300	64	9300	32
25/10/2016	612	75.99	8825.42	32	09/09/2018	309	64	9300	32
26/11/2016	628	75.99	8825.42	32	24/09/2018	326	64	9300	32
07/01/2017	646	75.99	8825.42	32	25/09/2018	326	64	9300	32
10/01/2017	638	75.99	8825.42	32	04/10/2018	319	64	9300	32
29/03/2017	609	80	8825.42	32	15/10/2018	363	64	9300	32
06/04/2017	586	80	8825.42	32	17/10/2018	358	64	9300	32
22/04/2017	608	80	8825.42	32	25/10/2018	388	64	9300	32
01/05/2017	560	80	8825.42	32	30/10/2018	303	64	9300	32
10/05/2017	677	80	8825.42	32	04/11/2018	278	64	9300	32
20/05/2017	863	80	8825.42	32	13/11/2018	278	64	9300	32
28/05/2017	930	80	8825.42	32	19/11/2018	268	64	9300	32
05/06/2017	962	80	8825.42	32	23/11/2018	285	64	9300	32
12/06/2017	961	80	8825.42	32	24/11/2018	288	64	9300	32
28/06/2017	934	80	8825.42	32	08/12/2018	336	64	9300	32
30/07/2017	944	80	8825.42	32	12/12/2018	335	64	9300	32
31/07/2017	896	80	8825.42	32	26/12/2018	339	64	9300	32
04/09/2017	897	80	8825.42	32	14/01/2019	340	64	9300	32
05/09/2017	897	80	8825.42	32	25/01/2019	352	64	9300	32
16/09/2017	899	80	8825.42	32	09/02/2019	392	64	9300	32
27/09/2017	894	80	8825.42	32	16/02/2019	405	64	9300	32
09/10/2017	884	80	8825.42	32	15/03/2019	406	64	9300	32
23/10/2017	873	80	8825.42	32	29/03/2019	481	64	8867.71	32
20/11/2017	852	80	8825.42	32	30/03/2019	326	64	8867.71	32
23/12/2017	837	80	8825.42	32	04/04/2019	463	60	8867.71	32
12/02/2018	772	80	8825.42	32	26/04/2019	459	60	8867.71	32
22/02/2018	775	80	8825.42	32	14/05/2019	465	60	8867.71	32
13/03/2018	755	80	8825.42	32	02/06/2019	427	60	8867.71	32

Fuente: (ARCH, 2019)

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 15. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHSB-150UI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
16/10/2012	330.54	157.57	1023.57	07/05/2015	330.54	213.97	2277.97
08/11/2012	330.54	286.33	989.33	16/05/2015	330.54	213.97	2131.97
10/12/2012	330.54	286.33	941.33	17/05/2015	330.54	213.97	2135.97
16/01/2013	330.54	286.33	976.33	18/05/2015	330.54	199.48	2121.48
07/02/2013	330.54	286.33	961.33	23/05/2015	330.54	207.53	2115.53
10/03/2013	330.54	286.33	975.33	24/05/2015	330.54	207.53	2099.53
05/04/2013	330.54	286.33	920.33	03/06/2015	330.54	207.53	2090.53
08/05/2013	330.54	285.63	957.63	07/06/2015	330.54	207.53	2084.53
27/07/2013	330.54	302.83	1577.83	13/06/2015	330.54	194.65	2219.65
01/08/2013	330.54	255.83	1489.83	14/06/2015	330.54	194.65	2219.65
07/09/2013	330.54	300.90	1111.90	29/06/2015	330.54	194.65	1999.65
10/10/2013	330.54	288.02	1026.02	10/07/2015	330.54	194.65	1960.65
11/11/2013	330.54	288.02	1040.02	13/07/2015	330.54	189.82	1955.82
11/12/2013	330.54	275.14	1040.14	30/07/2015	330.54	189.82	1852.82
07/01/2014	330.54	265.49	1091.49	04/08/2015	330.54	189.82	1833.82
06/02/2014	330.54	252.61	1019.61	16/08/2015	330.54	180.17	1809.17
22/03/2014	330.54	252.61	1057.61	19/08/2015	330.54	180.17	1828.17
02/05/2014	330.54	236.51	1083.51	24/08/2015	330.54	180.17	1865.17
14/06/2014	330.54	236.51	1011.51	28/08/2015	330.54	180.17	1670.17
03/07/2014	330.54	236.51	1004.51	01/09/2015	330.54	180.17	1798.17
21/08/2014	330.54	236.51	1064.51	05/09/2015	330.54	180.17	1842.17
03/10/2014	330.54	233.29	1074.29	06/09/2015	330.54	186.60	1868.60
03/11/2014	330.54	233.29	1109.29	12/09/2015	330.54	186.60	1823.60
11/12/2014	330.54	233.29	1531.29	29/09/2015	330.54	186.60	1844.60
20/01/2015	330.54	220.41	1943.41	02/10/2015	330.54	186.60	1873.60
24/01/2015	330.54	220.41	1940.41	04/10/2015	330.54	183.39	1931.39
12/02/2015	330.54	220.41	1707.41	15/10/2015	330.54	183.39	2136.39
13/02/2015	330.54	220.41	1674.41	17/10/2015	330.54	183.39	2133.39
15/02/2015	330.54	220.41	1586.41	22/10/2015	330.54	183.39	2285.39
20/02/2015	330.54	220.41	1613.41	01/11/2015	330.54	183.39	2399.39
03/03/2015	330.54	220.41	1776.41	08/11/2015	330.54	183.39	2502.39
07/03/2015	330.54	220.41	1776.41	16/11/2015	330.54	183.39	2577.39
14/03/2015	330.54	220.41	1782.41	18/11/2015	330.54	183.39	2577.39
19/03/2015	330.54	220.41	1821.41	27/11/2015	330.54	183.39	2591.39
20/03/2015	330.54	220.41	1828.41	03/12/2015	330.54	183.39	2641.39
21/03/2015	330.54	220.41	1828.41	07/12/2015	330.54	183.39	2633.39
24/03/2015	330.54	220.41	1829.41	09/12/2015	330.54	173.73	2694.73
30/03/2015	330.54	217.19	1925.19	16/12/2015	330.54	183.39	2730.39
02/04/2015	330.54	213.97	1979.97	24/12/2015	330.54	183.39	2782.39
16/04/2015	330.54	213.97	1951.97	30/12/2015	330.54	183.39	2802.39
22/04/2015	330.54	213.97	1998.97	01/01/2016	330.54	173.73	2782.73
24/04/2015	330.54	213.97	2237.97	03/02/2016	330.54	173.73	2755.73

