

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS “U” Y “T” DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO SACHA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

JOSÉ LUIS ROMERO ARIAS
jo.dt-ro.kero@hotmail.com

FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO
frank.v.g.s.11@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO
vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, Abril 2010

DECLARACIÓN

Nosotros, José Luis Romero Arias y Franklin Vinicio Gómez Soto; declaramos bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

José Luis Romero Arias

Franklin Vinicio Gómez Soto

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Luis Romero Arias y Franklin Vinicio Gómez Soto, bajo mi supervisión.

Ing. VINICIO MELO
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios que con su enorme grandeza me ha brindado la oportunidad de disfrutar cada momento de mi vida y compartirlos con personas valiosas como son mi familia y amigos.

A mis padres por darme la vida y que con su ejemplo de sacrificio, esfuerzo y perseverancia me han impulsado a culminar este sueño.

A mis hermanos, gracias por las palabras y gestos de apoyo.

A la familia Romero Ávalos por la importante ayuda brindada para hacer realidad este sueño.

A mis amigos y compañeros con los que he compartido momentos geniales en mi vida universitaria, gracias por el acolite panas!

A todos mis profesores en especial a Vinicio Melo, por los conocimientos, experiencias y consejos transmitidos.

A Ximenita y Marianita dos increíbles personas que me han apoyado muchísimo durante mi carrera.

A Pierre Kummert por la acertada colaboración en la realización de este proyecto.

José

AGRADECIMIENTO

A quién me dio la vida y la hermosa oportunidad de compartir con mis seres queridos.

A mi familia: A mi madre por regalarme parte de su vida, A mis hermanos por guiarme, ayudarme y acompañarme en este simple pero duro camino que es la vida.

A mis amigos y compañeros con quienes compartí alegres y tristes momentos en especial a José Luis, Jorge Luis, Ricardo y Santiago (S.P.).

A mis profesores (E.P.N), en especial a mi tutor de tesis el Ing. Vinicio Melo por transmitirme sus conocimientos y brindarme su apoyo.

Al Ing. Pierre Kummert (PETROECUADOR) por brindarme su ayuda y la oportunidad de culminar este sueño.

A todas las personas que desinteresadamente me brindaron su apoyo y confianza.

Franklin

DEDICATORIA

Dedicado con todo el cariño del mundo a mi madre Marianita Arias por su infinito amor y sacrificio entregado a su familia.

José

DEDICATORIA

A mi madre, María quien con su esfuerzo, perseverancia y amor sacó adelante a nuestra familia y me regaló parte de su vida, espero algún día poder pagárselo.

A la memoria de mi padre, Joel quien me enseñó el sentido de la responsabilidad.

A mis hermanos Enricher, Janeth, Jesús, Christian y Esteban, porque todos mis defectos y virtudes son gracias a ellos. Siempre me han apoyado.

A mi acendrada devoción y justo orgullo por la perseverancia, esfuerzo y constancia.

Franklin

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
RESUMEN.....	XXIII
PRESENTACIÓN.....	XXIV
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SACHA.....	1
1.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO SACHA.....	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	2
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SACHA.....	4
1.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO SACHA.....	4
1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA.....	6
1.5.1 FORMACIÓN TENA.....	6
1.5.2 FORMACIÓN NAPO.....	7
1.5.2.1 NAPO SUPERIOR.....	7
1.5.2.2 NAPO MEDIO.....	7
1.5.2.3 NAPO INFERIOR.....	7
1.5.2.4 NAPO BASAL.....	8
1.5.3 FORMACIÓN HOLLÍN.....	8
1.6 LITOLOGÍA DEL CAMPO SACHA.....	8
1.6.1 YACIMIENTO “BASAL TENA”.....	8
1.6.2 YACIMIENTO “U”.....	8
1.6.3 YACIMIENTO “T”.....	9
1.6.4 YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR.....	9
1.6.5 YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR.....	9

1.7 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	11
1.8 CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS.....	12
1.9 DATOS PVT.....	12
1.10 MECANISMO DE EMPUJE.....	13
CAPÍTULO 2: LA INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	15
2.1 HISTORIA.....	15
2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO Y DEL FLUIDO.....	16
2.2.1 POROSIDAD (Φ).....	16
2.2.2 MOJABILIDAD.....	16
2.2.3 PERMEABILIDAD.....	18
2.2.3.1 PERMEABILIDAD RELATIVA.....	18
2.2.4 SATURACIÓN.....	20
2.2.5 VISCOSIDAD	20
2.2.6 MOVILIDAD.....	21
2.2.6.1 RELACIÓN DE MOVILIDAD.....	22
2.2.7 IMBIBICIÓN Y DRENAJE.....	22
2.2.7.1 IMBIBICIÓN.....	23
2.2.7.2 DRENAJE.....	23
2.2.8 PRESIÓN CAPILAR	23
2.3 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO.....	25
2.3.1 HETEROGENEIDADES DEL RESERVORIO.....	26
2.4 RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA.....	27
2.5 TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO.....	28
2.5.1 DESPLAZAMIENTO TIPO PISTÓN.....	28
2.5.2 DESPLAZAMIENTO TIPO PISTÓN CON FUGAS.....	28
2.5.2.1 ETAPA INICIAL.....	28

2.5.2.2 ETAPA SUBORDINADA.....	29
2.5.3 MODELOS DE INYECCIÓN.....	29
2.5.3.1 MODELO DE INYECCIÓN PERIFÉRICO.....	30
CAPÍTULO 3: DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE ARENAS ENTRE POZOS DEL MODELO.....	32
3.1 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTARIAS DE LOS DEPÓSITOS EN EL CAMPO SACHA.....	32
3.1.1 CANALES MAREALES.....	32
3.1.2 BARRAS MAREALES.....	33
3.1.3 PLANICIES ARENOSAS MAREALES.....	33
3.2 TENDENCIA DE FLUJO EN LOS SEDIMENTOS.....	34
3.3 ANÁLISIS GENERAL DE SALINIDADES.....	35
3.3.1 SALINIDADES DE LA ARENA “U”.....	36
3.3.1.1 REGIÓN NORTE.....	36
3.3.1.2 REGIÓN CENTRAL.....	37
3.3.1.3 REGIÓN SUR.....	38
3.3.2 SALINIDADES DE LA ARENA “T”.....	38
3.3.2.1 REGIÓN NORTE.....	39
3.3.2.2 REGIÓN SUR.....	39
3.4 ANÁLISIS GENERAL DE PRESIONES.....	41
3.4.1 PRESIONES EN LA ARENA “U”.....	41
3.4.2 PRESIONES EN LA ARENA “T”.....	42
3.5 ANÁLISIS GENERAL DE PERMEABILIDADES.....	43
3.5.1 PERMEABILIDADES EN LA ARENA “U”.....	43
3.5.2 PERMEABILIDADES EN LA ARENA “T”.....	43
3.6 ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA EN LOS POZOS CERCANOS A LOS INYECTORES.....	43
3.6.1 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS EN LA ARENA “U”.....	44
3.6.1.1 POZO INYECTOR WIW-1 (SAC-048).....	46

3.6.1.1.1 SISTEMA 1.1 (WIW-1 Y SAC-039)	46
3.6.1.1.2 SISTEMA 1.2 (WIW-1 Y SAC-126)	49
3.6.1.1.3 SISTEMA 1.3 (WIW-1 Y SAC-006)	53
3.6.1.2 POZO INYECTOR WIW-2 (SAC-015)	57
3.6.1.2.1 SISTEMA 2.1 (WIW-2 Y SAC-020)	57
3.6.1.2.2 SISTEMA 2.2 (WIW-2 Y SAC-10)	60
3.6.1.2.3 SISTEMA 2.3 (WIW-2 Y SAC-034)	64
3.6.1.3 POZO INYECTOR WIW-3 (SAC-076)	69
3.6.1.3.1 SISTEMA 3.1 (WIW-3 Y SAC-050)	69
3.6.1.3.2 SISTEMA 3.2 (WIW-3 Y SAC-023)	73
3.6.1.3.3 SISTEMA 3.3 (WIW-3 Y SAC-036)	75
3.6.1.3.4 SISTEMA 3.4 (WIW-3 Y SAC-033)	78
3.6.1.4 POZO INYECTOR WIW-4 (SAC-105)	82
3.6.1.4.1 SISTEMA 4.1 (WIW-4 Y SAC-059)	82
3.6.1.4.2 SISTEMA 4.2 (WIW-4 Y SAC-089)	86
3.6.1.5 POZO INYECTOR WIW-5 (SAC-005)	88
3.6.1.5.1 SISTEMA 5.1 (WIW-5 Y SAC-089)	88
3.6.1.5.2 SISTEMA 5.2 (WIW-5 Y SAC-0130)	92
3.6.1.5.3 SISTEMA 5.3 (WIW-5 Y SAC-055)	95
3.6.1.6 POZO INYECTOR WIW-6 (SAC-090)	99
3.6.1.6.1 SISTEMA 6.1 (WIW-6 Y SAC-055)	99
3.6.1.6.2 SISTEMA 6.2 (WIW-6 Y SAC-086)	100
3.6.1.6.3 SISTEMA 6.3 (WIW-6 Y SAC-028)	104
3.6.1.6.4 SISTEMA 6.4 (WIW-6 Y SAC-113)	108
3.6.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS EN LA ARENA “T”	112
3.6.2.1 POZO INYECTOR WIW-1 (SAC-048)	114
3.6.2.1.1 SISTEMA 1.1 (WIW-1 Y SAC-039)	114
3.6.2.1.2 SISTEMA 1.2 (WIW-1 Y SAC-007)	117

3.6.2.1.3 SISTEMA 1.3 (WIW-1 Y SAC-102)	120
3.6.2.2 POZO INYECTOR WIW-3 (SAC-076)	123
3.6.2.2.1 SISTEMA 3.1 (WIW-3 Y SAC-050)	124
3.6.2.2.2 SISTEMA 3.2 (WIW-3 Y SAC-036)	126
3.6.2.2.3 SISTEMA 3.3 (WIW-3 Y SAC-033)	129
3.6.2.3 POZO INYECTOR WIW-4 (SAC-105)	133
3.6.2.3.1 SISTEMA 4.1 (WIW-4 Y SAC-059)	133
3.6.2.3.2 SISTEMA 4.2 (WIW-4 Y SAC-089)	137
3.6.2.3.3 SISTEMA 4.3 (WIW-4 Y SAC-145)	140
3.6.2.4 POZO INYECTOR WIW-5 (SAC-005)	142
3.6.2.4.1 SISTEMA 5.1 (WIW-5 Y SAC-089)	143
3.6.2.4.2 SISTEMA 5.2 (WIW-5 Y SAC-91)	144
CAPÍTULO 4: ALTERNATIVAS AL MODELO DE INYECCIÓN ACTUAL Y ANÁLISIS ECONÓMICO.....	148
4.1 ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA DE LOS POZOS INYECTORES.....	148
4.1.1 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “U”.....	148
4.1.1.1 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-1.....	149
4.1.1.2 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-2.....	150
4.1.1.3 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-3.....	150
4.1.1.4 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-4.....	152
4.1.1.5 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-5.....	154
4.1.1.6 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-6.....	154
4.1.2 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “T”	157

4.1.2.1 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-1.....	157
4.1.2.2 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-3.....	158
4.1.2.3 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA DEL INYECTOR WIW-4 Y WIW-5.....	159
4.2 ALTERNATIVA TÉCNICA PARA APROVECHAR LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SACHA.....	162
4.2.1 ESTUDIO PARA PRODUCIR LAS ZONAS 1 Y 2 DE LA ARENA “U”.....	163
4.2.1.1 ZONA 1.....	163
4.2.1.2 ZONA 2.....	164
4.2.1.2.1 ESTUDIO PARA CONVERTIR EL POZO SAC-097 A INYECTOR PARA LA ARENA “U”.....	166
4.2.2 CÁLCULO DE RESERVAS DE LAS ZONAS DE ESTUDIO.....	169
4.2.3 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LAS ZONAS 1 Y 2...171	
4.2.3.1 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 1.....	174
4.2.3.2 PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 2.....	177
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	179
4.3.1 ESCENARIOS EVALUADOS.....	179
4.3.2 BASE DE DATOS Y SUPUESTOS ECONÓMICOS.....	180
4.3.2.1 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.....	180
4.3.2.2 COSTOS DE INVERSIÓN.....	180
4.3.2.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	181
4.3.2.4 COSTOS DE TRANSPORTE.....	181
4.3.3 PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS.....	181
4.3.4 RESULTADOS ECONÓMICOS.....	182
4.3.4.1 ESCENARIOS DE LA ZONA 1.....	182
4.3.4.2 ESCENARIOS DE LA ZONA 2.....	183
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	184

5.1 CONCLUSIONES.....	184
5.2 RECOMENDACIONES.....	186
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	188
ANEXOS.....	189
ANEXO No. 1 AMBIENTES DEPOSITACIONALES Y FALLAS DEL CAMPO SACHA.....	190
ANEXO No. 2 CORRELACIONES DE REGISTROS DE POZOS.....	195
ANEXO No. 3 CÁLCULOS ECONÓMICOS.....	215

LISTADO DE FIGURAS

No.	Descripción	Página
1.1. Figura	Mapa de ubicación del campo Sacha	3
1.2. Figura	Mapa estructural a la base caliza "A"	5
1.3. Figura	Columna estratigráfica del oriente ecuatoriano	10
2.1. Figura	Mojabilidad de un sistema agua–petróleo–roca	17
2.2. Figura	Curva de permeabilidad relativa	20
2.3. Figura	Ascenso capilar de la interfase agua- petróleo	24
2.4. Figura	Modelo ideal para la ubicación de pozos productores e inyectores en un modelo periférico	31
3.1. Figura	Elipse de anisotropía para la arena "U"	34
3.2. Figura	Elipse de anisotropía para la arena "T"	35
3.3. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-093. Arena "U"	37
3.4. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-74. Arena "U"	37
3.5. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-110. Arena "U"	38
3.6. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-051. Arena "T"	39
3.7. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-080. Arena "T"	40
3.8. Figura	Presiones de reservorio vs tiempo, campo Sacha. Arena "U"	42
3.9. Figura	Sistemas inyectores-productores para la arena "U"	45
3.10. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-039. Arena "U"	47
3.11. Figura	Historial de producción, SAC-039. Arena "U"	48
3.12. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-039. Arena "U"	49
3.13. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-126. Arena "U"	51
3.14. Figura	Historial de producción, SAC-126. Arena "U"	52
3.15. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-126. Arena "U"	52

3.16. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-006. Arena "U"	54
3.17. Figura	Historial de producción, SAC-006. Arena "U"	55
3.18. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-006. Arena "U"	56
3.19. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-020. Arena "U"	58
3.20. Figura	Historial de producción, SAC-20. Arena "U"	59
3.21. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-020. Arena "U"	60
3.22. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-010. Arena "U"	62
3.23. Figura	Historial de producción, SAC-10. Arena "U"	63
3.24. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-010. Arena "U"	64
3.25. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-034. Arena "U"	66
3.26. Figura	Historial de producción, SAC-034. Arena "U"	67
3.27. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-34. Arena "U"	68
3.28. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-050. Arena "U"	70
3.29. Figura	Historial de producción, sac-050. Arena "U"	71
3.30. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-50. Arena "U"	72
3.31. Figura	Historial de producción, SAC-023. Arena "U"	74
3.32. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-023. Arena "U"	75
3.33. Figura	Historial de producción, SAC-036. Arena "U"	77
3.34. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-036. Arena "U"	78
3.35. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-033. Arena "U"	80
3.36. Figura	Historial de producción, SAC-033. Arena "U"	81
3.37. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-033. Arena "U"	82
3.38. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-059. Arena "U"	84
3.39. Figura	Historial de producción, SAC-059. Arena "U"	85
3.40. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-059. Arena "U"	85
3.41. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-089. Arena "A"	89

3.42. Figura	Historial de producción, SAC-089. Arena “U”	90
3.43. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-089. Arena “U”	91
3.44. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-130. Arena “U”	93
3.45. Figura	Historial de producción, SAC-130. Arena “U”	94
3.46. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-130. Arena “U”	94
3.47. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-055. Arena “U”	96
3.48. Figura	Historial de producción, SAC-055. Arena “U”	97
3.49. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-055. Arena “U”	98
3.50. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-086. Arena “U”	102
3.51. Figura	Historial de producción, SAC-086. Arena “U”	103
3.52. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-086. Arena “U”	104
3.53. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-028. Arena “U”	106
3.54. Figura	Historial de producción, SAC-028. Arena “U”	107
3.55. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-028. Arena “U”	108
3.56. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-113. Arena “U”	110
3.57. Figura	Historial de producción, SAC-113. Arena “U”	111
3.58. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-113. Arena “U”	111
3.59. Figura	Sistemas inyectores-productores para la arena “T”	113
3.60. Figura	Historial de producción, SAC-039. Arena “T”	116
3.61. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-039. Arena “T”	116
3.62. Figura	Historial de producción, SAC-007. Arena “T”	118
3.63. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-007. Arena “T”	119
3.64. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-102. Arena “T”	121
3.65. Figura	Historial de producción, SAC-102. Arena “T”	122
3.66. Figura	Salinidad vs tiempo, sac-102. Arena “T”	123
3.67. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-050. Arena “T”	125

3.68. Figura	Historial de producción, SAC-50. Arena "T"	126
3.69. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-050. Arena "T"	127
3.70. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-036. Arena "T"	129
3.71. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-033. Arena "T"	131
3.72. Figura	Historial de producción, SAC-033. Arena "T"	132
3.73. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-033. Arena "T"	132
3.74. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-059. Arena "T"	135
3.75. Figura	Historial de producción, SAC-059. Arena "T"	136
3.76. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-059. Arena "T"	136
3.77. Figura	Historial de producción, SAC-089. Arena "T"	139
3.78. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-089. Arena "T"	139
3.79. Figura	Historial de producción, SAC-145. Arena "T"	141
3.80. Figura	Salinidad vs tiempo, SAC-145. Arena "T"	142
3.81. Figura	Presión de reservorio vs tiempo, SAC-091. Arena "T"	145
3.82. Figura	Historial de producción, SAC-091. Arena "T"	146
3.83. Figura	Salinidad vs tiempo, sac-091. Arena "T"	147
4.1. Figura	Avance del frente de inyección en la arena "U"	156
4.2. Figura	Avance del frente de inyección en la arena "T"	161
4.3. Figura	Ubicación de la zona 1	163
4.4. Figura	Ubicación de la zona 2	165
4.5. Figura	Historial de producción, SAC-097	167
4.6. Figura	Incremento del BSW, SAC-104	175
4.7. Figura	Incremento del BSW, SAC-039	175
4.8. Figura	Predicción de producción para la zona 1	176
4.9. Figura	Incremento del BSW, SAC-025	177
4.10. Figura	Incremento del BSW, SAC-028	177