01/03/2016	256	123.33	738.33	18/06/2017	493	230.30	965.30
03/04/2016	256	123.33	423.33	02/07/2017	493	230.30	975.30
01/05/2016	256	123.33	421.33	23/07/2017	493	230.30	968.30
17/05/2016	256	123.33	413.33	03/08/2017	493	225.50	818.50
21/05/2016	256	123.33	430.33	07/10/2017	493	225.50	2678.50
22/05/2016	256	123.33	425.33	18/11/2017	493	225.50	2429.50
04/06/2016	256	123.33	427.33	01/01/2018	493	225.50	2304.50
09/06/2016	256	123.33	422.33	24/02/2018	493	225.50	2272.50
17/06/2016	256	123.33	427.33	13/03/2018	493	225.50	2244.50
19/06/2016	256	123.33	736.33	03/04/2018	493	225.50	2147.50
04/07/2016	256	123.33	441.33	10/05/2018	493	225.50	2169.50
08/07/2016	256	123.33	448.33	03/06/2018	493	225.50	2047.50
04/08/2016	256	123.33	432.33	30/06/2018	493	225.50	2020.50
15/08/2016	256	123.33	499.33	07/07/2018	493	225.50	1645.50
22/08/2016	256	123.33	612.33	01/08/2018	493	225.50	1788.50
04/09/2016	256	123.33	486.33	30/08/2018	493	225.50	1480.50
21/09/2016	493	218.30	816.30	19/09/2018	493	225.50	1367.50
22/09/2016	493	223.10	693.10	28/09/2018	493	225.50	1358.50
23/09/2016	493	223.10	661.10	05/10/2018	493	225.50	1346.50
24/09/2016	493	227.90	625.90	15/10/2018	493	225.50	1378.50
25/09/2016	493	230.30	632.30	18/10/2018	493	225.50	1379.50
27/09/2016	493	232.70	613.70	04/11/2018	493	225.50	1316.50
28/09/2016	493	232.70	617.70	13/11/2018	493	225.50	1318.50
01/10/2016	493	237.50	659.50	18/11/2018	493	225.50	1231.50
02/10/2016	493	237.50	668.50	23/11/2018	493	225.50	1212.50
13/10/2016	493	237.50	795.50	24/11/2018	493	225.50	1214.50
20/10/2016	493	237.50	817.50	08/12/2018	493	225.50	1195.50
30/10/2016	493	237.50	907.50	12/12/2018	493	225.50	1192.50
06/11/2016	493	237.50	1023.50	25/12/2018	493	225.50	1157.50
14/11/2016	493	230.30	1054.30	14/01/2019	493	225.50	1155.50
17/11/2016	493	230.30	1017.30	25/01/2019	493	225.50	1048.50
09/12/2016	493	230.30	1080.30	10/02/2019	493	225.50	1060.50
29/12/2016	493	230.30	1150.30	23/02/2019	493	225.50	1140.50
30/12/2016	493	230.30	1141.30	24/02/2019	493	225.50	1127.50
03/01/2017	493	230.30	1164.30	14/03/2019	493	225.50	1133.50
10/01/2017	493	230.30	1150.30	25/03/2019	493	225.50	1132.50
09/03/2017	493	230.30	1369.30	22/04/2019	493	225.50	1129.50
01/04/2017	493	230.30	1151.30	27/04/2019	493	225.50	1130.50
12/06/2017	493	230.30	936.30	14/05/2019	493	225.50	1135.50

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 16. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHSB-136UI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
22/01/2014	1794	1177.82	1649.82	27/12/2016	1794	1343.03	1763.03
27/01/2014	1794	1177.82	1556.82	30/12/2016	1794	1343.03	1743.03
28/01/2014	1794	1575.48	1940.48	01/01/2017	1794	1343.03	1748.03
30/01/2014	1794	1575.48	1905.48	11/01/2017	1794	1343.03	1743.03
03/02/2014	1794	1574.67	2154.67	18/01/2017	1794	1068.04	1474.04
09/02/2014	1794	1574.67	1906.67	30/03/2017	1794	1068.04	1614.04
13/02/2014	1794	1177.82	1516.82	07/04/2017	1794	1068.04	1509.04
14/02/2014	1794	1177.82	1516.82	11/05/2017	1794	1068.04	1512.04
15/02/2014	1794	1097.63	1418.63	12/05/2017	1794	1068.04	1490.04
26/02/2014	1794	1097.63	1407.63	23/05/2017	1794	1068.04	1509.04
01/03/2014	1794	1097.63	1402.63	25/05/2017	1794	1221.71	1652.71
02/03/2014	1794	1097.63	1406.63	02/06/2017	1794	1278.32	1722.32
04/03/2014	1794	1097.63	1409.63	20/06/2017	1794	1278.32	1732.32
10/03/2014	1794	1097.63	1409.63	21/07/2017	1794	1278.32	1688.32
23/03/2014	1794	1097.63	1393.63	04/09/2017	1794	1278.32	1691.32
22/04/2014	1794	937.26	1754.26	07/10/2017	1794	1278.32	1658.32
23/04/2014	1794	1017.44	1968.44	10/10/2017	1794	1278.32	2149.32
24/04/2014	1794	1569.93	2143.93	16/11/2017	1794	1278.32	1572.32
25/04/2014	1794	1576.76	2170.76	24/11/2017	1794	1278.32	1585.32
26/04/2014	1794	1229.80	1986.80	02/01/2018	1794	1278.32	1547.32
27/04/2014	1794	1391.55	2079.55	03/01/2018	1794	1310.67	1579.67
29/04/2014	1794	1391.55	2071.55	26/02/2018	1794	1310.67	1620.67
05/05/2014	1794	1294.50	1964.50	21/03/2018	1794	1310.67	1582.67
08/05/2014	1794	1294.50	1918.50	10/04/2018	1794	1310.67	1609.67
10/05/2014	1794	1294.50	1917.50	15/10/2018	1792	1002.22	1366.22
25/05/2014	1794	1294.50	1891.50	16/10/2018	1792	1179.95	1599.95
30/05/2014	1794	1294.50	1877.50	17/10/2018	1792	1212.27	1550.27
10/06/2014	1794	1294.50	1754.50	18/10/2018	1792	1212.27	1546.27
13/06/2014	1794	1294.50	1837.50	22/10/2018	1792	1260.74	1580.74
16/06/2014	1794	1294.50	1831.50	27/10/2018	1792	1260.74	1586.74
25/06/2014	1794	1294.50	1810.50	28/10/2018	1792	1260.74	1579.74
07/07/2014	1794	1294.50	1795.50	17/02/2019	1792	1260.74	1538.74
10/07/2014	1794	1294.50	1768.50	15/03/2019	1792	1260.74	1539.74
20/07/2014	1794	1294.50	1768.50	22/03/2019	1792	1260.74	1510.74
07/08/2014	1794	1294.50	1723.50	20/04/2019	1792	1260.74	1500.74
19/08/2014	1794	1294.50	1714.50	29/04/2019	1792	1260.74	1475.74
24/12/2016	1794	825.41	1342.41	22/05/2019	1792	1260.74	1451.74
25/12/2016	1794	938.64	1481.64	30/05/2019	1792	1260.74	1476.74