4.11. Figura	Predicción de producción para la zona 2	179
--------------	---	-----

LISTADO DE TABLAS

No.	Descripción	Página
1.1. Tabla	Parámetros promedio para el campo Sacha	11
1.2. Tabla	Caracterización de los crudos del campo Sacha	12
1.3. Tabla	Datos PVT del campo Sacha	13
2.1. Tabla	Características del flujo debido a la humectabilidad de la roca	18
3.1. Tabla	Características del sistema 1.1	46
3.2. Tabla	Características del sistema 1.2	50
3.3. Tabla	Características sistema 1.3	53
3.4. Tabla	Características sistema 2.1	57
3.5. Tabla	Características sistema 2.2	61
3.6. Tabla	Características sistema 2.3	65
3.7. Tabla	Características del sistema 3.1	69
3.8. Tabla	Características del sistema 3.2	73
3.9. Tabla	Características del sistema 3.3	76
3.10 Tabla	Características del sistema 3.4	79
3.11 Tabla	Características del sistema 4.1	83
3.12 Tabla	Características sistema 4.2	86
3.13 Tabla	Características sistema 5.1	88
3.14 Tabla	Características del sistema 5.2	92
3.15 Tabla	Características del sistema 5.3	95
3.16 Tabla	Características sistema 6.1	99
3.17 Tabla	Características del sistema 6.2	100

3.18	Tabla	Características sistema 6.3	105
3.19	Tabla	Características del sistema 6.4	109
3.20	Tabla	Características sistema 1.1	114
3.21.	Tabla	Características sistema 1.2	117
3.22.	Tabla	Características sistema 1.3	120
3.23.	Tabla	Características sistema 3.1	124
3.24.	Tabla	Características sistema 3.2	127
3.25.	Tabla	Características sistema 3.3	130
3.26.	Tabla	Características del sistema 4.1	133
3.27.	Tabla	Características del sistema 4.2	137
3.28.	Tabla	Características del sistema 4.3	140
3.29.	Tabla	Características del sistema 5.1	143
3.30.	Tabla	Características del sistema 5.2	144
4.1.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-1 de la arena "U"	150
4.2.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-3 de la arena "U"	151
4.3.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-4 de la arena "U"	153
4.4.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-6 de la arena "U"	155
4.5.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-1 de la arena "T"	158
4.6.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por el inyector WIW-3 de la arena "T"	159
4.7.	Tabla	Fechas de ruptura en pozos afectados por los inyectores WIW-4 y WIW-5 de la arena "T"	160
4.8.	Tabla	Condiciones actuales de los pozos de la zona 1	164
4.9.	Tabla	Condiciones actuales de los pozos de la zona 2	165

4.10. Tabla	Condiciones de los pozos cercanos al pozo SAC-097	168
4.11. Tabla	Parámetros petrofísicos de los pozos de la zona 1	169
4.12. Tabla	Parámetros petrofísicos de los pozos de la zona 2	169
4.13. Tabla	Parámetros petrofísicos promedios de las zonas 1 y 2	170
4.14. Tabla	Reservas de petróleo para las zonas 1 y 2	171
4.15. Tabla	Condiciones de los pozos vecinos a la zona 1	172
4.16. Tabla	Condiciones de los pozos vecinos a la zona 2	172
4.17. Tabla	Presión de reservorio e índice de productividad promedio asignados a las zonas de estudio	173
4.18. Tabla	Predicción de producción para la zona 1	176
4.19. Tabla	Predicción de producción para la zona 2	178
4.20. Tabla	Inversiones en las zonas 1 y 2. Cifras en US\$ millones	181
4.21. Tabla	Índices económicos para los escenarios de la zona 1	182
4.22. Tabla	Índices económicos para los escenarios de la zona 2	183
5.1. Tabla	Índices económicos para los escenarios de la zona 1	186
5.2. Tabla	Índices económicos para los escenarios de la zona 2	186

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad específica del crudo	
BAD	Barriles de agua por día	L^3/T
B/A	Barriles por año	L^3/T
B_o	Factor volumétrico del crudo	
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/T
Build-Up	Prueba de restauración de presión	
cp	Centipoises	
Cl-	Iones Cloruro	
EF	Eficiencia de flujo	
FR	Factor de recobro	
ft	Pies	
H	Espesor	L
IP	Índice de productividad	
K	Permeabilidad	L^2
md	Milidarcys	
MM	Millones	
Pb	Presión de burbuja	$ML^{-1}T^2$
ppm	Partes por millón	
Psi	Libras por pulgada cuadrada	
PVT	Análisis de presión, volumen y temperatura	
Pws	Presión de reservorio	$ML^{-1}T^2$
Pwf	Presión de fondo fluyente	$ML^{-1}T^2$
Sw	Saturación de agua	
TIR	Taza interna de retorno	
VAN	Valor actual neto	
W.O.	Trabajo de reacondicionamiento	
σ_v	Esfuerzo	$ML^{-1}T^2$
\emptyset	Porosidad	

RESUMEN

El presente proyecto analiza los efectos de la inyección de agua en los pozos productores de los yacimientos “U” y “T” del campo Sacha.

En el primer capítulo se realiza la descripción general, geológica y estratigráfica del campo, se detalla la sedimentología, las características de las rocas de formación, datos PVT, parámetros petrofísicos y mecanismos de empuje.

En el segundo capítulo se presenta la teoría de recuperación secundaria mediante inyección de agua, se detalla el análisis petrofísico así como los parámetros que influyen en el movimiento de fluidos dentro de la roca reservorio, teorías de desplazamiento e idealización del modelo de inyección aplicado al campo Sacha.

En el tercer capítulo se realiza el estudio de los efectos de la inyección de agua en los pozos productores cercanos a los inyectores de los yacimientos “U” y “T”, mediante el análisis de la continuidad estructural y sedimentaria, variación de la porosidad, permeabilidad, presión de reservorio, salinidad, y el diagnóstico de los historiales de producción.

En el cuarto capítulo se presenta el avance del frente de inyección de agua, mediante un análisis general del incremento de la producción de agua y variación de salinidades en pozos productores de los yacimientos “U” y “T”. También se realiza una alternativa técnica que permita aprovechar la inyección de agua así como también su análisis económico determinando la rentabilidad del proyecto.

En el quinto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron al término del desarrollo del proyecto.

PRESENTACIÓN

Actualmente se está inyectando agua en las arenas “U” y “T” del campo Sacha sin conocer el avance del frente de inyección, ya que su aplicación fue empírica cuando muy pocos pozos del área vecina a los pozos inyectores producían de las arenas “U” y “T”, la mayor parte de ellos de las dos juntas sin disponer de una historia de presión separada por yacimiento con un análisis de su continuidad.

Por otra parte la falta de inversión en facilidades para el tratamiento de agua de formación ha obligado a Petroecuador continuar inyectando parte de esta agua a los yacimientos “U” y “T”, sin conocer los efectos en los pozos productores ni el avance del frente de inyección.

Se seleccionaron pozos candidatos para el análisis de los efectos de la inyección, los mismos que presentaban importante producción de los yacimientos así como también historiales de presiones, salinidad y ubicación cercana a los pozos inyectores.

El análisis de los efectos de la inyección mostró mantenimiento e incluso incremento de presión de reservorio en los pozos escogidos, sin embargo la producción de petróleo ha disminuido con el paso del tiempo y el corte de agua se ha incrementado considerablemente inundando pozos luego de pocos meses de haber iniciado su producción, lo que cuestiona la efectividad del modelo de recuperación secundaria en el campo.

El presente proyecto consiste en el análisis de cada pozo escogido basándose en el comportamiento de la presión, la continuidad estructural y sedimentaria así como también el historial de producción, el incremento del corte de agua y la variación de su salinidad.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SACHA

1.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO SACHA

La estructura Sacha fue probada por primera vez con la perforación del pozo exploratorio SAC-001 el 21 de enero de 1969 con una torre de perforación helitransportable y fue completado el 25 de febrero de 1969. Alcanzando una profundidad total de 10160 pies, se inicia la explotación del campo con una prueba de producción de 1328 BPPD, con 30° API de calidad y un BSW de 0.1% de la formación Hollín.

El campo inició su producción el 6 de julio de 1972 con una tasa promedio de 29269 BPPD para ese mes e incrementándose en un 400% hasta 117591 BPPD en noviembre del mismo año; tasa que se convirtió en la más alta registrada en la producción del campo.

El campo Sacha dispone de 4 facilidades en superficie que son: Estación Central, Estación Norte-1 (planta de tratamiento de agua), Estación Norte-2, y Estación Sur las cuales se encargan de recuperar toda la producción del campo. A partir de noviembre de 1986 se implementó la recuperación secundaria mediante inyección de agua para los yacimientos "U" y "T" de la formación Napo con un modelo periférico de seis pozos esto con la finalidad de incrementar y mantener la presión y a la vez mejorar la recuperación de los fluidos in situ.

Los seis pozos destinados para Recuperación Secundaria fueron recomendados basándose en el Estudio de Simulación Matemática del campo efectuado en 1982, aunque su ubicación exacta no fue correctamente estudiada y se lo hizo de manera empírica. Actualmente se encuentran operando seis pozos, WIW-02 (SAC-015), WIW-03 (SAC-076), WIW-04 (SAC-105), WIW-05 (SAC-005), WIW-6 (SAC-090) en el Este y WIW - 01 (SAC-48) en el Oeste del campo.

Existen 225 pozos perforados hasta mayo del 2009. El estado de los mismos se desglosa a continuación:

- Seis inyectores de agua empleados para el mantenimiento de presión de los yacimientos “U” y “T” de la formación Napo
- Cinco pozos reinyectores de agua de formación a la formación Tiyuyacu y uno a Orteguaza
- Ciento cincuenta y ocho pozos en producción:
 - 11 a flujo natural
 - 35 con bombeo eléctrico sumergible
 - 112 con bombeo hidráulico
- Cincuenta y cinco pozos cerrados

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha se localiza en el Oriente ecuatoriano específicamente en la provincia de Orellana, en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, entre las coordenadas: 00°11’00’’ y 00°24’30’’ Latitud Sur y 76°49’40’’ a 76°54’16’’ Longitud Oeste a unos 50 km al Sur de Lago Agrio, cubriendo un área desarrollada de 100 Km², aproximadamente. El área total no está definida, cubre aproximadamente 300 Km² (incluyendo el campo MDC), el área desarrollada corresponde a la extensión del yacimiento Hollín.

Pertenece al área de operaciones de PETROECUADOR, constituyéndose en el segundo campo que aporta con mayor cantidad de producción de todo el

Distrito Amazónico y el segundo más grande. Recién empezó a ser administrado por la empresa de economía mixta Rio Napo.

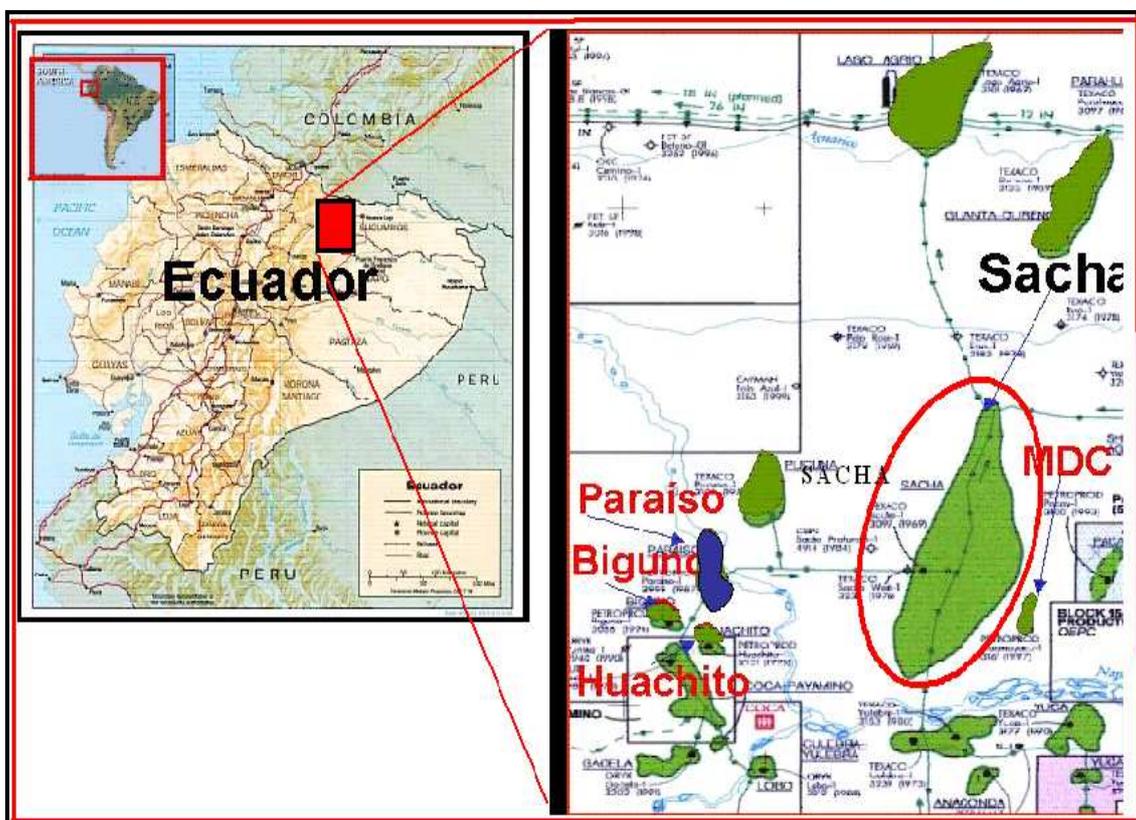
Geológicamente está ubicado en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. El campo Sacha está limitado por:

- Al Norte, las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista
- Al Sur, los campos Culebra y Yulebra
- Al Este, los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha, Pacay y MDC;
- Al Oeste, por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

En la figura 1.1 se visualiza la ubicación del Campo Sacha.

FIGURA 1.1

MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Petroproducción

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha, geológicamente se encuentra ubicado al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, incluido en el corredor Sacha-Shushufindi. La estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general Noreste-Suroeste, conectándose en el Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al Este del Cinturón Andino.

1.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO SACHA

Estructuralmente el Campo constituye un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial Noreste-Suroeste, está integrado por un sistema de fallas de dirección Norte-Sur, las que cortan parte del flanco Oeste a lo largo del campo. Posee también un sistema de fallas secundarias de compensación como consecuencia del régimen transpresivo, orientadas en dirección Sureste-Noroeste, que dividen algunos de sus yacimientos en compartimentos separados, (Ver figura 1.2).

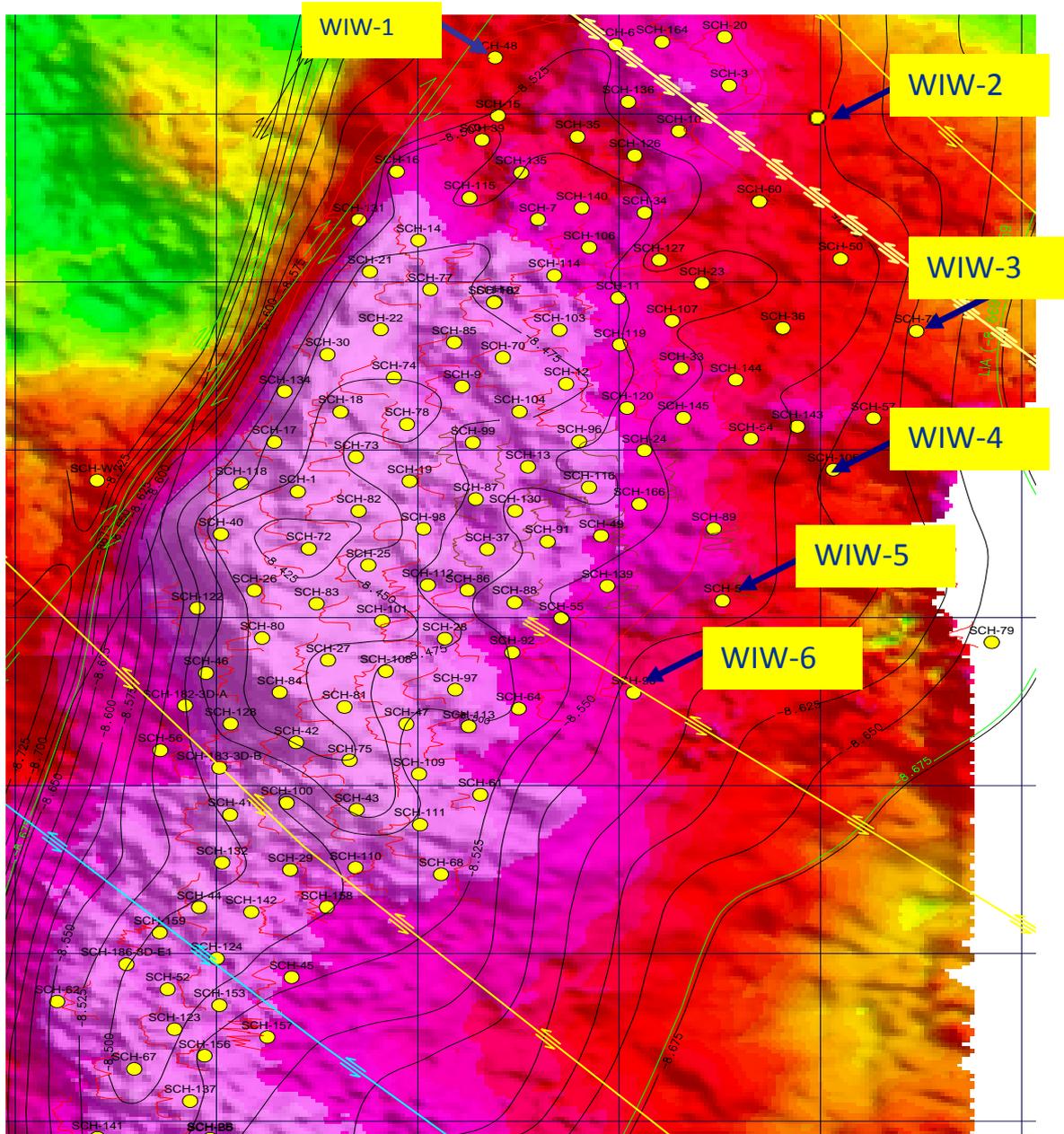
Las fallas Norte-Sur que se originan en el basamento, posiblemente son antiguas fallas de tipo normal que luego fueron invertidas en el Cretácico Superior bajo un régimen transpresivo. Esta falla se profundiza en el basamento cristalino y llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín que alcanza de 80 a 100 pies en el centro del Campo, menos de 50 pies al Norte y se cambia por una zona de frescura al Sur.

La estructura tiene un ancho de 4 Km al norte y 7 Km aproximadamente al Centro y Sur, con una longitud aproximada de 33 Km. La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica, en el Huroniano Terminal y el Maastrichtiano (Baby *et al*, 1998). Hacia el Este la pendiente estructural se reduce mucho, su punto de derrame para el yacimiento "U" se encuentra en el borde Noreste del campo MDC, cerca del pozo Paka-Norte 1 (único pozo del

campo donde se observó un contacto agua-petróleo en ese yacimiento). Hacia el Noreste hay un punto de derrame, 40 pies más alto entre los campos Sacha y Drago Vista que limita el campo a nivel del yacimiento Hollín, pero no el yacimiento "U" cuyo límite en esa dirección es estratigráfico contra los relieves volcánicos de la estructura Vista.

FIGURA 1.2

MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE CALIZA "A"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

MODIFICADO POR: Autores

1.5 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA

La totalidad del petróleo conocido a la fecha en la Cuenca Oriente proviene de reservorios del Cretácico; los reservorios “U” y “T” tienen analogía con reservorios formados con sedimentaciones semejantes en el resto de las cuencas subandinas y del Este de las montañas rocallosas de EEUU.

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general, está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio: las formaciones Hollín y Napo (areniscas “T”, “U” y M-2); y, depósitos del Cretácico Superior: las areniscas Basal Tena y M-1.

El comportamiento estratigráfico del campo Sacha es generalizado a la Cuenca Oriental Ecuatoriana para la cual se han realizado muchos estudios sobre estratos y sus propiedades que van desde la superficie hasta las zonas de interés, para lo cual se ha diseñado una columna base y de donde se obtiene información como: era y edad geológica, formación a la que pertenece, ambiente de depositación, espesor promedio, litología, etc.

A continuación se tiene una descripción de los principales estratos de interés para este estudio en forma resumida dentro del Campo Sacha:

1.5.1 FORMACIÓN TENA

La formación Tena tiene un espesor aproximado de 400 a 3200 pies; cuerpo donde se puede encontrar la subdivisión en dos miembros, que son:

- *Tena Superior*, que pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación es Continental.
- *Tena inferior*, la era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte inferior de Tena y pertenece a la edad Cretácica. El ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental a Marina Somera.

1.5.2 FORMACIÓN NAPO

La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. Consiste en alrededor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Muchos autores dan a la formación Napo la categoría de grupo, dividiéndola en cuatro miembros (a los que se les asigna el nombre de formaciones), que corresponde a secuencias marinas de aguas poco profundas:

1.5.2.1 Napo superior

La formación Napo Superior incluye las calizas “M-1” de la zona subandina (casi no expresadas en la mayor parte de la Cuenca Oriental), a las lutitas de Napo Superior y a las areniscas superiores del Grupo Napo (areniscas M-1).

1.5.2.2 Napo Medio

Esta formación presenta a las calizas “A” y a las calizas “M-2” sin las calizas “M-1”, que tienen una gran extensión geográfica y pasan rápidamente hacia el Este a lutitas y margas laminadas muy similares a las lutitas de la formación Napo Superior.

1.5.2.3 Napo Inferior

En el grupo Napo, la formación Napo Basal se encuentra bajo la formación Napo Inferior, que incluye las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”. Su base está definida por el tope del último banco masivo de la arenisca “T”, que coinciden generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas “T” y las calizas “B”.

1.5.2.4 Napo basal

Incluye la arenisca Basal, las lutitas negras y las areniscas "T". Su base está definida por el tope del último banco arenoso masivo de la formación Hollín y su tope lo constituye el tope del último banco de areniscas masivas de la arenisca "T".

1.5.3 FORMACIÓN HOLLÍN

Es la base de la edad del Cretácico dentro de la edad del Mesozoico; el ambiente de depositación es Marino Transgresivo. Las areniscas gruesas de la parte inferior son Continentales en tanto que la parte superior de grano más fino fue depositada en un medio Marino Litoral.

1.6 LITOLOGÍA DEL CAMPO SACHA

A continuación se detalla de manera breve la litología de los yacimientos de interés para este estudio correspondiente a la columna estratigráfica del campo Sacha:

1.6.1 YACIMIENTO "BASAL TENA"

Mayoritariamente está formado por secuencias de grano fino a muy fino; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la Cuenca Amazónica. Con un espesor promedio de 4 pies, porosidad de 18%, saturación de agua de 31 %, salinidad promedio que va de 24000 a 36000 ppm de Cl- y un γ API de 25,1.

1.6.2 YACIMIENTO "U"

Está constituida por una arenisca cuarzosa, blanca, cemento silicio con inclusiones de glauconita. La arenisca "U" Inferior constituida por una arenisca

cuarzosa, grano fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos. Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 31 pies, porosidad de 20%, saturación de agua de 25% y una salinidad promedio de 25000-45000 ppm de Cl⁻ y un °API de 28.6.

1.6.3 YACIMIENTO “T”

Es una arenisca cuarzosa, gris, grano fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita. Tiene un espesor que oscila entre 100 pies. “T” Inferior, se trata de una arenisca cuarzosa, cemento silicio, grano medio a fino, buena saturación de hidrocarburos. Con espesor neto saturado de entre 20 y 90 pies posee una porosidad promedio de 21%, saturación de agua de 14.8%, una salinidad promedio de 20000 a 25000 ppm de Cl⁻ y un °API de 28.

1.6.4 YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR

Constituido por una arenisca cuarzosa, consolidada, grano muy fino, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. Presenta una buena saturación de hidrocarburos con °API de 27. Su espesor saturado es en promedio de 7,5 pies al centro del campo, de porosidad 12%, saturación de agua 35% y salinidad de 3891 ppm de Cl⁻, se puede identificar en la zona lentes de caliza y lutita intercalados. Hacia la parte Norte del Campo, el yacimiento se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado de 12 - 15 pies en promedio.

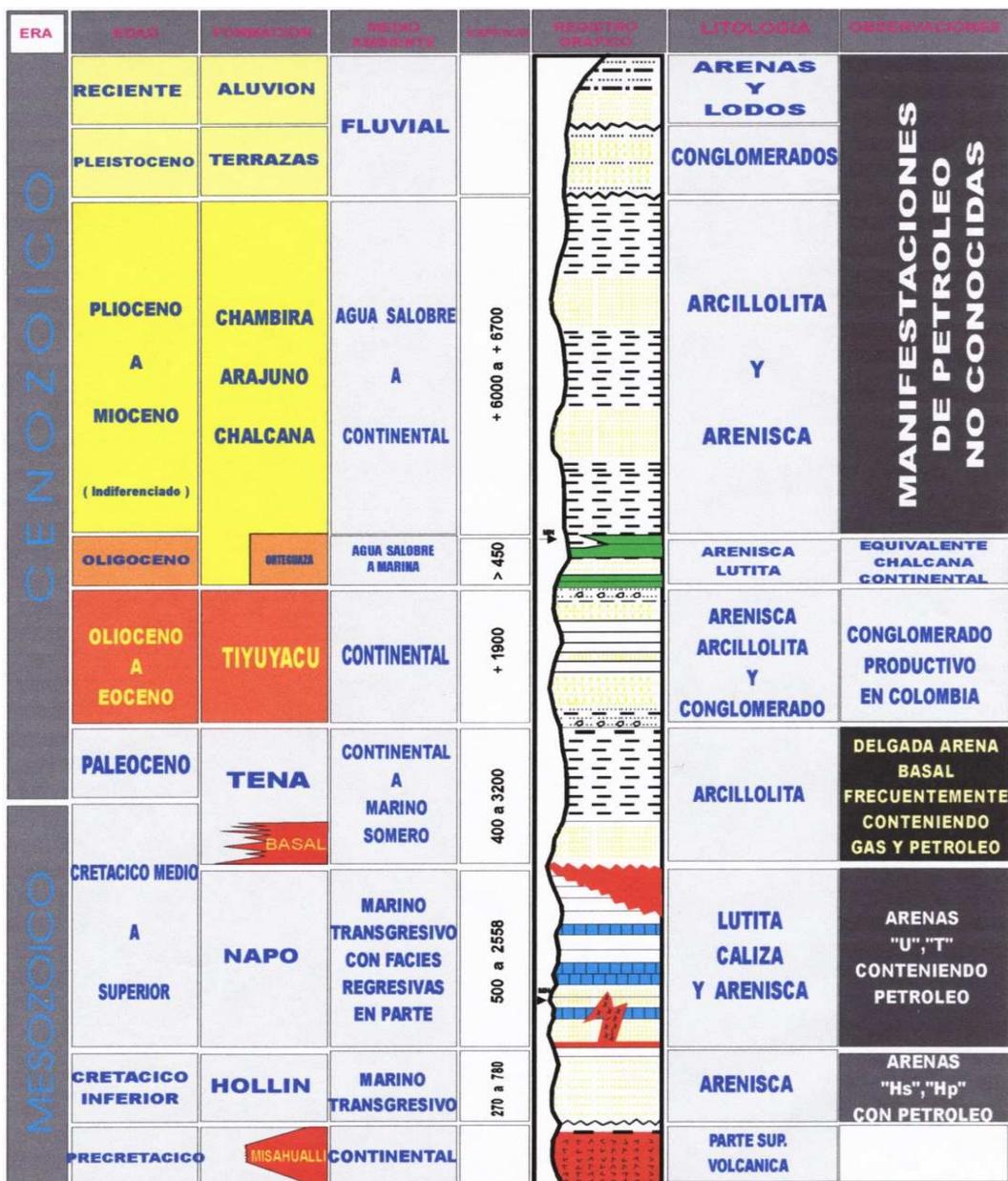
1.6.5 YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR

Constituido por una arenisca cuarzosa, consolidada, grano medio, subredondeada, matriz y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín. De edad Cretácica Inferior. Buena saturación de hidrocarburos con °API de 29, tiene un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre el 20 y 40 % y una salinidad de 500 a 1500

ppm de Cl-. El ambiente de depositación que posiblemente se presenta es del tipo fluvial.

En la figura 1.3 se puede observar la secuencia generalizada para la Columna Estratigráfica del Campo Sacha.

FIGURA 1.3
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ORIENTE ECUATORIANO



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Petroproducción

1.7 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Los yacimientos del Campo Sacha corresponden a tres formaciones claramente identificadas que son:

- La Formación Tena con una sola arena productora: Basal Tena.
- La Formación Napo que se divide en dos arenas productoras: Napo “T” y Napo “U”.
- La Formación Hollín que se divide en dos areniscas productoras: Hollín Principal y Hollín Superior.

En la tabla 1.1 se detalla los parámetros referentes promedio, como: DATUM, espesor neto promedio, porosidad (%), saturación de agua inicial, permeabilidad y salinidad, para las arenas productoras del campo Sacha.

TABLA 1.1

PARÁMETROS PROMEDIO PARA EL CAMPO SACHA

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BT	“U”	“T”	Hs	Hi
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	< 4	31	21	12	60
Porosidad (%)	18.0	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 – 25	15 - 20	30 -40	30 - 40
Permeabilidad (mD)	600	425	240	130	350
Salinidad (ppm Cl-)	26000	25000-45000	30000	3400-11000	1000-1500

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

1.8 CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS

Mediante la toma de muestras se determinan las principales propiedades de los crudos para cada zona productora, como: la gravedad del crudo y el contenido de azufre, detallados en la tabla 1.2:

TABLA 1.2

CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS DEL CAMPO SACHA

ZONA	GRAVEDAD	AZUFRE
	°API	%
BT	27 a 29	Sin dato
“U”	27 a 29	1.15 a 1.23
“T”	27 a 28	0.80 a 0.90
Hollín	27 a 28	0.4 a 1.1

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Los contenidos de S, Ni y V del petróleo del yacimiento “T” en general tiende a ser menores que los de “U” y Tena Basal, mientras que Hollín muestra resultados muy divisibles con una variación fuerte de contenido de S, Ni y V a pesar de tener la misma gravedad.

1.9 DATOS PVT

Para los yacimientos “U” y “T” solo se disponen de datos PVT para el Norte del campo y, entre estos, los del pozo SAC-003 son poco confiables. El análisis histórico de presión de reservorio muestra mayor frecuencia en repetición de datos que corresponde a la presión estabilizada de los yacimientos, sobre todo para los bloques del centro del campo que están en explotación desde un mayor tiempo.

Considerando los resultados obtenidos a partir de los análisis de PVT y realizando una generalización, se preparó la tabla 1.3.

TABLA 1.3
DATOS PVT DEL CAMPO SACHA

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BT	“U”	“T”	Hs	Hi
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
Presión inicial (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Presión burbuja (psi)	870	1170	1310	550	80
GOR (PCS/BN)	150	284	389	93	93
Gravedad API	24.1	22.8	30.3	27.3	29.7
Coi ($\times 10^6 \text{ psi}^{-1}$)	7	8.02	9.02	9.2	5.7
Boi (BY/BN)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
Uoi (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

1.10 MECANISMO DE EMPUJE

En el campo Sacha se ha establecido la presencia de acuíferos laterales para los yacimientos de la formación Napo. La arena “U” inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Nor-Este afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo.

En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del Nor-Este del campo afectando en mayor grado el área Norte.

El acuífero lateral del yacimiento "U" es el principal mecanismo de producción, con el tiempo ha venido influenciando la parte Centro y Noreste del reservorio; además, en esta área se ubican los pozos inyectores.

CAPÍTULO 2

LA INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

2.1 HISTORIA

La práctica de este método ha ido creciendo desde 1885, año en el cual por accidente fue descubierto en el campo Bradford, cuando en algunos pozos que fueron abandonados, el agua de las arenas poco profundas corroyó los casings, abriéndose camino a través de estos e introduciéndose en el intervalo productor, que luego de algunos años se reflejaría en el incremento de producción de pozos aledaños.

La inyección de agua es el método de inyección de fluidos que más ha predominado a lo largo del tiempo en los procesos de recuperación secundaria. Ha permitido a muchos países productores de petróleo incrementar el nivel de producción de sus campos así como sus reservas. Las ventajas son claras sobre otros sistemas de recuperación secundaria, ya que:

- El agua es un fluido abundante en la naturaleza
- La gran carga hidrostática del agua facilita el proceso de inyección
- El agua es relativamente fácil de inyectar
- El agua se desplaza con gran facilidad a través del yacimiento
- La tecnología existente hace de este, un proceso viable
- La eficiencia de este proceso hace que el porcentaje de recuperación sea alto
- La inyección envuelve inversiones de capital con bajos costos de operación y tiene favorable economía

.2.2 PROPIEDADES DEL RESERVORIO Y DEL FLUIDO

Para poder entender el mecanismo de la inyección de agua se debe conocer las propiedades del reservorio tales como: porosidad, permeabilidad, distribución del tamaño de los poros y área de su superficie, además las propiedades combinadas de la roca y fluidos tales como: permeabilidad relativa, capilaridad.

2.2.1 POROSIDAD (ϕ)

Es una de las propiedades más importantes para el ingeniero en yacimientos ya que representa la capacidad que tiene la roca para almacenar un fluido. Esta propiedad permite establecer las reservas de petróleo, que son de gran importancia en los proyectos de recuperación secundaria.

2.2.2 MOJABILIDAD

Está definida como la preferencia que tiene un fluido determinado a adherirse o extenderse sobre la superficie de la roca reservorio, en presencia de otros fluidos inmiscibles. A partir de esta propiedad en el campo petrolífero las rocas pueden ser clasificadas en dos grupos:

Rocas Oleófilas, aquellas mojadas por el hidrocarburo

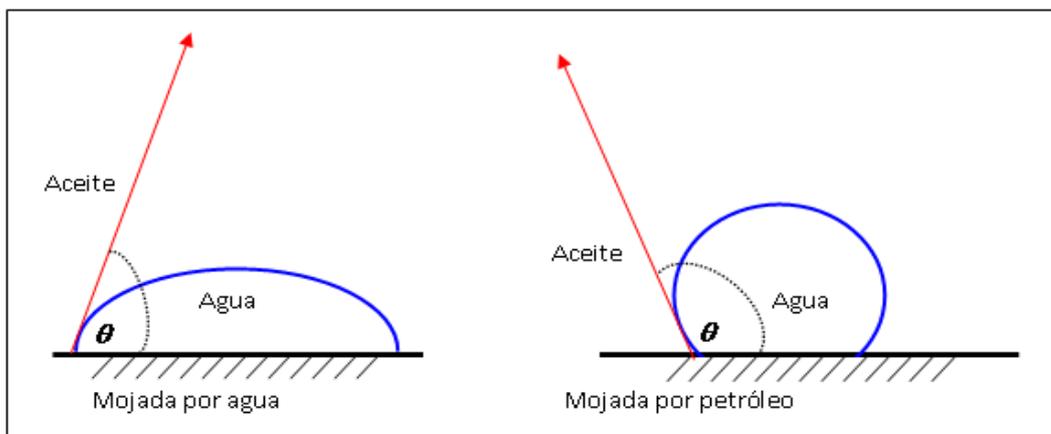
Rocas Hidrófilas, que son mojadas por el agua

El yacimiento involucrado en este estudio tiene una roca hidrófila, lo que favorece el implemento de un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua. Esto se debe a que la recuperación de petróleo por inyección de agua depende de las eficiencias de desplazamiento y volumétrica, se ha comprobado que para las mismas viscosidades de aceite y agua, la relación de movilidad y por lo tanto la eficiencia volumétrica de barrido es más favorable en una roca mojada por agua que por aceite.

La forma de identificar si una roca es oleófila o hidrófila es por medio del ángulo de contacto entre el fluido y la roca. Como se puede observar en la figura 2.1, para ángulos de contacto θ menores a 90 grados indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, mientras que contactos mayores de 90 grados, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite.

FIGURA 2.1

MOJABILIDAD DE UN SISTEMA AGUA – PETRÓLEO - ROCA



FUENTE: Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Forrest F. Craig, Jr.

MODIFICADO POR: Autores

En la tabla 2.1 se muestra algunas características del flujo debido a la humectabilidad de la roca.

TABLA 2.1

CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO DEBIDO A LA HUMECTABILIDAD DE LA ROCA

Propiedad	Humedecida por agua	Humedecida por petróleo
Saturación de agua connata	Generalmente mayor que 20 a 25% del volumen poroso	Generalmente menos que 15% del volumen poroso, frecuentemente menos que 10%
Saturación a la que las	Mayores que 50% de la	Menores que el 50% de

permeabilidades relativas del petróleo y del agua son iguales	saturación de agua	la saturación de agua
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua, esto es, inyección	Generalmente menos que 30%	Mayor que 50% y acercándose al 100%

FUENTE: Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Forrest F. Craig, Jr.