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 17. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHSB-151UI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
22/12/2013	930.63	735.8	1462.8	28/06/2015	930.63	439.1	2053.1
23/12/2013	930.63	735.8	1462.8	02/07/2015	930.63	439.1	2008.1
25/12/2013	930.63	735.8	1393.8	03/07/2018	930.63	439.1	2008.1
27/12/2013	930.63	775.2	1431.2	27/07/2015	930.63	439.1	1948.1
04/01/2014	930.63	753.4	1409.4	30/07/2015	930.63	439.1	1963.1
08/01/2014	930.63	753.4	1625.4	05/08/2015	930.63	439.1	1948.1
20/02/2014	930.63	411.8	1381.8	09/08/2015	930.63	439.1	2164.1
22/02/2014	930.63	438.0	1186.0	12/08/2015	930.63	439.1	1976.1
24/02/2014	930.63	578.2	1307.2	19/03/2016	780	352.9	2312.9
28/02/2014	930.63	578.2	1319.2	20/03/2016	780	360.5	2303.5
20/05/2014	930.63	569.4	1286.4	21/03/2016	780	368.0	2244.0
31/05/2014	930.63	569.4	1315.4	22/03/2016	780	356.7	2205.7
04/06/2014	930.63	569.4	1307.4	24/03/2016	780	356.7	1163.7
15/06/2014	930.63	569.4	1317.4	25/03/2016	780	368.0	1748.0
28/06/2014	930.63	569.4	1328.4	26/03/2016	780	368.0	1619.0
10/07/2014	930.63	569.4	1338.4	29/10/2016	780	360.5	2018.5
16/07/2014	930.63	569.4	1340.4	30/03/2016	780	368.0	1517.0
17/07/2014	930.63	569.4	1307.4	04/04/2016	780	368.0	1244.0
10/08/2014	930.63	569.4	1337.4	19/05/2016	780	368.0	1102.0
03/09/2014	930.63	569.4	1318.4	25/05/2016	780	368.0	1133.0
14/09/2014	930.63	569.4	1227.4	20/08/2016	780	360.5	1975.5
15/09/2014	930.63	569.4	1223.4	21/08/2016	780	360.5	1973.5
16/09/2014	930.63	569.4	1223.4	26/08/2016	780	360.5	1510.5
17/09/2014	930.63	622.0	1258.0	27/08/2016	780	360.5	1510.5
04/10/2014	930.63	622.0	1253.0	02/11/2016	780	360.5	2018.5
24/10/2014	930.63	622.0	1272.0	16/11/2016	780	360.5	1755.5
31/10/2014	930.63	622.0	1283.0	09/12/2016	780	360.5	1870.5
12/12/2014	930.63	600.1	1710.1	04/04/2017	780	360.5	1870.5
28/12/2014	930.63	582.6	1749.6	12/06/2017	780	360.5	1321.5
01/01/2015	930.63	582.6	1890.6	18/06/2017	780	352.9	2402.9
09/01/2015	930.63	582.6	1973.6	30/07/2017	780	352.9	2403.9
16/01/2015	930.63	565.0	1995.0	06/08/2017	780	352.9	2570.9
12/02/2015	930.63	555.6	1698.6	09/09/2017	780	352.9	2567.9
24/02/2015	930.63	569.9	1883.9	02/01/2018	780	352.9	2420.9
04/03/2015	930.63	569.9	1954.9	12/01/2018	780	352.9	2380.9
08/03/2015	930.63	493.2	1878.2	06/03/2018	780	352.9	2341.9
11/03/2015	930.63	493.2	1878.2	02/04/2018	780	352.9	2202.9
23/06/2015	930.63	425.6	2156.6	04/05/2018	780	352.9	2274.9
27/06/2015	930.63	425.6	2092.6	08/06/2018	780	352.9	2088.9

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 18. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHSC-250US

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
05/04/2014	83.63	47.58	1628.58	30/04/2015	83.63	72.32	224.32
06/04/2014	83.63	55.16	1273.16	03/05/2015	83.63	72.32	389.32
09/04/2014	83.63	55.16	1060.16	19/05/2015	83.63	72.32	595.32
25/04/2014	83.63	55.16	536.16	02/06/2015	83.63	72.32	397.32
28/04/2014	83.63	73.80	523.80	05/07/2015	83.63	72.32	600.32
15/05/2014	83.63	73.72	521.72	28/07/2015	83.63	39.22	251.22
22/05/2014	83.63	73.72	469.72	29/07/2015	83.63	55.02	267.02
23/05/2014	83.63	73.45	475.45	30/07/2015	83.63	39.22	251.22
25/05/2014	83.63	73.45	425.45	01/08/2015	83.63	39.98	206.98
02/06/2014	83.63	73.45	457.45	04/08/2015	83.63	39.98	461.98
17/06/2014	83.63	73.45	294.45	05/08/2015	83.63	39.98	590.98
09/07/2014	83.63	73.45	294.45	06/08/2015	83.63	39.98	488.98
18/08/2014	83.63	73.45	295.45	18/08/2015	83.63	39.98	536.98
08/09/2014	83.63	73.45	189.45	21/08/2015	83.63	58.78	258.78
20/09/2014	83.63	73.45	207.45	22/08/2015	83.63	70.06	341.06
23/09/2014	83.63	73.45	228.45	25/08/2015	83.63	70.06	341.06
17/10/2014	83.63	73.45	282.45	26/08/2015	83.63	70.06	491.06
10/11/2014	83.63	36.22	1374.22	27/08/2015	83.63	70.06	850.06
11/11/2014	83.63	39.98	1196.98	28/08/2015	83.63	70.06	790.06
12/11/2014	83.63	39.98	1144.98	31/08/2015	83.63	70.06	676.06
13/11/2014	83.63	61.04	1130.04	01/09/2015	83.63	70.06	645.06
14/11/2014	83.63	61.04	1172.04	02/09/2015	83.63	71.57	628.57
16/11/2014	83.63	73.07	880.07	03/09/2015	83.63	71.57	579.57
17/11/2014	83.63	73.07	839.07	04/09/2015	83.63	71.57	606.57
18/11/2014	83.63	73.07	831.07	05/09/2015	83.63	71.57	670.57
23/11/2014	83.63	73.07	499.07	06/09/2015	83.63	71.57	692.57
24/11/2014	83.63	72.32	502.32	07/09/2015	83.63	71.57	703.57
28/11/2014	83.63	72.32	303.32	19/09/2015	83.63	71.57	941.57
03/01/2015	83.63	72.32	854.32	20/09/2015	83.63	71.57	815.57
06/01/2015	83.63	72.32	677.32	22/09/2015	83.63	71.57	750.57
11/02/2015	83.63	72.32	821.32	23/09/2015	83.63	71.57	752.57
26/02/2015	83.63	72.32	1127.32	24/09/2015	83.63	71.57	738.57
28/02/2015	83.63	72.32	665.32	25/09/2015	83.63	71.57	741.57
03/04/2015	83.63	36.97	318.97	03/10/2015	83.63	71.57	761.57
12/04/2015	83.63	70.06	599.06	05/10/2015	83.63	71.57	781.57
13/04/2015	83.63	71.95	604.95	14/10/2015	83.63	71.57	862.57
15/04/2015	83.63	73.64	971.64	22/10/2015	83.63	71.57	1006.57
29/04/2015	83.63	73.64	252.64	24/10/2015	83.63	71.57	1006.57

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 19. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHS-053UI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
26/06/2011	192	110.75	2338.75	15/01/2013	192	119.96	1175.96
05/07/2011	192	136.52	1097.52	29/01/2013	192	119.96	1185.96
14/07/2011	192	136.52	1094.52	05/02/2013	192	119.96	1183.96
29/07/2011	192	115.36	1117.36	02/03/2013	192	119.96	1183.96
02/08/2011	192	115.36	1101.36	02/04/2013	192	119.96	1163.96
31/08/2011	192	115.36	1080.36	06/04/2013	192	119.96	1163.96
09/09/2011	192	115.36	1076.36	02/05/2013	192	119.96	1161.96
12/09/2011	192	115.36	1110.36	31/05/2013	192	119.96	1129.96
04/10/2011	192	115.36	1128.36	11/06/2013	192	164.13	1166.13
10/10/2011	192	115.36	1140.36	25/06/2013	192	119.96	1114.96
07/11/2011	192	121.80	1117.80	29/06/2013	192	119.96	1101.96
10/11/2011	192	121.80	1119.80	23/07/2013	192	127.32	1123.32
06/12/2011	192	121.80	1139.80	26/07/2013	192	127.32	1337.32
08/12/2011	192	121.80	1028.80	28/07/2013	192	127.32	1167.32
03/01/2012	192	121.80	1159.80	04/08/2013	192	127.32	1148.32
06/01/2012	192	121.80	1190.80	27/08/2013	192	127.32	1166.32
02/02/2012	192	121.80	1124.80	16/09/2013	192	127.32	1145.32
17/02/2012	192	121.80	1214.80	24/09/2013	192	127.32	1174.32
27/02/2012	192	121.80	1201.80	02/10/2013	192	127.32	1141.32
02/03/2012	192	121.80	1188.80	29/10/2013	192	127.32	1137.32
21/03/2012	192	123.64	1174.64	03/11/2013	192	127.32	1137.32
29/03/2012	192	123.64	1180.64	28/12/2013	192	127.32	1132.32
02/04/2012	192	123.64	1177.64	05/01/2014	192	127.32	1136.32
05/04/2012	192	123.64	1177.64	17/01/2014	192	127.32	1159.32
23/04/2012	192	123.64	1199.64	22/01/2014	192	127.32	1161.32
27/04/2012	192	123.64	1205.64	01/02/2014	192	127.32	1125.32
01/05/2012	192	123.64	1202.64	23/02/2014	192	123.64	1130.64
28/05/2012	192	123.64	1211.64	14/03/2014	192	123.64	1122.64
31/05/2012	192	123.64	1209.64	25/03/2014	192	123.64	1133.64
04/06/2012	192	123.64	1213.64	04/04/2014	192	123.64	1135.64
18/06/2012	192	123.64	1225.64	26/05/2014	192	123.64	1143.64
24/06/2012	192	123.64	1230.64	28/05/2014	192	123.64	1126.64
28/07/2012	192	123.64	1237.64	06/06/2014	192	123.64	1121.64
01/08/2012	192	123.64	1236.64	25/06/2014	192	123.64	1119.64
11/09/2012	192	97.87	1584.87	15/07/2014	192	123.64	1099.64
17/09/2012	192	116.50	1286.50	05/08/2014	192	123.64	1091.64
19/09/2012	192	120.20	1290.20	10/09/2014	192	123.64	1112.64
04/10/2012	192	120.20	1168.20	05/10/2014	192	123.64	1071.64
30/10/2012	192	119.96	1115.96	22/11/2014	192	123.64	994.64
09/12/2012	192	119.96	1113.96	02/12/2014	192	97.87	907.87
11/12/2012	192	119.96	1099.96	22/12/2014	192	123.64	920.64
24/12/2012	192	119.96	1174.96	09/01/2015	192	123.64	902.64