ELABORACIÓN: Autores

2.2.3 PERMEABILIDAD

Esta propiedad es una de las características esenciales que se debe conocer ya que representa la capacidad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella cuando se encuentra sometida a un determinado diferencial de presión.

Se podría afirmar que otras variables que afectan la eficiencia de barrido son secundarias comparadas con los efectos que esta propiedad puede ocasionar en proyectos de recuperación secundaria.

2.2.3.1 Permeabilidad Relativa

Es un indicativo de la capacidad de la roca reservorio, para permitir el paso de un fluido a través de ella en presencia de otros fluidos. La permeabilidad relativa es uno de los conceptos más útiles para evaluar el comportamiento del yacimiento que opera con cualquier tipo de empuje natural o artificial.

Por ello, las variaciones de permeabilidad para un campo dado o para pozos individuales, juega un papel importante al determinar las cantidades de agua necesaria en las operaciones de inyección de agua.

Si hay amplias diferencias de permeabilidad entre estratos individuales de un horizonte productor, el agua inyectada aparecerá primero en los pozos productores del estrato de mayor permeabilidad y luego en orden decreciente.

En su valor se ven reflejadas algunas características del reservorio como:

La geometría de los poros

La mojabilidad

La distribución de los fluidos

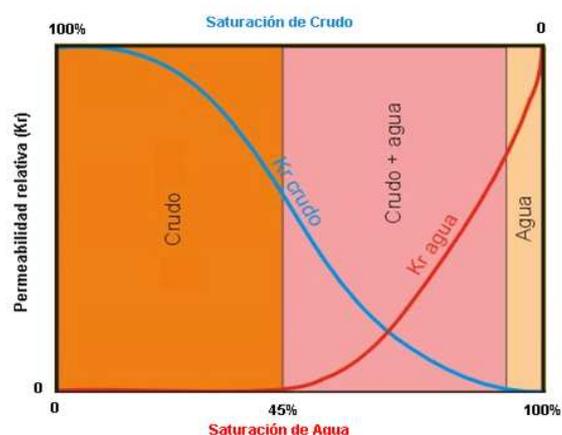
El historial de saturación

Es importante tener en cuenta que al ser el valor de la permeabilidad relativa función de varios parámetros del reservorio, en especial el de la mojabilidad, de la construcción de las curvas de permeabilidad relativa se puede obtener las curvas de flujo fraccional que son indispensables en el proceso de predicción del comportamiento de un proyecto de recuperación secundaria.

En la figura 2.2 a continuación se muestra un ejemplo de las curvas de permeabilidad relativa.

FIGURA 2.2

CURVA DE PERMEABILIDAD RELATIVA



FUENTE: Internet, ww.uclm.es

MODIFICADO POR: Autores

2.2.4 SATURACIÓN

La cantidad de agua a ser inyectada para producir ciertas cantidades de petróleo es un factor muy importante para el éxito de un proyecto de inyección de agua. Esta cantidad de agua depende de la saturación de los fluidos al inicio y varía conforme pasa el tiempo del proyecto. Generalmente, un reservorio con una saturación de agua alta no puede ser sometido a inyecciones de agua ya que la relación agua inyectada-petróleo sería muy alto.

2.2.5 VISCOSIDAD

Esta propiedad del fluido es muy importante ya que la tasa de flujo es inversamente proporcional a la viscosidad. Está definida como la oposición al movimiento que tienen algunas partículas de un fluido con respecto de otras cuando el fluido es sometido a una fuerza, se lo puede denominar como el factor de fricción interno de cada fluido.

Esta propiedad se encuentra afectada por factores como:

Temperatura

Presión

El gas en solución

Tamaño de las moléculas

Se ha observado que cuando aumenta la viscosidad del petróleo se obtiene una saturación de agua inferior en la fase inicial del proyecto así como también una aproximación gradual a la saturación residual durante la fase subordinada.

2.2.6 MOVILIDAD

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de ese fluido.

$$\text{Movilidad} = \frac{\text{Permeabilidad}}{\text{Viscosidad}} \quad (2.1)$$

$$\text{Movilidad} = \frac{k}{\mu} \quad (2.2)$$

De este concepto se desprende lo que denominaremos como *relación de movilidad*.

2.2.6.1 Relación de Movilidad

Es muy importante en recuperación secundaria ya que influye en la selección del modelo de inyección de agua más apropiado. Se lo puede definir como la relación entre la movilidad del fluido desplazante, d, con respecto a la movilidad del petróleo. Para nuestro estudio el fluido desplazante será el agua.

$$M = \frac{\frac{K_d}{\mu_d}}{\frac{K_o}{\mu_o}} = \frac{K_d \mu_o}{K_o \mu_d} \quad (2.3)$$

Una medida de la inyectividad del pozo con relación a su productividad esta dada por la relación de movilidad. Para una relación de movilidad mayor que la unidad, no favorable, la capacidad de inyección del pozo inyector supera la productividad de fluido de un pozo productor después de la ruptura; por lo que para equilibrar la productividad de fluido esperada con la inyección de agua, un arreglo de pozos donde el número de pozos productores sea mayor que el de inyectores es lo apropiado. Para una relación de movilidad menor que la unidad un arreglo inverso es el indicado.

2.2.7 IMBIBICIÓN Y DRENAJE

Son términos muy importantes ya que indican el sentido en el cual la saturación varía y por lo tanto permiten conocer la distribución de la fase que moja o de la que no moja dentro de los espacios porosos.

La inyección de agua en una roca de mojabilidad preferente al agua es un proceso de imbibición y la inyección en una roca preferente al petróleo es un proceso de drenaje.

2.2.7.1 Imbibición

Es un proceso espontáneo donde la fase mojante desplaza a la fase no-mojante, aquí no se requiere la aplicación de fuerzas externas en el sistema reservorio-fluidos. La saturación del fluido que moja se incrementa.

2.2.7.2 Drenaje

Mecanismo por el cual la fase no-mojante desplaza a la fase mojante. Es un proceso forzado, contrario a la imbibición, pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar en el reservorio. La saturación del fluido que moja la roca se reduce.

2.2.8 PRESIÓN CAPILAR

Se la define como el diferencial de presión existente entre la interfase de dos fluidos inmiscibles, donde uno de ellos moja la superficie de la roca reservorio de una forma predominante con respecto al otro.

Este concepto se lo expresa como la diferencia entre la presión del fluido no mojante y la presión del fluido mojante.

$$P_c = P_{\text{no mojante}} - P_{\text{mojante}}$$

$$P_c = P_o - P_w \quad (2.4)$$

Entre las características de las fuerzas capilares tenemos:

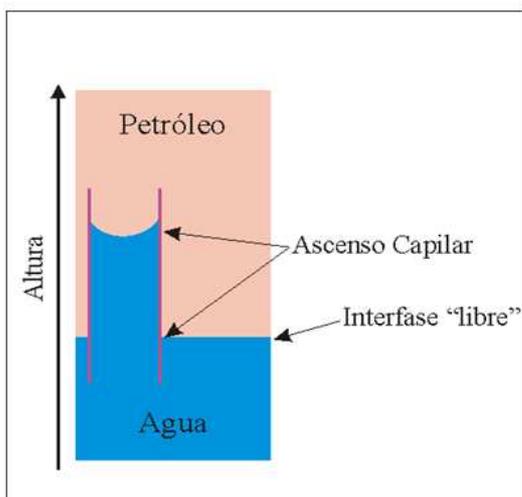
Mientras más mojante sea la fase de mayor densidad, mayor será la diferencia de presión, a través de la interfase para un capilar de un tamaño definido

Cuando las características de humectabilidad se mantiene constantes mayor será la presión capilar si el diámetro del capilar disminuye, ya que la presión capilar es inversamente proporcional al radio del capilar

La fase que moja el capilar tendrá siempre la presión menor. En nuestro estudio se tiene un sistema petróleo-agua con la roca mojada predominantemente por agua como se observa en la figura 2.3.

FIGURA 2.3

ASCENSO CAPILAR DE LA INTERFASE AGUA- PETRÓLEO



FUENTE: Internet, www.inlab.com.ar.

MODIFICADO POR: Autores

El estudio de la presión capilar es muy importante en recuperación secundaria debido a:

Permite conocer la distribución de los fluidos en el yacimiento

Permite conocer el movimiento de los fluidos a través del yacimiento

2.3 DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

La descripción del reservorio es la base para diseñar, operar y evaluar un proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria. Aquí se determina (en gran parte) la selección de un plan de inyección y el modelo para estimar el comportamiento del proyecto. Es importante recordar que la descripción del reservorio es un proceso interactivo. Cada paso requiere participación entre geólogos, geofísicos e ingenieros de campo. Esta interacción permite comparar asunciones geológicas e interpretaciones que serán comparadas con el comportamiento actual del reservorio como es documentado por la historia de producción y pruebas de presión y provee de un medio de vigilancia de las propiedades físicas usadas en los simuladores (porosidad, permeabilidad, espesores, zonas y saturación de fluidos) para asegurar que son consistentes con las interpretaciones geológicas.

El diseño de un proceso de recuperación primaria o mejorada generalmente se basa en un modelo geológico del reservorio dado. Para procesos de desplazamiento como la inyección de agua la eficiencia de barrido volumétrico depende en determinar cuál es el volumen posible. El flujo depende de conocer (o asumir) como los espacios porosos están conectados entre un pozo inyector y un pozo productor, así como dentro del reservorio. La descripción del reservorio es generalmente un modelo geológico que describe la distribución espacial de las propiedades del fluido y de las rocas y de las saturaciones de las rocas reservorio y no-reservorio en el intervalo neto así como la extensión del área del medio poroso.

El objetivo debería ser definir tanto la roca reservorio como no-reservorio, debido a que la roca no-reservorio actúa como barrera al flujo. El modelo se obtiene por interpolación de los datos disponibles del pozo.

Hasta hace poco, el detalle del modelo geológico fue efectuado por los geólogos o ingenieros que trabajaban independientemente. Históricamente, la descripción del reservorio fue dejada a los geólogos, quienes usualmente

desarrollaban los mapas y secciones de cruce y tenían poco interés en relacionar las descripciones geológicas a los datos de producción e ingeniería. Los ingenieros de producción y de reservorios fueron los responsables de desarrollar los planes de inyección y de predicción del comportamiento. Los mapas y otra información geológica fueron utilizados para correr simulaciones y desarrollar varios cálculos de ingeniería de reservorios. Durante la simulación, los mapas geológicos fueron generalmente modificados cuando fallaban al ajustar la producción primaria a la historia de la inyección de agua.

La descripción de reservorios fue involucrado dada la necesidad de mejorar la predicción de los modelos de simulación de reservorios, el manejo de flujos de agua existentes y el diseño de otros procesos de recuperación mejorada de petróleo.

2.3.1 HETEROGENEIDADES DEL RESERVORIO

La heterogeneidad del yacimiento es dependiente del ambiente deposicional y eventos subsecuentes, de acuerdo a la naturaleza de los sedimentos involucrados. En reservorios de arena, el comportamiento de las propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad) depende de la naturaleza de los sedimentos, en el ambiente deposicional y la subsiguiente compactación y/o cementación. El comportamiento de las propiedades de las rocas en carbonatos puede ser similar a la arena, de acuerdo a su desarrollo como resultado de la solución, dolomitización, etc. Además fracturación y fallas podrían ocurrir en ambos tipos de rocas, lo que conduce a heterogeneidades más complejas. Todas estas heterogeneidades afectan en el diseño, implementación y comportamiento de los proyectos de inyección de agua.

Las heterogeneidades areales y verticales son determinadas por una combinación de análisis geológicos de rocas y fluidos, registros y núcleos, de pruebas de pozos y del comportamiento de la producción e inyección. La presencia y dirección de las fracturas afecta de manera crítica el comportamiento del flujo de agua, de allí que su caracterización es

absolutamente necesaria en la vida temprana del reservorio preferiblemente durante la producción primaria.

2.4 RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA

Es el proceso aplicado, después de la recuperación primaria, mediante el cual se inyecta un fluido, agua, con el fin de mantener la presión en el reservorio e incrementar el factor de recobro secundario lo que significa una recuperación adicional de reservas.

Entre los principales objetivos de la implementación de un mecanismo de recuperación secundaria tenemos:

Incrementar la recuperación de petróleo por sobre la que se obtiene mediante los mecanismos naturales, debido a cualquiera de las siguientes condiciones:

Incremento del volumen recuperable del yacimiento

Recuperación de una parte de la saturación residual de petróleo

Aumento del volumen de petróleo móvil en condiciones de superficie

Mejora de las eficiencias del desplazamiento

Acelerar la recuperación de petróleo, por la implementación de energía adicional de movilización, desplazamiento y producción requeridos.

2.5 TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO

Se define como desplazamiento, el mecanismo mediante el cual un fluido desplaza a otro ocupando su lugar en el espacio poroso del reservorio.

En este proceso los fluidos involucrados se dividen en dos grupos: Fluido desplazante (agua) y fluido desplazado (petróleo). Existen dos tipos de desplazamientos:

Tipo pistón

Tipo pistón con fugas

2.5.1 DESPLAZAMIENTO TIPO PISTÓN

Este tipo de desplazamiento es irreal ya que considera un barrido completo, de tal forma que el fluido desplazado es totalmente reemplazado por el fluido desplazante, mientras el frente que separa a los dos fluidos avanza hacia el pozo productor.

2.5.2 DESPLAZAMIENTO TIPO PISTÓN CON FUGAS

Este tipo de desplazamiento es más real ya que considera un barrido incompleto del frente de desplazamiento, lo que significa que existirá un remanente del fluido desplazado detrás del frente, esto ocurre por las características irregulares de la roca reservorio. Este proceso se da en dos etapas:

2.5.2.1 Etapa inicial

Consiste en el lapso desde el inicio de la inyección hasta que el frente alcance el pozo productor (ruptura). La producción en esta etapa se da por empuje y será la mayor.

2.5.2.2 Etapa subordinada

Empieza desde la ruptura y termina hasta el límite económico del proyecto. La producción en esta etapa se da por arrastre y disminuye considerablemente con respecto a la etapa inicial ya que se produce también fluido desplazante. Para el análisis de este tipo de desplazamiento es importante considerar los siguientes aspectos:

Las variables que intervienen en este proceso son:

Porosidad

Viscosidad de los fluidos
 Permeabilidad relativa a cada fluido
 Saturación de agua inicial
 Saturación de petróleo inicial
 Distribución de la saturación en función del tiempo

2.5.3 MODELOS DE INYECCIÓN

Un Modelo de Inyección se define según la geometría existente entre los pozos perforados en yacimientos desarrollados, sin embargo un buen modelo de inyección de agua debería cumplir los siguientes criterios:

Suministrar una rata de producción de petróleo deseada
 Suministrar suficiente capacidad de inyección de agua para producir la rata de producción de petróleo deseada
 Maximizar el recobro de petróleo con una mínima rata de producción de agua
 Tomar ventaja de las heterogeneidades del reservorio tales como; fracturas, tendencias de permeabilidad, inclinación, etc.
 Ser compatible con el modelo de pozo existente y requerir un mínimo de nuevos pozos
 Ser compatible con operaciones de inyección de otras operadoras en zonas adyacentes

El Modelo o Arreglo de los pozos puede tener una forma geométrica o irregular:

Arreglos Geométricos. Los pozos de producción e inyección se encuentran colocados de tal manera que se asemejan a ciertas formas geométricas conocidas. La mayoría de los estudios realizados se han dedicado a este tipo de arreglos, a través de modelos o con las matemáticas aplicadas.

Arreglos Irregulares. Los pozos de producción e inyección están colocados en forma desordenada; son casos particulares que necesitan análisis especiales.

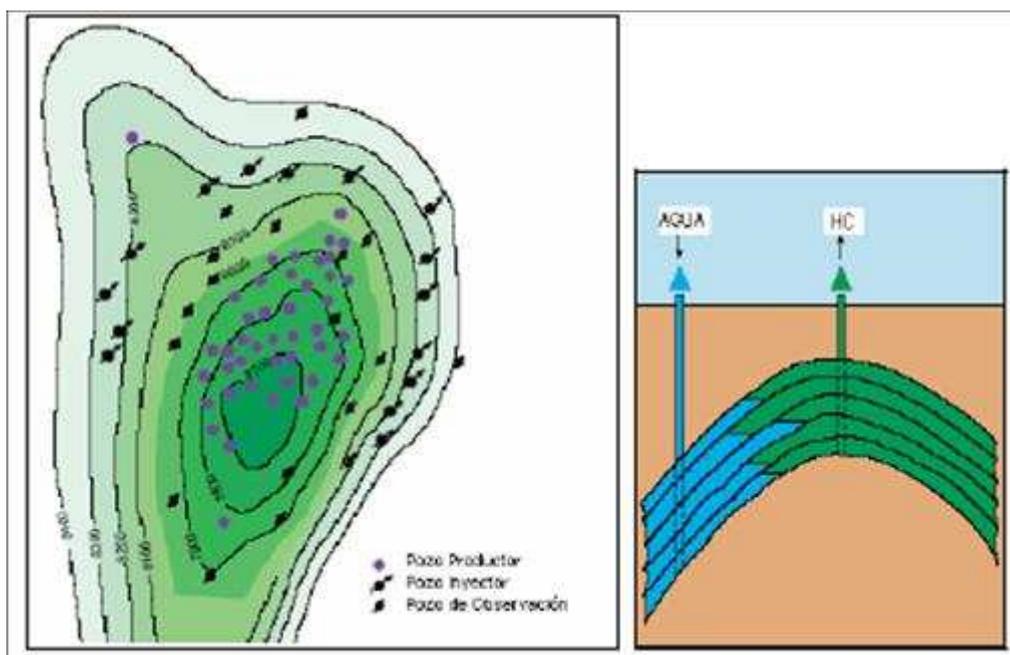
2.5.3.1 Modelo de Inyección Periférico

Este modelo de inyección utiliza todos los pozos que se encuentran a lo largo de la periferia, o una parte, de la frontera del yacimiento como pozos de inyección.

En la figura 2.4 se presenta una idealización del modelo periférico aplicado al campo Sacha.

FIGURA 2.4

MODELO IDEAL PARA LA UBICACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES EN UN MODELO PERIFÉRICO



FUENTE: M. Rahman, 1991

MODIFICADO POR: Autores

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DE LA CONTINUIDAD DE ARENAS ENTRE POZOS DEL MODELO

3.1 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTARIAS DE LOS DEPÓSITOS EN EL CAMPO SACHA

Existen tres tipos de ambientes depositacionales en el campo Sacha los cuales fueron encontrados tanto en la arena “U” como en la arena “T” que se describen a continuación.

3.1.1 CANALES MAREALES

Son conductos naturales que permiten el paso de fluido, ocupan la mayor parte de las areniscas “U” y “T”. Su principal característica es la estratificación cruzada y la presencia de cortinas de lodo. Están compuestos por granos de arena medio a fino, su porcentaje oscila entre 80 y 90 %.

Estas areniscas poseen valores moderados de matriz, permeabilidades entre 0 y 500 milidarcys. Poseen espesores entre 3 y 6 pies.

Exhiben formas de afinamiento hacia arriba. Tanto la estratificación cruzada, como las cortinas de lodo, pueden dificultar el movimiento de un fluido entre pozos inyectoros y productores.

3.1.2 BARRAS MAREALES

Son acumulaciones largas y estrechas de arena que se forman en la desembocadura del mar.

Están compuestas por granos de arena de tamaño fino a medio, son comunes en zonas de alta energía, el porcentaje de arena es cercano al 90% con valores de matriz muy bajos, con permeabilidades que oscilan entre 5–1800 milidarcys.

Las cortinas de lodo están localizadas de forma ubicua en estos depósitos, su frecuencia, pese a sus pequeñas dimensiones, dificultaría la circulación de un fluido dentro de una barra puesto que sus valores de permeabilidad son de cero, lo que generaría una circulación tortuosa de los fluidos para sobrepasarlos.

La glauconita está presente en pequeños porcentajes en estos depósitos, pero su valor incrementa de acuerdo a la profundización del sistema.

3.1.3 PLANICIES ARENOSAS MAREALES

Llanura extensa se caracterizan por un tamaño de grano fino, altos porcentajes de matriz y bajos rangos de permeabilidad, son cuerpos lateralmente extensos con geometrías en formas de láminas.

Presentan laminación rizada producto de la erosión, estratificación ondulada y lenticular. El transporte de fluidos a través de este tipo de depósito es más restringido que los anteriores.

Los ambientes depositacionales para los yacimientos “U” y “T” se presentan en el anexo No.1, figuras 1.1 y 1.2.

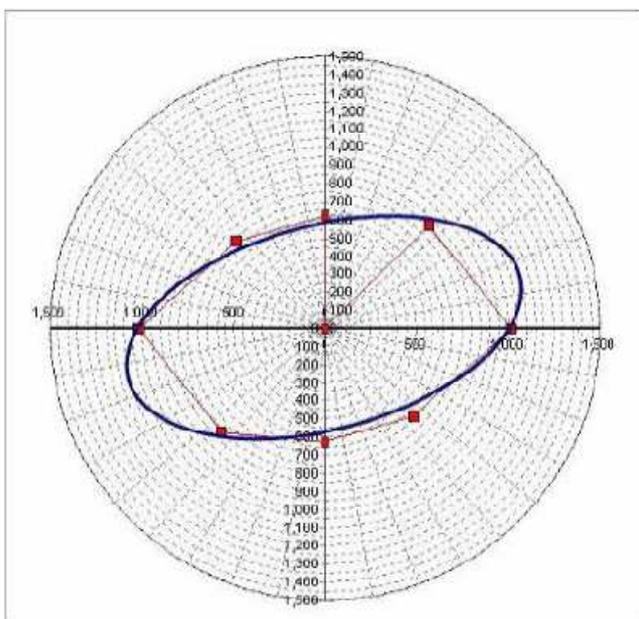
3.2 TENDENCIA DE FLUJO EN LOS SEDIMENTOS

El movimiento normal de los fluidos en el campo Sacha, se produciría desde la periferia o flancos del anticlinal hacia el centro del mismo, o más bien, los fluidos se movilizarán hacia las zonas de baja presión.

Las elipses de anisotropía indican la tendencia o rangos de continuidad de cada yacimiento, es decir, la dirección de la elipse determina el posible movimiento de fluidos en el yacimiento, (ver figuras 3.1 y 3.2), sin embargo el análisis posterior de avance del frente de agua, muestra que existen cuerpos de arena en los cuales el flujo de fluidos puede ocurrir en otras direcciones.

FIGURA 3.1

ELIPSE DE ANISOTROPÍA PARA LA ARENA “U”

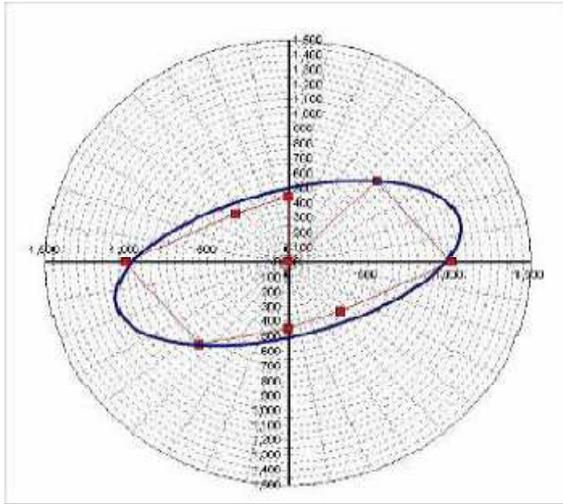


FUENTE: Simulación Matemática del Campo Sacha, 2008

ELABORACIÓN: Petroproducción

FIGURA 3.2

ELIPSE DE ANISOTROPÍA PARA LA ARENA "T"



FUENTE: Simulación Matemática del Campo Sacha, 2008

ELABORACIÓN: Petroproducción

3.3 ANÁLISIS GENERAL DE SALINIDADES

Para facilidades de estudio e identificación de los pozos escogidos, se ha dividido el campo Sacha en cinco regiones, (ver anexo No.1, figura 1.3).

- Región norte
- Región central norte
- Región central este
- Región central
- Región sur

El análisis a continuación se realizó con datos obtenidos hasta mayo del 2009, lo cual permitió determinar si los valores de salinidad corresponden a agua original del yacimiento o agua de inyección.

Para lo cual se tomó como punto de partida tres pozos para la arena “U” y dos pozos para la arena “T” de diferentes regiones del campo.

Estos pozos escogidos tienen dos cosas en común:

- Primero, estaban en continua producción desde los inicios de producción del campo con lo cual se puede tener datos desde hace mucho tiempo para analizar la salinidad original y actual
- Segundo, se localizan en lugares donde la presencia de una invasión del agua de inyección es poco probable, con lo cual se puede estimar la salinidad original de los yacimientos

3.3.1 SALINIDADES DE LA ARENA “U”

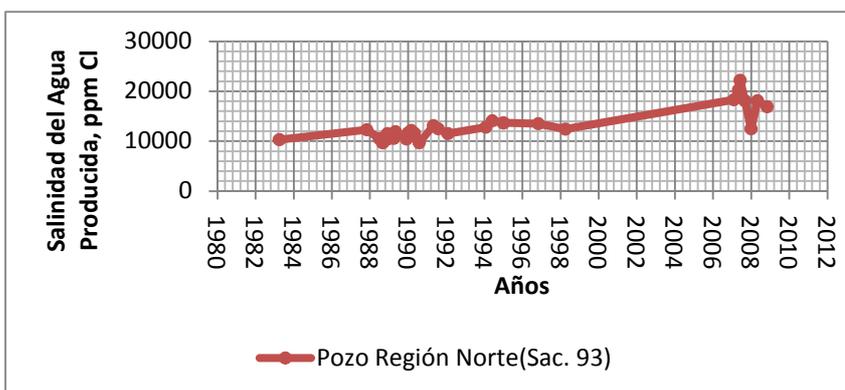
Los pozos escogidos para el análisis de salinidades en la arena “U” son los siguientes:

- Región norte, SAC-093
- Región central, SAC-074
- Región sur, SAC-110

3.3.1.1 Región Norte

La salinidad inicial del agua de formación producida a través de este pozo en el año 1983 fue de 10303 ppm de Cl⁻, incrementándose para el año 2008 a 18100 ppm de Cl⁻, (ver figura 3.3).

FIGURA 3.3
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-093. ARENA "U"



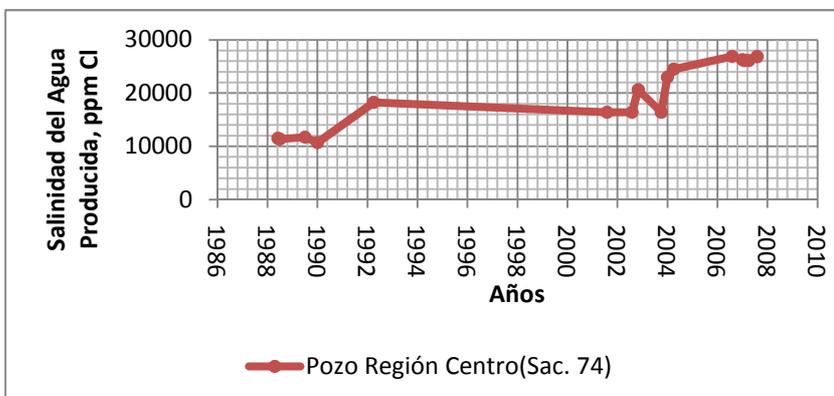
FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

3.3.1.2 Región Central

La salinidad inicial del agua de formación producida a través de este pozo en el año 1988 fue de 11500 ppm de Cl⁻ y a medida que se continuó produciendo ésta se incrementó a 26850 ppm de Cl⁻ en el año 2007, (ver figura 3.4).

FIGURA 3.4
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-074. ARENA "U"



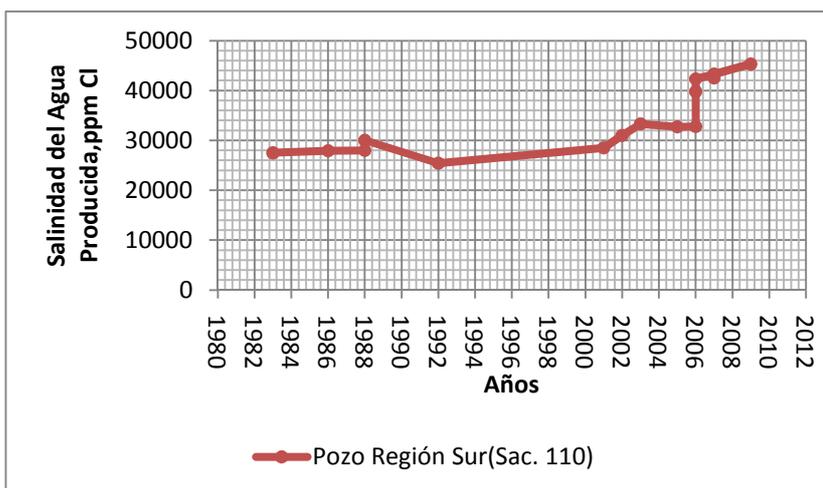
FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

3.3.1.3 Región Sur

La salinidad inicial del agua de formación producida a través de este pozo en el año 1983 fue de 27500 ppm de Cl⁻ y a medida que se continúa produciendo esta se incrementó hasta un valor de 45300 ppm de Cl⁻ en el año 2009, (ver figura 3.5).

FIGURA 3.5
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-110. ARENA “U”



FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

En el análisis anterior se observa que la salinidad en la arena “U” varía de 10000 a 46000 ppm de Cl⁻ en el campo Sacha.

3.3.2 SALINIDADES DE LA ARENA “T”

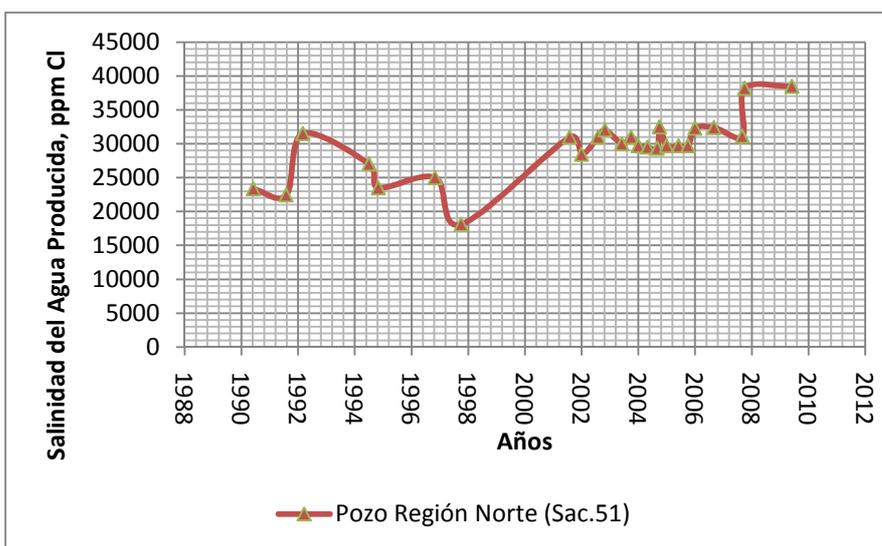
El análisis de la salinidad de esta arena se dificulta porque existen muy pocos datos, sin embargo se han elegido dos pozos, el primero pertenece a la región norte (SAC-051) y el segundo a la región sur (SAC-080).

3.3.2.1 Región Norte

Se registra un valor inicial de salinidad del agua de formación producida en el año 1990 de 23333 ppm de Cl⁻ el cual se incrementa a 38500 ppm de Cl⁻ en el año 2009, (ver figura 3.6)

FIGURA 3.6

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-051. ARENA "T"



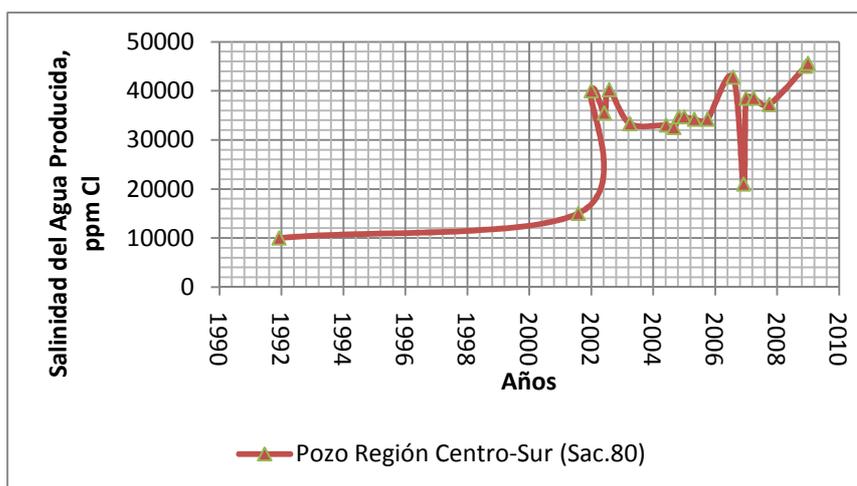
FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

3.3.2.2 Región Sur

La salinidad inicial del agua de formación producida a través de este pozo en el año 1991 fue de 10000 ppm de Cl⁻ y a medida que se continúa produciendo esta se incrementó hasta un valor de 45600 ppm de Cl⁻ en el año 2009, (ver figura 3.7).

FIGURA 3.7
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-80. ARENA "T"



FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

El análisis anterior indica que la salinidad en la arena "T" varía de 10000 a 45600 ppm de Cl⁻ en el campo Sacha.

Se observa que los valores de salinidad se incrementan en todos los casos anteriormente analizados conforme la producción de los pozos avanza, esto se atribuye a que las salinidades registradas al inicio de la producción de un pozo corresponden a agua de formación mezclada con fluido de matado y que conforme pasa el tiempo de producción éste fluido se va eliminando llegando a producir agua de formación original del yacimiento.

Por otra parte también existe la posibilidad que el incremento de la salinidad del agua de formación producida, sea debido a que el agua más densa que está ubicada a mayor profundidad del yacimiento (mayor salinidad) alcanzó la producción de estos pozos, descartando la posibilidad que exista invasión de agua proveniente de otras formaciones. Es así que se ha establecido la

salinidad original de los yacimientos “U” y “T” para este estudio en el rango de 20000 a 46000 ppm de Cl⁻ y 20000 a 40000 ppm de Cl⁻ respectivamente.

Finalmente es necesario mencionar que la salinidad del agua que se inyecta en el campo es extremadamente baja pues desde los inicios se combinaba agua de río (salinidades cercanas a 0 ppm de Cl⁻) con aguas del yacimiento tratadas (4000 ppm de Cl⁻), con lo cual este estudio establece que salinidades inferiores a 6000 ppm de Cl⁻ implican clara influencia del agua de inyección en los pozos analizados, aunque una disminución de la salinidad del agua producida registrada en un pozo indica presencia de agua de inyección.

3.4 ANÁLISIS GENERAL DE PRESIONES

El análisis de los historiales de presión se realizó hasta mayo del 2009, por facilidad de obtención de datos.

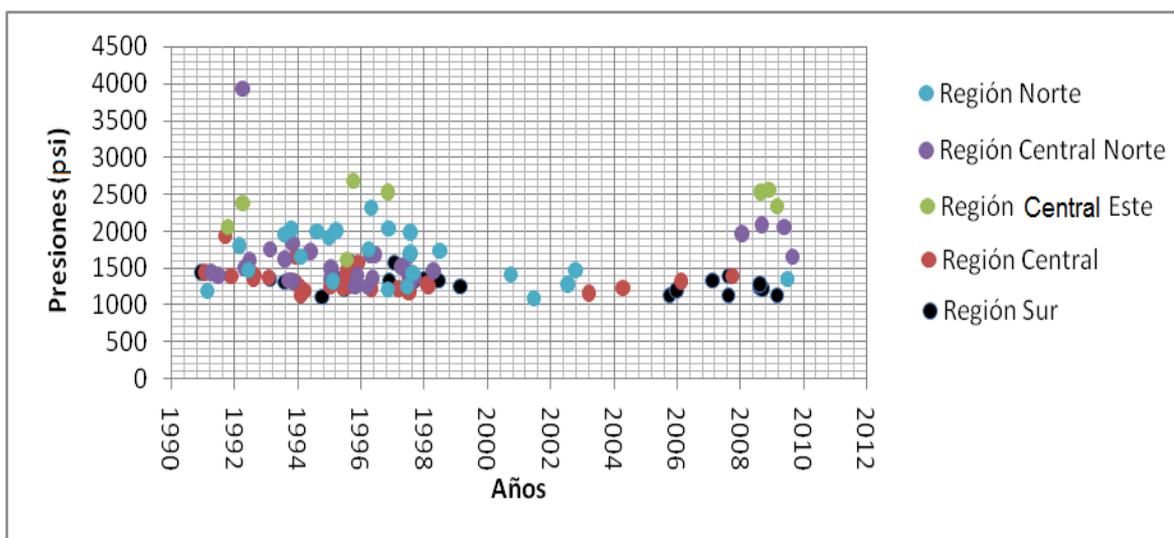
3.4.1 PRESIONES EN LA ARENA “U”

La presión inicial del campo Sacha en la arena “U” fue aproximadamente 3920 psi en el año 1972 cuando se empezó a explotar el campo.