01/02/2015	192	123.64	930.64	08/01/2018	192	97.87	1136.87
05/03/2015	192	123.64	911.64	24/02/2018	192	97.87	1121.87
04/04/2015	192	129.16	918.16	13/03/2018	192	97.87	1093.87
08/05/2015	192	129.16	904.16	08/04/2018	192	97.87	1073.87
23/05/2015	192	129.16	942.16	27/04/2018	127	64.74	986.74
03/06/2015	192	129.16	989.16	01/05/2018	127	64.74	984.74
04/07/2015	192	129.16	871.16	02/06/2018	127	67.17	632.17
24/07/2015	192	129.16	901.16	09/06/2018	127	67.17	621.17
11/08/2015	192	129.16	967.16	06/07/2018	127	67.17	595.17
25/08/2015	192	129.16	990.16	07/07/2018	127	67.17	595.17
06/09/2015	192	129.16	1034.16	31/07/2018	127	67.17	551.17
02/10/2015	192	129.16	1030.16	26/08/2018	127	67.17	575.17
31/10/2015	192	150.33	1011.33	09/09/2018	127	67.17	638.17
06/11/2015	192	150.33	1010.33	10/09/2018	127	67.17	640.17
23/11/2015	192	153.09	951.09	25/09/2018	127	67.17	559.17
05/12/2015	192	153.09	959.09	28/09/2018	127	67.17	554.17
03/01/2016	192	154.93	938.93	03/10/2018	127	67.17	628.17
30/01/2016	192	140.20	955.20	15/10/2018	127	67.17	628.17
04/03/2016	192	134.68	941.68	18/10/2018	127	67.17	601.17
27/03/2016	192	134.68	921.68	03/11/2018	127	67.17	584.17
02/04/2016	192	131.92	925.92	14/11/2018	127	67.17	586.17
26/04/2016	192	131.92	914.92	23/11/2018	127	67.17	493.17
13/05/2016	192	131.92	929.92	02/12/2018	127	67.17	544.17
26/05/2016	192	131.92	940.92	11/12/2018	127	67.17	474.17
14/06/2016	192	131.92	991.92	26/12/2018	127	67.17	453.17
12/07/2016	192	127.32	1024.32	25/01/2019	127	67.17	366.17
03/08/2016	192	119.96	960.96	29/01/2019	127	67.17	337.17
01/09/2016	192	115.36	1079.36	04/02/2019	127	76.30	347.30
04/10/2016	192	115.36	1017.36	06/02/2019	127	76.30	365.30
25/11/2016	192	115.36	912.36	15/02/2019	127	76.30	366.30
29/12/2016	192	115.36	880.36	10/03/2019	127	76.30	372.30
13/02/2017	192	107.99	909.99	16/03/2019	127	76.30	374.30
25/04/2017	192	107.99	938.99	18/04/2019	127	76.30	372.30
26/08/2017	192	107.99	1399.99	28/04/2019	127	76.30	365.30
05/09/2017	192	107.99	1391.99	02/05/2019	127	76.30	350.30
19/09/2017	192	107.99	1291.99	13/05/2019	127	76.30	354.30

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 20. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHS-086UI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
12/10/2011	206.8	97.45	1381.45	22/07/2014	206.8	103.16	921.16
13/10/2011	206.8	119.15	1356.15	03/08/2014	206.8	112.88	926.88
17/10/2011	206.8	132.95	1353.95	07/08/2014	206.8	112.88	920.88
21/10/2011	206.8	119.15	1343.15	17/08/2014	206.8	112.88	925.88
24/10/2011	206.8	119.15	1333.15	19/08/2014	206.8	103.16	921.16
29/10/2011	206.8	119.15	1333.15	24/09/2014	206.8	103.16	927.16
21/02/2012	206.8	134.93	1362.93	05/10/2014	206.8	103.16	920.16
27/02/2012	206.8	134.93	1364.93	05/11/2014	206.8	103.16	927.16
08/03/2012	206.8	99.42	1304.42	03/12/2014	206.8	103.16	924.16
09/03/2012	206.8	134.93	1319.93	13/01/2015	206.8	108.99	996.99
14/03/2012	206.8	134.93	1312.93	09/02/2015	206.8	108.99	1052.99
19/03/2012	206.8	134.93	1312.93	02/03/2015	206.8	108.99	1086.99
22/03/2012	206.8	134.93	1304.93	04/04/2015	206.8	110.94	1146.94
24/03/2012	206.8	129.01	1305.01	07/05/2015	206.8	118.71	1259.71
29/03/2012	206.8	129.01	1303.01	05/06/2015	206.8	113.85	1348.85
02/04/2012	206.8	129.01	1303.01	08/07/2015	206.8	109.97	1369.97
05/04/2012	206.8	129.01	1309.01	14/07/2015	206.8	109.97	1343.97
09/04/2012	206.8	129.01	1309.01	02/08/2015	206.8	109.97	1314.97
14/04/2012	206.8	129.01	1307.01	14/08/2015	206.8	109.97	1289.97
18/04/2012	206.8	129.01	1288.01	19/08/2015	206.8	109.97	1279.97
21/11/2012	206.8	126.62	1330.62	23/08/2015	206.8	109.97	1279.97
06/12/2012	206.8	126.62	1327.62	01/09/2015	206.8	109.97	1271.97
12/12/2012	206.8	126.62	1319.62	15/09/2015	206.8	109.97	1271.97
16/12/2012	206.8	126.62	1317.62	22/09/2015	206.8	109.97	1267.97
20/12/2012	206.8	126.62	1316.62	03/10/2015	206.8	109.97	1287.97
01/01/2013	206.8	126.62	1317.62	06/10/2015	206.8	109.97	1280.97
02/01/2013	206.8	126.62	1317.62	13/10/2015	206.8	109.97	1308.97
04/01/2013	206.8	126.62	1303.62	19/10/2015	206.8	109.97	1330.97
09/01/2013	206.8	126.62	1304.62	27/10/2015	206.8	109.97	1339.97
15/01/2013	206.8	126.62	1305.62	01/11/2015	206.8	109.97	1313.97
22/01/2013	206.8	126.62	1305.62	12/11/2015	206.8	109.97	1324.97
28/05/2013	206.8	128.43	1264.43	15/11/2015	206.8	109.97	1330.97
05/06/2013	206.8	128.43	1268.43	03/12/2015	206.8	109.97	1349.97
10/06/2013	206.8	128.43	1266.43	15/12/2015	206.8	109.97	1345.97
11/06/2013	206.8	133.29	1271.29	02/01/2016	206.8	109.97	1351.97
21/06/2013	206.8	133.29	1285.29	07/01/2016	206.8	108.02	1349.02
14/03/2014	206.8	112.88	1008.88	15/01/2016	206.8	108.02	1339.02
27/03/2014	206.8	112.88	999.88	16/01/2016	206.8	108.02	1310.02
31/03/2014	206.8	112.88	996.88	26/01/2016	206.8	108.02	1344.02
15/04/2014	206.8	112.88	1090.88	20/03/2016	226	122.30	872.30
02/07/2014	206.8	103.16	933.16	22/03/2016	226	122.30	872.30
10/07/2014	206.8	103.16	931.16	23/03/2016	226	122.30	872.30