Se realizó una comparación de las presiones de reservorio obtenidas en los diferentes pozos, (ver figura 3.8), en la cual se establece regiones de alta presión y baja presión obteniéndose los siguientes rangos:

- *Región norte:* La presión varía entre 1000 y 2400 psi
- *Región central norte:* La presión varía entre 1100 y 2200 psi
- *Región central este:* La presión varía entre 2000 y 2600 psi
- *Región central:* La presión varía entre 1000 y 1700 psi
- *Región Sur:* La presión varía entre 1000 y 1600 psi

FIGURA 3.8
PRESIONES DE RESERVORIO VS TIEMPO, CAMPO SACHA. ARENA "U"



FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

De acuerdo al análisis realizado la presión en el yacimiento actualmente varía entre 1000 y 2600 psi y se establecen por lo tanto regiones de baja presión a la región Central y Sur del yacimiento.

La declinación de presión del campo es de 30 psi/año esto según el estudio de simulación aunque los valores son muy variables de acuerdo a la ubicación en el campo. Este valor constituye el promedio de descenso de presión normal ocasionado por la explotación de hidrocarburo del campo.

3.4.2 PRESIONES EN LA ARENA "T"

El análisis de este yacimiento se ve dificultado porque no existen suficientes datos de presión, sin embargo, según la última simulación matemática del campo Sacha la presión de reservorio para la arena "T" varía entre 1000 y 2000 psi.

3.5 ANÁLISIS GENERAL DE PERMEABILIDADES

La variación de los valores de permeabilidad que se indican a continuación para la arena “U” y “T”, corresponden a los ambientes depositacionales encontrados en el campo Sacha.

3.5.1 PERMEABILIDADES EN LA ARENA “U”

Los valores de permeabilidad varían entre 30 a 848 md en zonas de barras mareales, 16 a 563 md en zonas de canales mareales y de 8 a 327 md para las zonas de planicies mareales, aunque existe un dato anómalo en esta última zona para el pozo SAC-170, con un valor de 1724 md.

No se aprecian cambios marcados de los valores de permeabilidad con respecto a las diferentes facies presentes. Esta situación, puede explicarse por presencia de estructuras sedimentarias que dificultan el tránsito lateral de los fluidos, específicamente cortinas de lodo y los diferentes tipos de estratificación.

3.5.2 PERMEABILIDADES EN LA ARENA “T”

Los valores de permeabilidad varían de 33 a 750 md en zonas de barras mareales, 23 a 394 md en zonas de canales mareales y de 3 a 117 md para las zonas de planicies mareales.

3.6 ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA EN LOS POZOS CERCANOS A LOS INYECTORES

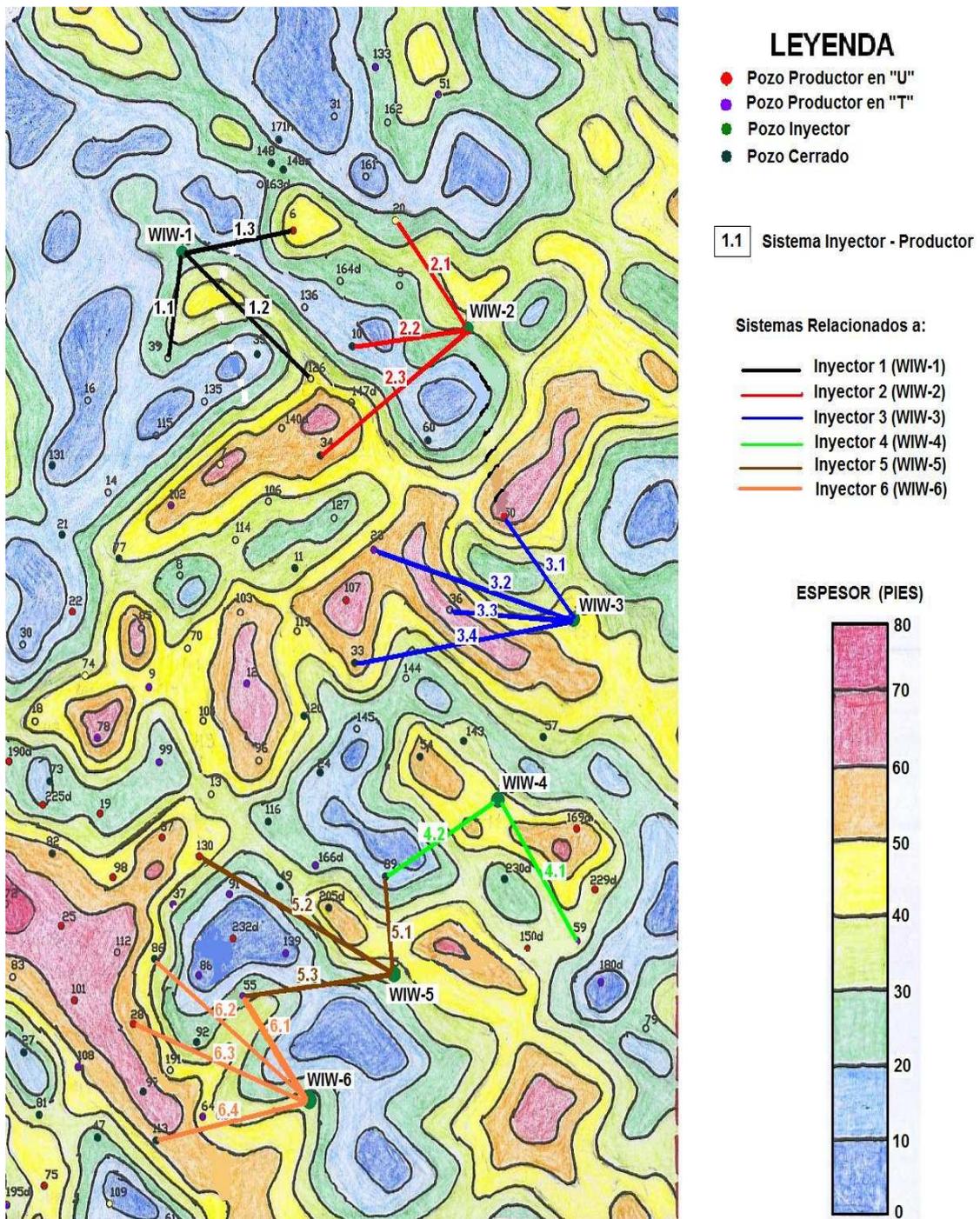
Para este estudio se ha escogido pozos que han tenido una importante producción para cada yacimiento, la cual permita identificar si existen o no efectos de la inyección de agua durante la producción de ese pozo, para lo cual se ha definido como “sistema” al conjunto pozo inyector-productor. En cada sistema se ha realizado el siguiente análisis:

- Continuidad estructural y sedimentaria, donde se identifica la presencia de fallas (anexo No.1 figura 1.4), espesores de arena y análisis de correlación de registros de pozos.
- Variación de la porosidad y permeabilidad
- Variación de la presión de reservorio
- Análisis del historial de producción
- Variación de la salinidad
- Como último punto se realizó una evaluación general para cada sistema, estableciendo la existencia o no de los efectos de la inyección de agua en la producción del pozo involucrado

3.6.1 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS EN LA ARENA “U”

La ubicación de los pozos inyectores y productores que conforman los sistemas de análisis se representaron en el mapa isópaco de la arena “U”, (ver figura 3.9).

FIGURA 3.9
SISTEMAS INYECTORES-PRODUCTORES PARA LA ARENA "U"



FUENTE: Archivo campo Sacha, Petroproducción

MODIFICADO POR: Autores

3.6.1.1 Pozo Inyector WIW-1 (SAC-048)

Con el pozo inyector WIW-1 se consideraron los sistemas 1.1, 1.2 y 1.3 que involucran los pozos productores SAC-039, SAC-126 y SAC-006 que se describen a continuación.

3.6.1.1.1 Sistema 1.1 (WIW-1 y SAC-039)

En la tabla 3.1 se describen las principales características del sistema 1.1.

TABLA 3.1
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.1

Pozo inyector WIW-1				Pozo productor SAC-039			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9479'-9494'	"U"	Canales mareales	2000	9419'-9424' 9427'-9437'	"U"	Canales mareales	3250

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de este sistema. Los espesores netos de arena en este sistema varían de 20 a 30 pies. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran la continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.1).

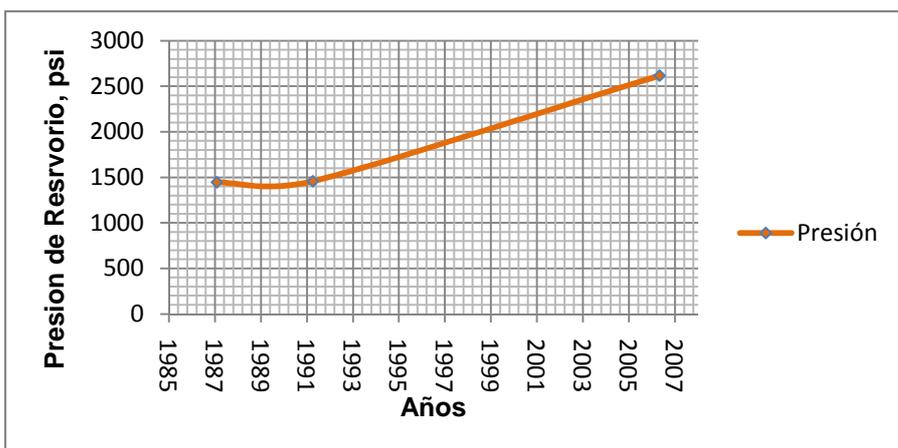
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector y el productor es de 11%. La permeabilidad aumenta de 55 md en el inyector a 80 md en el productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3039 psi en el inyector a ≈ 1500 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Se observa en la figura 3.10 que la presión de reservorio en el pozo productor se ha incrementado, lo que indica que la inyección de agua podría haber influenciado el aumento de esta presión.

FIGURA 3.10

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-039. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

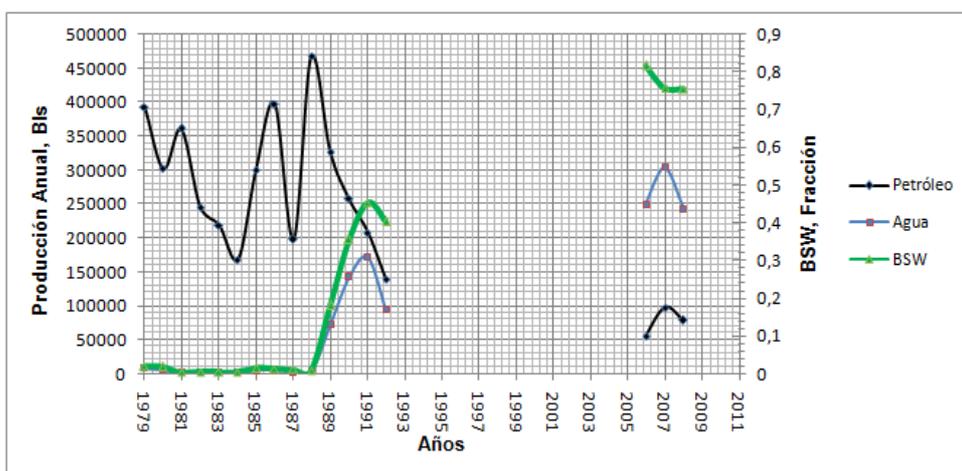
Historial de Producción: El pozo SAC-039 inicia su producción de la formación Napo el 08 de enero de 1979, produciendo 136 BPPD y un BSW de 1,96 %. Durante el año 1987 el pozo se mantiene cerrado 4 meses debido a trabajos de reacondicionamiento, por esta razón existe una disminución en la producción. En 1992 se cierra la producción de Napo hasta mayo del 2006 debido a un rápido aumento del BSW y una disminución del caudal de petróleo. En marzo del 2006 se produce de la arena "U" hasta noviembre del año 2008,

donde se cierra definitivamente la producción de la arena “U” por alto BSW. Actualmente este pozo está produciendo de BT.

Se observa en la figura 3.11 que a partir del año 1989 el BSW empieza a aumentar drásticamente, de 0% en 1989 a 91% en noviembre de 2008 con una disminución en el caudal de petróleo, esto se atribuye a posibles efectos de la inyección de agua, es decir, existe ruptura del frente de inyección de agua en la producción del pozo SAC-039.

FIGURA 3.11

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-039. ARENA “U”.



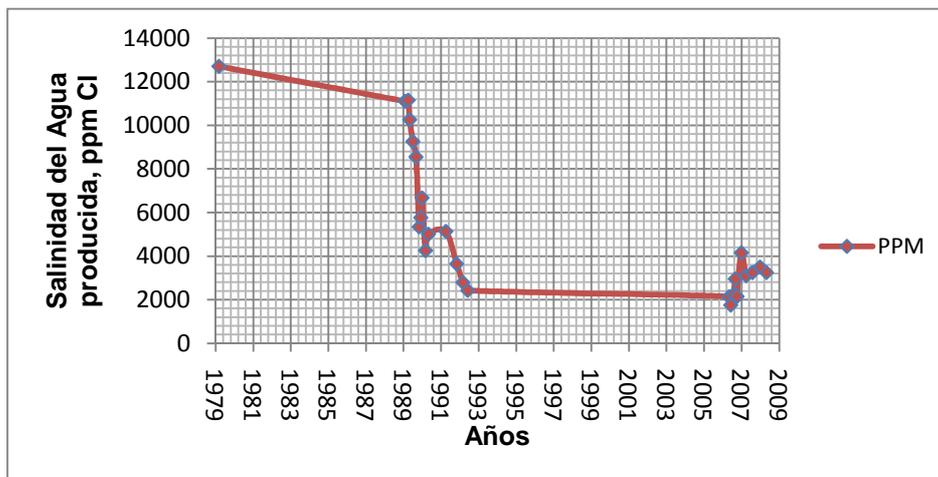
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad del agua de producción tiene una tendencia a disminuir desde el inicio de la producción, se observa a partir del año 1989 la salinidad del agua disminuye drásticamente, los valores de salinidad son menores a 6000 ppm de Cl⁻, fecha en la cual también la producción de agua se incrementa: por lo tanto se puede afirmar que la salinidad del agua producida en este pozo pertenece al agua de inyección del pozo inyector WIW-1, (ver figura 3.12).

FIGURA 3.12

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-039. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: el intervalo de inyección no presenta ninguna falla y existe continuidad de arena en el sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos del yacimiento no dificultan el movimiento de fluidos en la dirección inyector – productor; existió un incremento de la presión de reservorio en el pozo productor; el pozo produjo fluido con un alto BSW cuyo valor de salinidad ha disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado en la producción del pozo SAC-039.

3.6.1.1.2 Sistema 1.2 (WIW-1 y SAC-126)

En la tabla 3.2 se describen las principales características del sistema 1.2.

TABLA 3.2

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.2

Pozo inyector WIW-1				Pozo productor SAC-126			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-

			ppm Cl-				
9479'-9494'	"U"	Canales mareale s	2000	9451'-9487'	"U"	Canales mareale s	6650

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de este sistema. Los espesores varían entre 20 y 30 pies en el inyector a 40 y 50 pies en el pozo productor. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran la continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.2).

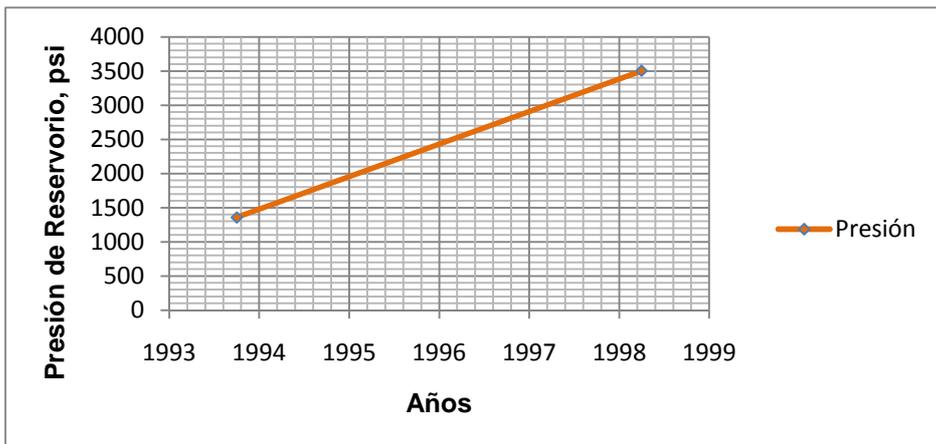
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector es de 11% y en el productor es de 15%. La permeabilidad aumenta de 55 md en el inyector a 260 md en el productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3039 psi en el inyector a ≈ 1500 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

La presión de reservorio en el pozo productor se incrementó, durante el tiempo de producción, lo que indica que la inyección de agua podría haber influenciado en el aumento de esta presión, (ver figura 3.13).

FIGURA 3.13

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-126. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: El pozo SAC-126 inicia su producción de la formación Napo en octubre de 1993, produciendo 50 BPPD con un BSW de 1%. Desde el año de 1994 se cierra la arena "T" y se produce de la arena "U".

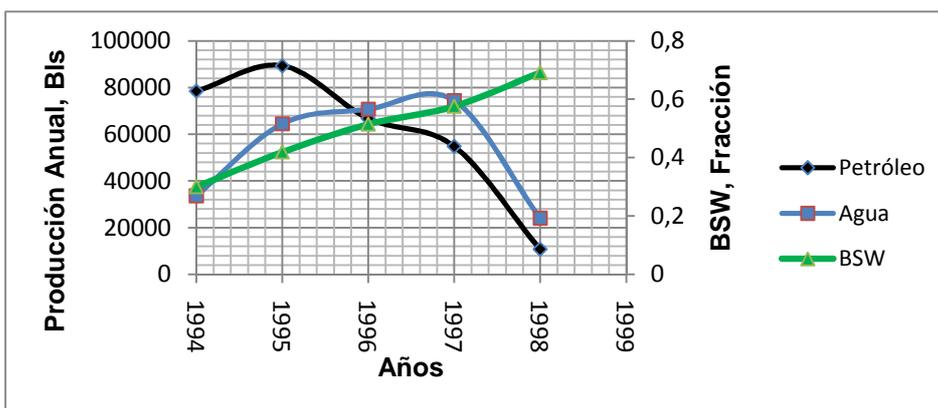
El pozo no registra mayores problemas durante el tiempo de producción. La producción de la arena "U" se cierra en julio de 1998 por alto BSW. Actualmente el pozo produce de BT.

Se observa un alto BSW desde el inicio de la producción de este pozo incrementándose drásticamente durante el tiempo de producción, llegando a inundar el pozo en 4 años.

Por lo tanto existe la posibilidad que la causa de inundación sea la inyección de agua, (ver figura 3.14).

FIGURA 3.14

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-126. ARENA "U"



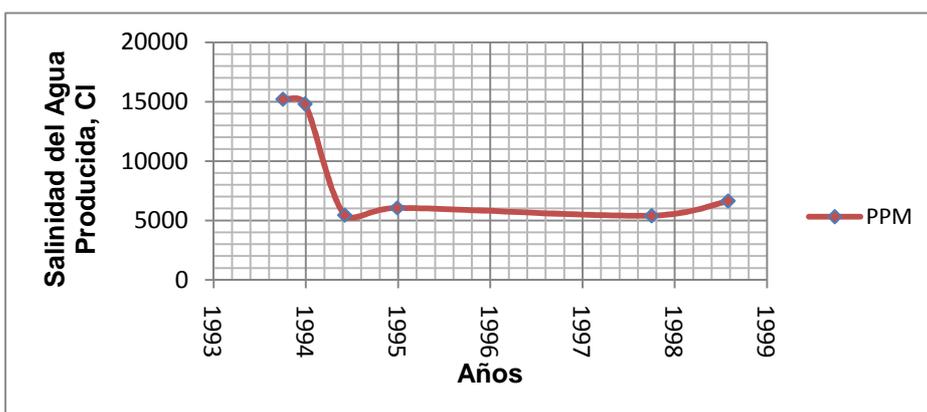
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa que a partir de 1994 la salinidad del agua producida empieza a disminuir de 15200 ppm de Cl⁻ a 5400 ppm de Cl⁻ en el año 1998, esta salinidad esta por debajo de los 6000 ppm de Cl⁻, lo que indica que la salinidad del agua producida pertenece a agua de inyección del inyector WIW-1, (ver figura 3.15)

FIGURA 3.15

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-126. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección la falla no tiene mayor incidencia en la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos son buenos para el flujo de agua en la

dirección inyector – productor; la presión de reservorio se ha incrementado durante el tiempo de producción; el pozo produce fluido con un alto BSW con valores de salinidad que han disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado en la producción del pozo SAC-126.

3.6.1.1.3 Sistema 1.3 (WIW-1 y SAC-006)

En la tabla 3.3 se describen las principales características del sistema 1.3.

TABLA 3.3
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.3

Pozo inyector WIW-1				Pozo productor SAC-006			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9479'-9494'	"U"	Canales mareales	2000	9455'-9492'	"U"	Canales mareales	9250

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: La falla ubicada al este del inyector WIW-1 afecta al intervalo de estudio, sin influir completamente en la continuidad de los reservorios, pues el salto de falla es de 8 pies, mientras el espesor promedio del reservorio es de 35 pies. Los espesores varían entre 20 y 30 pies en el inyector a 40 y 50 pies en el pozo productor. La correlación de pozos muestra presencia de arena en los pozos inyector-productor, mientras el mapa de espesores presenta zonas de espesor nulo entre este sistema, lo que dificulta su continuidad, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.3).

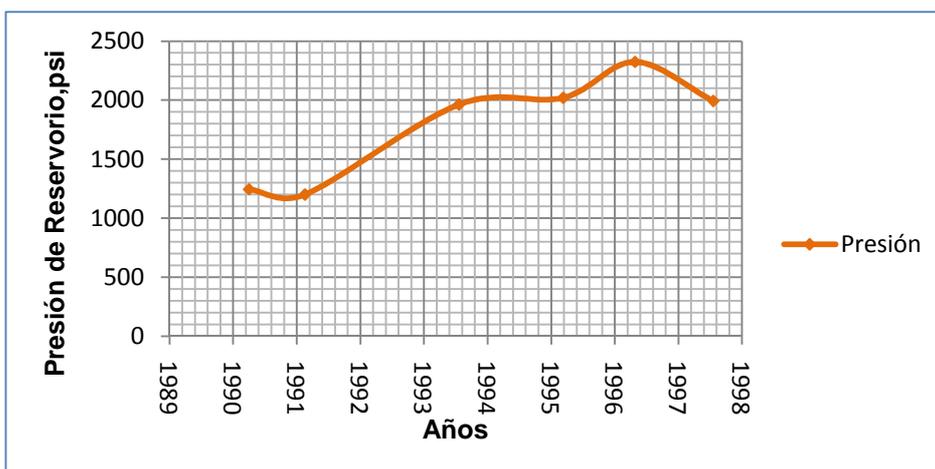
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector es de $\approx 11\%$ y en el pozo SAC-006 es de 18% . Los valores de permeabilidad varían desde ≈ 55 md en el inyector a 218 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3039 psi en el inyector a ≈ 1300 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

En el pozo productor la presión de reservorio ha tenido un evidente incremento de 800 psi a lo largo de 7 años aproximadamente, lo cual hace presumir una posible influencia de la inyección de agua aunque es necesario analizar los otros parámetros, (ver figura 3.16).

FIGURA 3.16

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-006. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

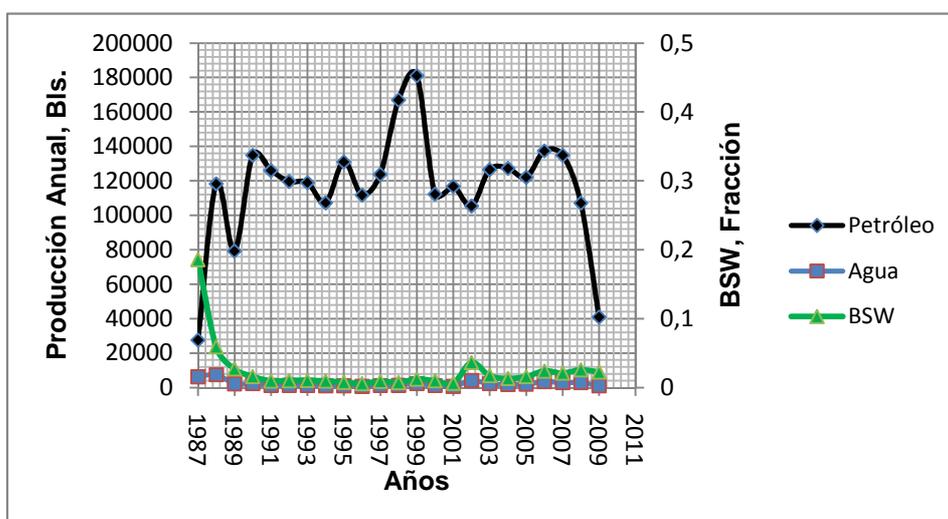
ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del SAC-006 comenzó en 1987 con un caudal de 76 BPPD y un BSW de 0,4 %. En septiembre de 1988 se detiene la producción por realización de trabajos y se reanuda en mayo de 1989 por esta razón hay una disminución en la producción de petróleo para este año. La producción de este pozo se mantiene regular desde el año de 1990, con un caudal de 134959 B/A, incrementándose en el año de 1999 a un máximo de 181079 B/A por cambio de tipo de levantamiento. No se registran trabajos que produzcan cambios significativos en este pozo desde 1999 hasta mayo 2009.

De acuerdo al historial de producción no se evidencia un incremento en el corte de agua que pueda suponer la influencia del pozo inyector, sin embargo la producción de petróleo y agua se mantiene constante, lo cual indica que existe algún tipo de empuje que se encuentra manteniendo la producción de este pozo, (ver figura 3.17).

FIGURA 3.17

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-006. ARENA "U"



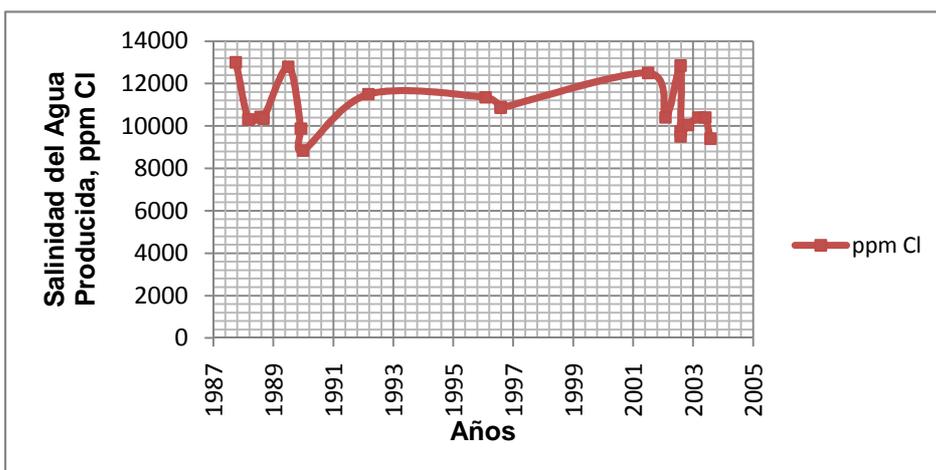
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Los valores de salinidad del agua producida registrados a partir de 1987 se ha mantenido constante entre un rango de 8000 y 13000 ppm de Cl⁻, lo que indica que no existe presencia de agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.18).

FIGURA 3.18

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-006. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección existen zonas de espesor nulo y una falla que afecta la continuidad del sistema, además el BSW es menor del 10%, lo que indica que el WIW-1 no estaría influenciando a este pozo. Sin embargo, la presión de reservorio se ha incrementado y la producción de petróleo se ha mantenido constante.

El análisis del mapa de espesores indica que existe la posibilidad que esto se deba a la influencia del inyector WIW-2, que está presurizando a esta zona del yacimiento pero aún no presenta ruptura el frente de inyección en la producción del pozo SAC-006.

3.6.1.2 Pozo Inyector WIW-2 (SAC-015)

Con el pozo inyector WIW-2 se consideraron los sistemas 2.1, 2.2 y 2.3 que involucran los pozos productores SAC-020, SAC-010 y SAC-034 que se describen a continuación.

3.6.1.2.1 Sistema 2.1 (WIW-2 y SAC-020)

En la tabla 3.4 se describen las principales características del sistema 2.1.

TABLA 3.4
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 2.1

Pozo inyector WIW-2				Pozo productor SAC-020			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9484'-9496'	"U"	Canales mareales	2000	9433'-9462'	"U"	Canales mareales	18100

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

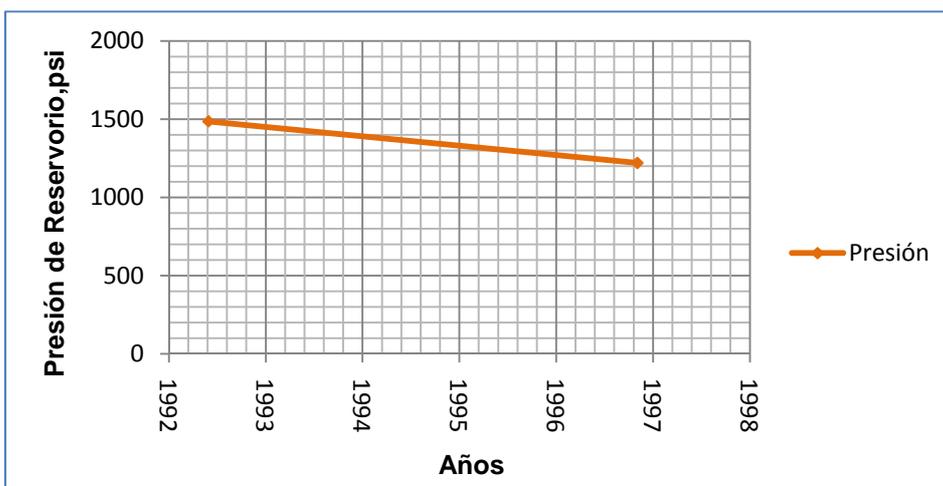
Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla que interfiera en la continuidad de este sistema. Los espesores de arena neta varían entre 20 y 30 pies tanto en el inyector como el productor. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran la continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.4).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector es de $\approx 14\%$ y en el pozo SAC-20 es de 17% . Los valores de permeabilidad varían desde ≈ 280 md en el inyector a 55 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3521 psi en el inyector a ≈ 1500 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

En el pozo productor solo se tienen dos datos de presión de reservorio, lo cual no permite realizar ningún tipo de aseveración más que acotar que existe una disminución de la presión de aproximadamente 200 psi desde el año 1992 al 1996, (ver figura 3.19).

FIGURA 3.19
PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-020. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

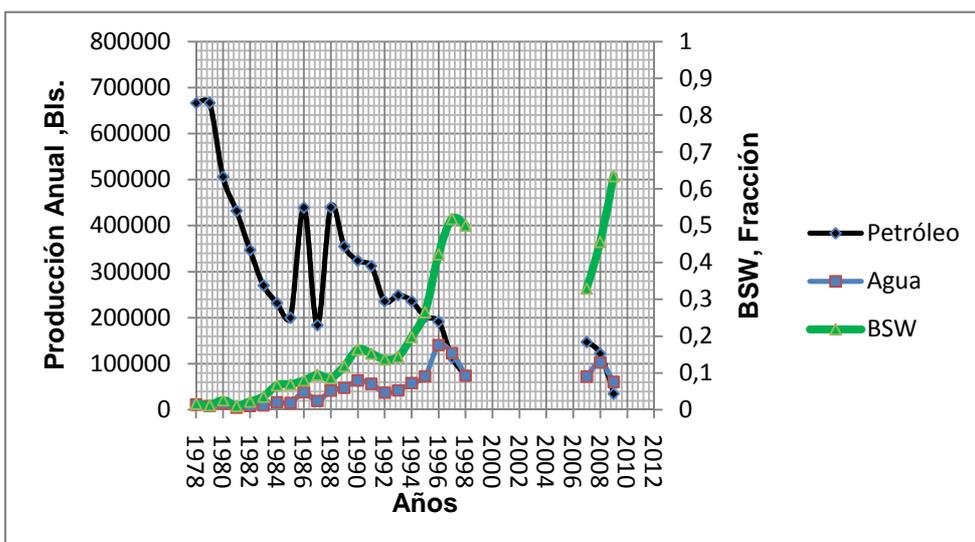
Historial de Producción: El pozo SAC-020 empieza a producir a partir de 1978 de “U” y “T” juntas con un caudal de 1489 BPPD y un BSW de 1,9 %. La producción de petróleo baja paulatinamente desde 1978 hasta 1985 donde se deja de producir por 4 meses para trabajos de reacondicionamiento, esto sucede también en el año 1987.

A partir del año 1988 el pozo tiene una producción regular mientras la producción de petróleo disminuye y el BSW aumenta. Desde 1999 hasta el 2006 se cierra la producción de Napo y se produce de Hollín.

A partir del 2007 se reanuda la producción de Napo con un caudal de 154 BPPD y un BSW de 32 %, el cual se incrementó a 63% en el 2009. El pozo se encuentra produciendo de la formación Napo, (Ver figura 3.20).

FIGURA 3.20

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-020. ARENA “U”



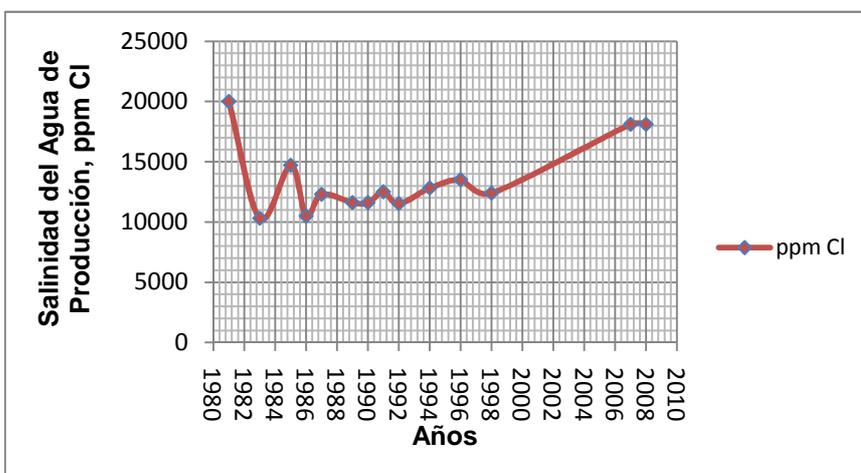
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad del agua de producción se mantiene entre 10000 y 20000 ppm de Cl⁻ lo cual indica que no existe influencia de la inyección de agua, (ver figura 3.21).

FIGURA 3.21

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-020. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 2.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

El intervalo de inyección presenta un salto de falla lo cual no dificulta la continuidad del sistema; en el mapa de espesores existe continuidad, sin embargo la correlación de registros indica que existe un pliegue entre el sistema lo cual no favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; la presión de reservorio se observa que no se ha mantenido y la salinidad del agua producida supera los 10000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua no ha influenciado la producción del pozo SAC-020.

3.6.1.2.2 Sistema 2.2 (WIW-2 y SAC-010)

En la tabla 3.5 se describen las principales características del sistema 2.2.

TABLA 3.5
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 2.2

Pozo inyector WIW-2				Pozo productor SAC-010			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9484'-9496'	"U"	Canales mareales	2000	9449'-9482'	"U"	Canales mareales	9887

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: La falla no constituye una barrera impermeable que afecte la continuidad entre el WIW-2 y el pozo SAC-010. El salto de la falla (5 pies) no supera el espesor promedio del reservorio (20 pies). Los espesores netos de arena varían entre 20 y 30 pies en el inyector y 10 pies

en el productor. La correlación de pozos muestra presencia de arena en los pozos inyector-productor, mientras el mapa de espesores presenta zonas de espesor nulo entre este sistema, lo que dificulta su continuidad, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.5).