27/03/2016	226	122.30	842.30	18/09/2017	226	112.76	1276.76
30/03/2016	226	122.33	833.33	23/09/2017	226	112.76	1257.76
01/04/2016	226	122.33	829.33	26/09/2017	226	112.76	1256.76
08/05/2016	226	122.33	757.33	27/09/2017	226	112.76	1256.76
06/06/2016	226	122.33	743.33	07/10/2017	226	112.76	1266.76
05/07/2016	226	122.33	738.33	13/10/2017	226	112.76	1262.76
06/07/2016	226	122.33	741.33	06/11/2017	226	112.76	1266.76
17/07/2016	226	122.33	743.33	17/11/2017	226	112.76	1287.76
29/07/2016	226	122.33	751.33	22/11/2017	226	112.76	1280.76
13/08/2016	226	122.33	752.33	30/11/2017	226	112.76	1254.76
20/08/2016	226	122.33	758.33	12/12/2017	226	112.76	1252.76
29/08/2016	226	122.33	754.33	24/12/2017	226	112.76	1265.76
10/09/2016	226	122.33	741.33	05/01/2018	226	112.76	1266.76
13/09/2016	226	122.33	748.33	06/02/2018	226	112.76	1262.76
19/09/2016	226	122.33	752.33	12/02/2018	226	112.76	1253.76
26/09/2016	226	122.33	745.33	07/03/2018	226	112.76	1242.76
06/10/2016	226	122.33	754.33	14/03/2018	226	112.76	1241.76
08/10/2016	226	122.33	754.33	21/03/2018	226	112.76	1254.76
10/10/2016	226	122.33	750.33	10/04/2018	226	112.76	1222.76
31/10/2016	226	122.33	761.33	06/05/2018	226	112.76	1275.76
04/11/2016	226	122.33	758.33	02/06/2018	226	112.76	1275.76
11/11/2016	226	122.33	754.33	24/06/2018	226	112.76	1274.76
27/11/2016	226	122.33	759.33	02/07/2018	226	112.76	1276.76
06/12/2016	226	122.33	756.33	29/07/2018	226	112.76	1296.76
24/12/2016	226	113.82	747.82	25/08/2018	226	112.76	1290.76
25/12/2016	226	112.76	754.76	14/09/2018	226	112.76	1290.76
02/01/2017	226	112.76	746.76	29/09/2018	226	112.76	1282.76
14/02/2017	226	112.76	744.76	02/10/2018	226	112.76	1282.76
15/02/2017	226	112.76	756.76	05/10/2018	226	112.76	1286.76
21/02/2017	226	112.76	1139.76	12/10/2018	219	187.59	1627.59
04/04/2017	226	112.76	1139.76	13/10/2018	219	98.96	1115.96
05/04/2017	226	112.76	1100.76	14/10/2018	219	103.08	1071.08
09/04/2017	226	112.76	1102.76	15/10/2018	219	105.14	1035.14
02/06/2017	226	112.76	1247.76	16/10/2018	219	105.14	1006.14
09/06/2017	226	112.76	1244.76	17/10/2018	219	105.14	1006.14
27/06/2017	226	112.76	1258.76	21/10/2018	219	103.08	986.08
16/07/2017	226	112.76	1236.76	22/10/2018	219	98.96	981.96
28/07/2017	226	112.76	937.76	25/10/2018	219	98.96	973.96
08/08/2017	226	112.76	924.76	04/11/2018	219	95.87	970.87
14/09/2017	226	112.76	920.76	05/11/2018	219	95.87	970.87

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 21. TABLA DE DATOS CALCULADOS DE Pwf PARA EL POZO SHSB-135TI

FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi	FECHA	ΔH ft	ΔP Psi	Pwf Psi
07/03/2012	768.58	595.81	1615.81	03/08/2015	768.58	412.60	1208.60
01/04/2012	768.58	641.83	1769.83	16/08/2015	768.58	412.60	1150.60
01/05/2012	768.58	589.23	1458.23	17/08/2015	768.58	412.60	1148.60
05/06/2012	768.58	562.94	1513.94	21/08/2015	768.58	412.60	1158.60
06/07/2012	768.58	530.06	1297.06	23/08/2015	768.58	412.60	1167.60
02/08/2012	768.58	530.06	1240.06	28/08/2015	768.58	412.60	1186.60
03/08/2012	768.58	516.91	1314.91	03/09/2015	768.58	412.60	1147.60
11/09/2012	768.58	513.63	1299.63	18/09/2015	768.58	412.60	1131.60
05/10/2012	768.58	484.04	1254.04	20/09/2015	768.58	412.60	1125.60
25/12/2012	768.58	431.45	1276.45	01/10/2015	768.58	412.60	1142.60
10/01/2013	768.58	454.46	1067.46	15/10/2015	768.58	412.60	1200.60
06/02/2013	768.58	454.46	993.46	29/10/2015	768.58	412.60	1294.60
02/03/2013	768.58	454.46	977.46	13/11/2015	768.58	412.60	1359.60
08/04/2013	768.58	455.80	970.80	22/11/2015	768.58	412.60	1345.60
03/05/2013	768.58	455.80	963.80	30/11/2015	768.58	412.60	1377.60
10/06/2013	768.58	455.80	956.80	05/12/2015	768.58	412.60	1386.60
01/07/2013	768.58	455.80	956.80	07/12/2015	768.58	412.60	1398.60
11/08/2013	768.58	455.80	931.80	13/12/2015	768.58	412.60	1407.60
05/09/2013	768.58	455.80	928.80	21/12/2015	768.58	412.60	1400.60
12/10/2013	768.58	455.80	928.80	13/01/2016	768.58	412.60	1398.60
03/11/2013	768.58	455.80	964.80	15/01/2016	768.58	412.60	1379.60
03/12/2013	768.58	455.80	938.80	22/01/2016	768.58	412.60	1375.60
12/01/2014	768.58	439.19	928.19	02/02/2016	768.58	412.60	1306.60
06/02/2014	768.58	439.19	913.19	19/02/2016	768.58	412.60	1350.60
09/03/2014	768.58	439.19	909.19	26/02/2016	768.58	412.60	1350.60
03/04/2014	768.58	439.19	902.19	02/03/2016	768.58	412.60	1303.60
11/05/2014	768.58	439.19	909.19	06/03/2016	768.58	412.60	1279.60
12/06/2014	768.58	452.48	900.48	09/03/2016	768.58	412.60	1277.60
04/07/2014	768.58	452.48	900.48	17/03/2016	768.58	412.60	1240.60
12/08/2014	768.58	452.48	882.48	18/03/2016	768.58	412.60	1238.60
20/09/2014	768.58	399.30	1377.30	19/03/2016	768.58	412.60	1238.60
10/10/2014	768.58	415.92	1274.92	23/03/2016	768.58	412.60	1222.60
01/11/2014	768.58	452.48	1004.48	06/04/2016	768.58	412.60	1149.60
12/12/2014	768.58	412.60	1056.60	29/04/2016	768.58	412.60	1037.60
04/01/2015	768.58	412.60	1100.60	12/05/2016	768.58	412.60	1033.60
01/03/2015	768.58	412.60	1147.60	16/05/2016	768.58	412.60	1033.60
08/03/2015	768.58	412.60	1167.60	29/05/2016	768.58	412.60	1023.60
11/04/2015	768.58	415.92	1212.92	02/06/2016	768.58	412.60	1004.60
04/05/2015	768.58	415.92	1268.92	03/06/2016	768.58	412.60	1004.60
05/06/2015	768.58	415.92	1404.92	08/06/2016	768.58	412.60	1018.60
04/07/2015	768.58	412.60	1327.60	11/06/2016	768.58	412.60	1010.60
07/07/2015	768.58	412.60	1329.60	15/06/2016	768.58	412.60	1019.60

23/06/2016	768.58	412.60	1017.60	15/06/2018	294	127.31	1243.31
06/07/2016	768.58	412.60	1006.60	16/06/2018	294	127.31	482.31
09/07/2016	768.58	412.60	1008.60	17/06/2018	294	152.74	491.74
19/07/2016	768.58	412.60	1020.60	18/06/2018	294	152.74	491.74
28/07/2016	768.58	412.60	1014.60	24/06/2018	294	152.74	494.74
05/08/2016	768.58	412.60	1020.60	25/06/2018	294	152.74	494.74
19/08/2016	768.58	412.60	1008.60	28/06/2018	294	190.88	625.88
04/09/2016	768.58	412.60	1014.60	29/06/2018	294	190.88	617.88
14/09/2016	768.58	412.60	1017.60	08/07/2018	294	190.88	550.88
01/10/2016	768.58	412.60	1001.60	31/07/2018	294	190.88	482.88
06/10/2016	768.58	412.60	1019.60	06/08/2018	294	190.88	461.88
11/10/2016	768.58	412.60	1013.60	08/08/2018	294	190.88	503.88
25/10/2016	768.58	412.60	1024.60	22/08/2018	294	181.98	482.98
26/11/2016	768.58	412.60	1040.60	24/08/2018	294	173.08	473.08
07/01/2017	768.58	412.60	1058.60	09/09/2018	294	173.08	482.08
10/01/2017	768.58	412.60	1050.60	24/09/2018	294	173.08	499.08
29/03/2017	768.58	399.30	1008.30	25/09/2018	294	173.08	499.08
06/04/2017	768.58	399.30	985.30	04/10/2018	294	173.08	492.08
22/04/2017	768.58	399.30	1007.30	15/10/2018	294	173.08	536.08
01/05/2017	768.58	399.30	959.30	17/10/2018	294	173.08	531.08
10/05/2017	768.58	399.30	1076.30	25/10/2018	294	173.08	561.08
20/05/2017	768.58	399.30	1262.30	30/10/2018	294	173.08	476.08
28/05/2017	768.58	399.30	1329.30	04/11/2018	294	173.08	451.08
05/06/2017	768.58	399.30	1361.30	13/11/2018	294	173.08	451.08
12/06/2017	768.58	399.30	1360.30	19/11/2018	294	173.08	441.08
28/06/2017	768.58	399.30	1333.30	23/11/2018	294	173.08	458.08
30/07/2017	768.58	399.30	1343.30	24/11/2018	294	173.08	461.08
31/07/2017	768.58	399.30	1295.30	08/12/2018	294	173.08	509.08
04/09/2017	768.58	399.30	1296.30	12/12/2018	294	173.08	508.08
05/09/2017	768.58	399.30	1296.30	26/12/2018	294	173.08	512.08
16/09/2017	768.58	399.30	1298.30	14/01/2019	294	173.08	513.08
27/09/2017	768.58	399.30	1293.30	25/01/2019	294	173.08	525.08
09/10/2017	768.58	399.30	1283.30	09/02/2019	294	173.08	565.08
23/10/2017	768.58	399.30	1272.30	16/02/2019	294	173.08	578.08
20/11/2017	768.58	399.30	1251.30	15/03/2019	294	173.08	579.08
23/12/2017	768.58	399.30	1236.30	29/03/2019	726.29	427.58	908.58
12/02/2018	768.58	399.30	1171.30	30/03/2019	726.29	427.58	753.58
22/02/2018	768.58	399.30	1174.30	04/04/2019	726.29	440.15	903.15
13/03/2018	768.58	399.30	1154.30	26/04/2019	726.29	440.15	899.15
06/04/2018	768.58	399.30	1149.30	14/05/2019	726.29	440.15	905.15
05/05/2018	768.58	399.30	1195.30	02/06/2019	726.29	440.15	867.15

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 22. DETALLES DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA.

INVERSIÓN INICIAL	UNIDADES	COSTO USD
Planta de Inyección (PIA)	-	-
Tanque Almacenamiento de Agua (34000 bbl)	1	1.680.050,00
Bombas de Transferencia	4	280.000,00
Tanque Trasvase (4300 bbl)	1	520.000,00
Tanque Inyección (5000 bbl)	1	540.000,00
Tanque Skimer	1	650.000,00
Planta de decantación	1	985.000,00
Equipo para Medición y Control de Procesos	-	125.000,00
Bombas de Inyección	4	180.000,00
Tubería	-	670.405,00
Construcción de la PIA	-	2.500.000,00
Dispositivos de la Planta	-	2.000.000,00
Instalaciones de Superficie	-	7.000.000,00
Costo de reacondicionamiento del pozo inyector SHSB-003IUI	1	1.455.423,00
Costo de reacondicionamiento del pozo inyector SHSB-244IUI	1	1.340.223,00
Costo de reacondicionamiento del pozo inyector SHSB-246IUI	1	2.042.943,00
Costo de reacondicionamiento del pozo inyector SHSC-247IUI	1	1.243.433,00
	TOTAL	23.212.477,00

Fuente: (ARCH, 2019)

ANEXOS 23. PETRÓLEO PRODUCIDO ANUALMENTE EN POZOS DEL ESTUDIO

AÑO	PRODUCCIÓN POR POZO, BPPA								TOTAL, BPPA
	SHSB-150UI	SHSB-136UI	SHS-053UI	SHSB-135TI	SHSB-151UI	SHSC-250US	SHS-086UI		
2015	99649,559	40551,619	101430,457	82316,234	77384,982	54900,097	86160,781	542393,729	
2016	85574,371	10466,396	198249,567	98395,948	68285,724	25934,363	210136,095	697042,464	
2017	38250,57	43815,044	85478,644	87075,844	41429,154	33099,605	80487,52	409636,381	
2018	38653,072	47473,521	83649,823	62297,978	46271,683	25994	100261,214	404601,291	
2019	36044,053	39500,632	102917,404	37729,289	40543	20184	93380	370298,378	
2020	29715	40950	112770	40080	34383	15710	89050	362658	
2021	25708	37659	110040	33454	29000	12161	84460	332482	
2022	22308	34731	107670	28062	24533	9443	80340	307087	
2023	19354	32032	105370	23539	20753	7333	76410	284791	
2024	16777	29619	103380	19795	17601	5707	72870	265749	

Fuente: (ARCH, 2019)

ANEXOS 24. DETALLES DE INGRESOS Y EGRESOS PARA UN VALOR DE PETRÓLEO WTI DE 33 USD.

DETALLE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción total, BPPA	0	542393.72	697042.46	409636.38	404601.29	370298.37	362658	332482	307087	284791	265749
EGRESOS											
Inversión del proyecto, USD	35000000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo mantenimiento por barril, USD	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Costo de mantenimiento total, USD	0	650872.47	836450.96	491563.66	485521.55	444358.05	435189.60	398978.40	368504.40	341749.20	318898.80
Costo de producción por barril, USD	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Costo de producción, USD	0	9220693.3	11849721	6963818.5	6878221.9	6295072.4	6165186.0	5652194.0	5220479.0	4841447.0	4517733.0
Egresos totales, USD	35000000	9871565.9	12686172.	7455382.1	7363743.5	6739430.5	6600375.6	6051172.4	5588983.4	5183196.2	4836631.8
INGRESOS											
Costo de barril, USD	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
Ingresos totales, USD	-	17898993	23002401	13518000	13351842	12219846	11967714	10971906	10133871	9398103	8769717

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 25. INDICADORES ECONÓMICOS A UN PRECIO DE PETRÓLEO WTI DE 33 USD.

FLUJO DE CAJA. USD	-35000000	8027427.189	103162228.47	6062618.439	5988099.107	5480415.994	5367338.4	4920733.6	4544887.6	4214906.8	3933085.2
Tasa de actualización, %											
Valor presente neto, USD											
1188952.73											
Tasa interna de retorno, %											
12.98											
Ingresos VPN, USD											
80691583.8											
0											
Costos van + inversión inicial, USD											
79502631.0											
6											
Relación beneficio/costo											
1.015											
Periodo de recuperación de la inversión.											
9.67											

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 26. DETALLES DE INGRESOS Y EGRESOS PARA UN VALOR DE PETRÓLEO WTI DE 73 USD

Detalle	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Producción total. BPPA	0	542393.729	697042.464	409636.381	404601.29	370298.37	362658	332482	307087	284791	265749
Egresos											
Inversión del proyecto, USD	3500000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo mantenimiento por barril, USD	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Costo de mantenimiento total, USD	0	650872.47	836450.96	491563.66	485521.55	444358.05	435189.60	398978.40	368504.40	341749.20	318898.80
Costo de producción por barril, USD	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Costo de producción, USD	0	9220693.39	11849721.89	6963818.48	6878221.9	6295072.4	6165186.0	5652194.0	5220479.0	4841447.0	4517733.0
Egresos totales, USD	3500000	9871565.87	12686172.84	7455382.13	7363743.5	6739430.5	6600375.6	6051172.4	5588983.4	5183196.2	4836631.8
Ingresos											
Costo de barril, USD	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00	73.00
Ingresos totales, USD	-	39594742.2	50884099.87	29903455.8	29535894	27031781.5	26474034	24271186	22417351	20789743	19399677

Elaborado por: Vaca, 2019

ANEXOS 27. INDICADORES ECONÓMICOS A UN PRECIO DE PETRÓLEO WTI DE 73 USD.

FLUJO DE CAJA. USD	-35000000	29723176.35	38197927.03	22448073.68	22172150.75	20292351.11	19873658.4	18220013.6	16828367.6	15606546.8	14563045.2
	Tasa de actualización, %										
	12										
	Valor presente neto, USD										
	98996933.09										
	Tasa interna de retorno, USD										
	83.81										
	Ingresos VPN, USD										
	178499564.16										
	Costos van + inversión inicial, USD										
	79502631.06										
	Relación Beneficio/Costo										
	2.245										
	Periodo de recuperación de la inversión.										
	2.61										

Elaborado por: Vaca, 2019