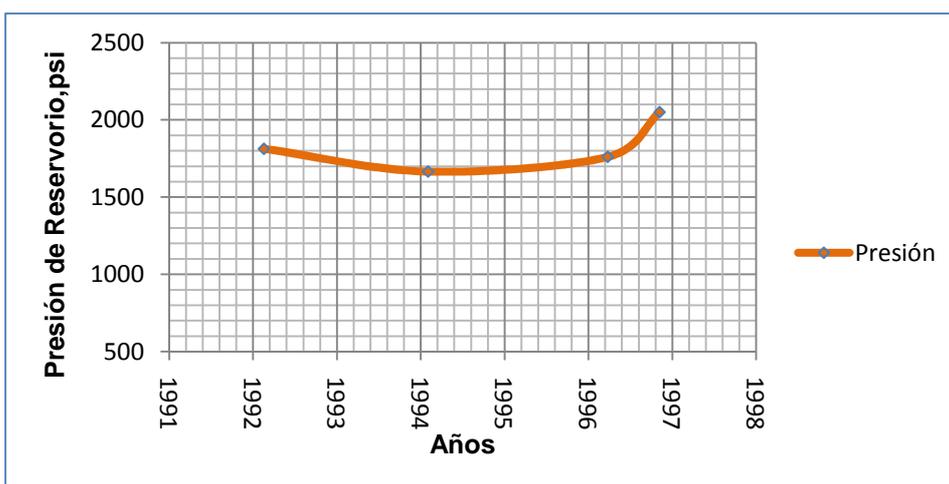
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: El valor de la porosidad es de 14 % en el sistema. La permeabilidad disminuye desde 280 a 83 md desde el WIW-2 al SAC-010.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3521 psi en el inyector a ≈ 1800 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Los datos de presión del pozo productor muestran un incremento de presión a partir del año 1994, lo cual indica que existe la posibilidad que este incremento sea producto de la inyección de agua, (ver figura 3.22).

FIGURA 3.22

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-010. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del SAC-010 empezó en diciembre de 1986 con un caudal de 694 BPPD y un BSW de 42 % de la formación Napo. A

partir del año 1994 se empieza a producir de “U”, donde se observa que la producción de petróleo adquiere una tendencia crítica de disminución. El año 1997 registra producción solo para los meses de enero y febrero.

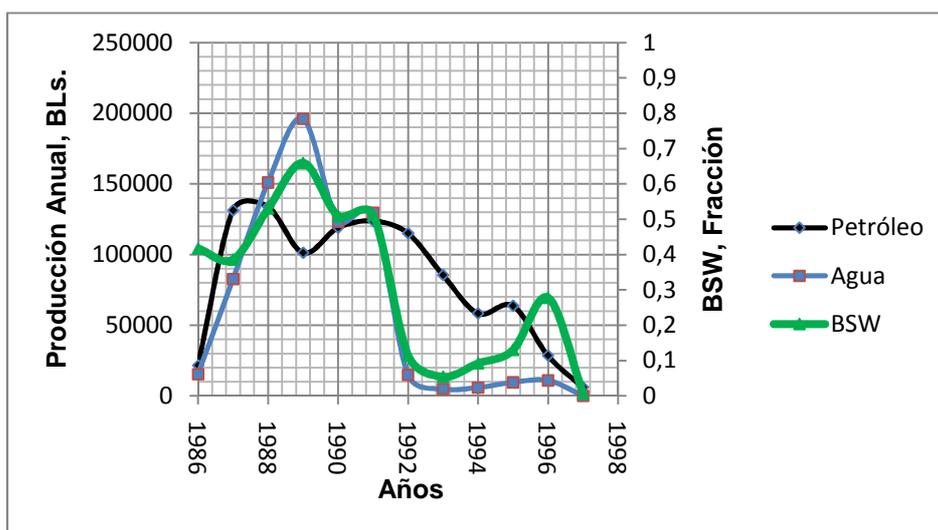
Se observa que la producción empieza con un alto BSW (>40%) de la formación Napo, y que a partir de 1993 disminuye por debajo del 10 %.

Cuando se empezó a producir de la arena “U” la producción de petróleo empezó a disminuir aún más, mientras el BSW presenta un ligero incremento, (ver figura 3.23).

Se comparó las presiones de reservorio tanto en la arena “U” como en la arena “T” y se encontró que para el año 1992 las presiones fueron de 2033 psi y 2548 psi respectivamente, lo cual indica que la mayor parte de la producción de este pozo provino de la arena “T”.

FIGURA 3.23

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-010. ARENA “U”



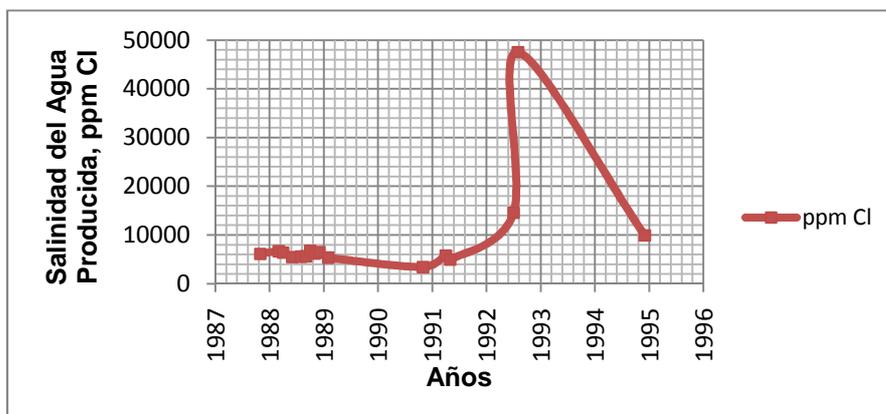
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Análisis de Salinidad: El análisis de salinidades se dificulta por no existir un historial claro y continuo. Sin embargo de los datos obtenidos se observa que la salinidad del agua producida se mantiene constante hasta 1991 y en 1992 se registra un valor superior a 45000 ppm de Cl⁻, no se registran valores en el año 1993 lo que dificulta presentar conclusiones claras con respecto a la salinidad del agua producida de la formación Napo, (ver figura 3.24).

Para “U” no se dispone de suficientes datos, sin embargo el único valor de salinidad indica que podría haber presencia de agua de inyección en la producción de este pozo.

FIGURA 3.24
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-010. ARENA “U”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 2.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección existe la presencia de una falla; la zona de estudio presenta una arena poco desarrollada que afecta la continuidad del sistema; existe una disminución de la permeabilidad que dificultaría el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; por otra parte la presión de reservorio se ha incrementado a partir del año 1994 y la producción de petróleo disminuye con un incremento del

BSW a partir del mismo año; la salinidad para el agua producida de “U” registra un valor de 9887 ppm de Cl-.

Por lo tanto se concluye que: la inyección de agua ha presurizado esta parte del yacimiento, aunque el frente de inyección no ha alcanzado la producción de este pozo, debido a que la continuidad de este sistema se ve afectada.

3.6.1.2.3 Sistema 2.3 (WIW-2 y SAC-034)

En la tabla 3.6 se describen las principales características del sistema 2.3.

TABLA 3.6

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 2.3

Pozo inyector WIW-2				Pozo productor SAC-034			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9484'-9496'	“U”	Canales mareales	2000	9406'-9464'	“U”	Barras mareales	4300
9500'-9508'	“U”	Canales mareales		9406'-9464'	“U”	Barras mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: La falla no constituye una barrera impermeable que afecte la continuidad entre el WIW-2 y el pozo SAC-34. El salto de la falla (5 pies) no supera el espesor promedio del reservorio (25 pies). Los espesores de arena neta varían entre 20 y 30 pies en el inyector y de 40 a 50 pies en el productor. El mapa de espesores muestra zonas de espesor nulo en el sistema, (Ver figura 3.9).

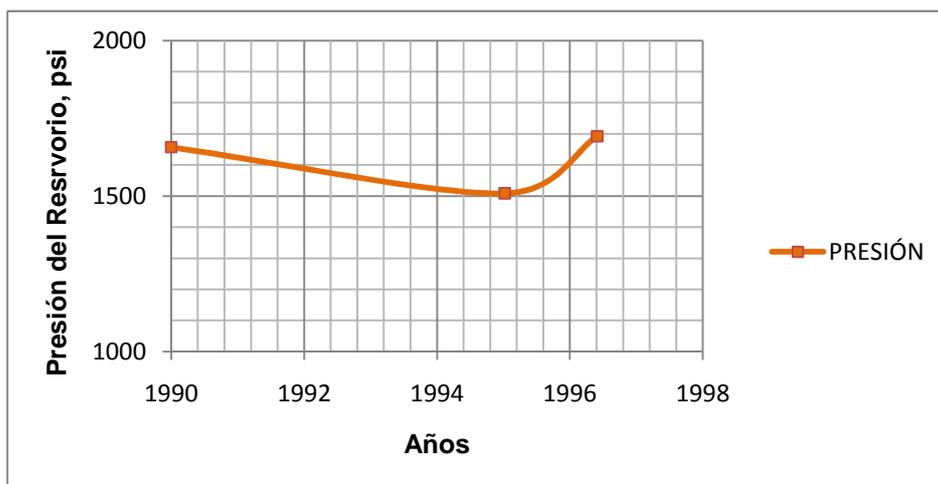
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector es de $\approx 14\%$ y en el pozo SAC-34 es de 12% . Los valores de permeabilidad varían desde ≈ 280 md en el inyector a 117 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3521 psi en el inyector a ≈ 1550 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Se obtuvieron solo tres datos de presión de reservorio en este pozo lo cual dificulta su análisis, sin embargo se observa que a partir de 1995 existe un incremento de aproximadamente 190 psi en 1 año, lo que indica que posiblemente la inyección de agua presurizó esta zona del yacimiento a partir de esa fecha, (ver figura 3.25).

FIGURA 3.25

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-034. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del SAC-034 empezó en noviembre de 1986 con un caudal de 338 BPPD y un BSW de 70 % de la formación Napo. En abril de 1987 el pozo permanece cerrado durante 4 meses en espera de trabajos de reacondicionamiento por alto BSW, la producción se reinicia en septiembre del mismo año con un BSW menor a 10%.

A partir de 1994 se cierra la arena “T” y se empieza a producir solo de la arena “U” hasta agosto de 1997, fecha en la cual el pozo se cierra hasta enero del 2000 para producir hasta septiembre del mismo año.

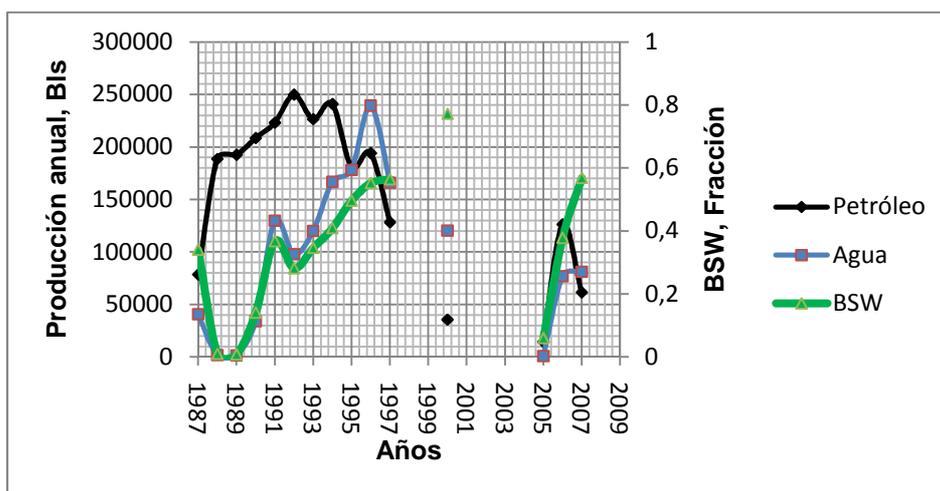
En octubre del 2000 se cierra una vez más hasta octubre del 2005. A partir de noviembre del 2005 se registra una producción hasta agosto del 2007 de la arena “U”. El pozo se encuentra cerrado desde entonces por alto BSW en espera de trabajo de reacondicionamiento.

Se observa que la producción de petróleo empieza a disminuir a partir del año 1993, mientras el pozo registra un incremento del BSW a partir del año 1989.

La producción en este pozo ha sido bastante irregular y el incremento de la producción de agua indica que posiblemente el frente de inyección alcanzó la producción en este pozo, (ver figura 3.26).

FIGURA 3.26

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-034. ARENA “U”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

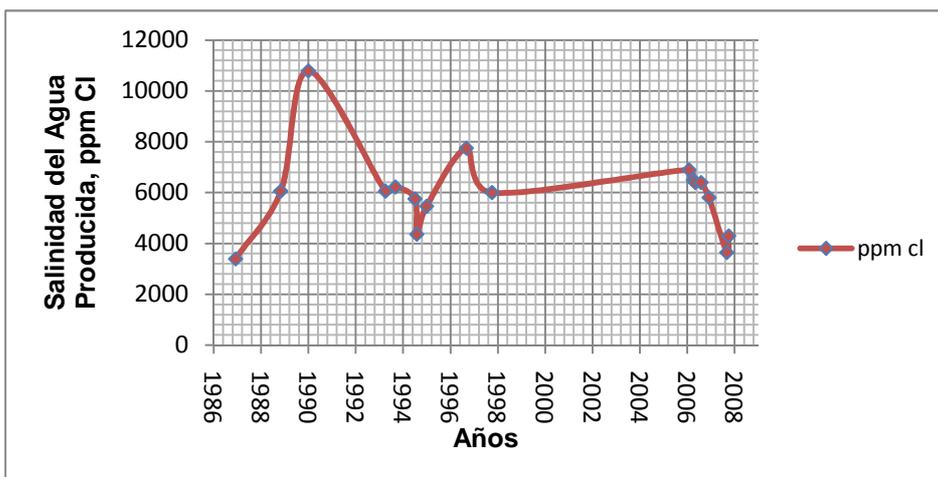
ELABORACIÓN: Autores

Análisis de Salinidad: Los valores de salinidad del agua producida en este pozo son muy bajos, con lo cual se tiene un claro indicio de la presencia de

agua de inyección, pues las salinidades oscilan entre los 6000 y 7000 ppm de Cl⁻ hasta 1997. Durante la producción del 2005 al 2007 se observa que la salinidad disminuye por debajo de 6000 ppm de Cl⁻ lo cual indica que indudablemente se trata de agua de inyección, (ver figura 3.27).

FIGURA 3.27

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-34.ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 2.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección existe la presencia de una falla; entre la zona de estudio existe una arena poco desarrollada que afecta la continuidad del sistema y existe una disminución de la permeabilidad que dificultaría el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor, lo cual hace que los efectos de la inyección proveniente de este inyector sea poco probable.

Sin embargo, la presión de reservorio se ha incrementado a partir del año 1995; la producción de petróleo disminuye a partir del año 1993 con un incremento del BSW desde 1989; y la salinidad del agua producida disminuye hasta valores inferiores a 6000 ppm de Cl⁻, lo que indica que existen efectos de la inyección en este pozo, pero no pertenecen al inyector WIW-2, pues las condiciones sedimentarias no favorecen la continuidad de este sistema. Por lo

tanto la posibilidad planteada es que los efectos de la inyección de agua encontrados en este pozo pertenezcan al inyector WIW-1 o WIW-3.

3.6.1.3 Pozo Inyector WIW-3 (SAC-076)

Con el pozo inyector WIW-3 se consideraron los sistemas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 que involucran los pozos productores SAC-050, SAC-023, SAC-036 y SAC-33 que se describen a continuación.

3.6.1.3.1 Sistema 3.1 (WIW-3 y SAC-050)

En la tabla 3.7 se describen las principales características del sistema 3.1.

TABLA 3.7
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.1

Pozo inyector WIW-3				Pozo productor SAC-050			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9510'-9524'	"U"	Barras mareales	2000	9482'-9514'	"U"	Barras mareales	56700

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema presenta continuidad, pues no existen fallas que interfieran entre estos pozos. Los espesores de arena neta varían entre 20 y 70 pies en este sistema. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.6).

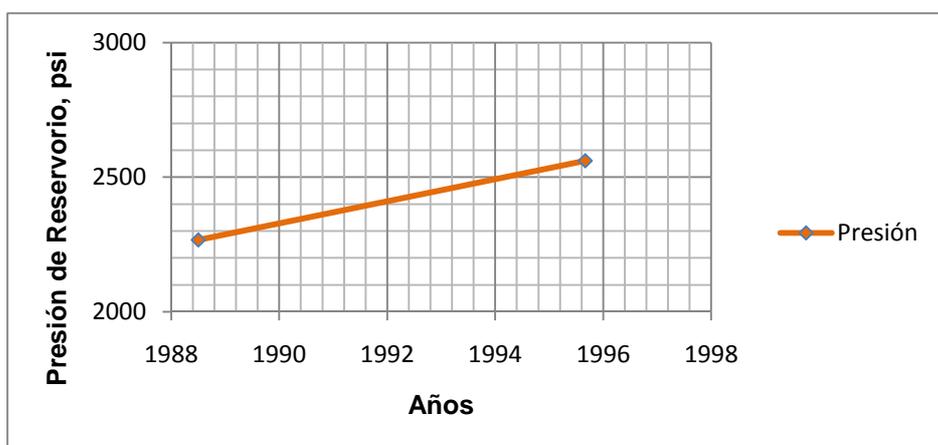
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: Los valores de porosidad son 16% en el inyector y 18% en el productor. La permeabilidad aumenta de ≈ 520 md en el inyector a 648 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2793 psi en el inyector a ≈ 2500 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Se observa en la figura 3.28 que la presión de reservorio en el yacimiento “U” ha aumentado aproximadamente 294 psi en 7 años para el tiempo de producción de “U” y “T” juntas, no se disponen de datos recientes de presión lo que dificulta el análisis.

FIGURA 3.28

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-050. ARENA “U”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

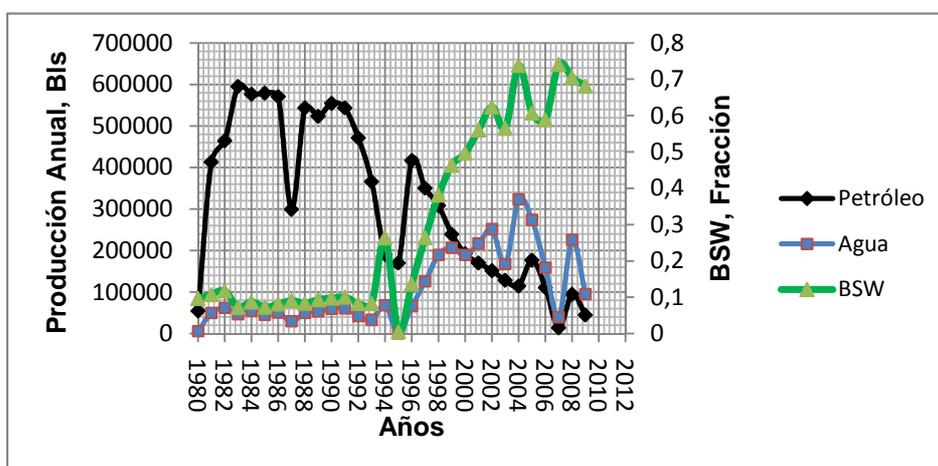
Historial de Producción: La producción del pozo SAC-050 empieza en noviembre de 1980 con un caudal de 932 BPPD y un BSW 9 % de la formación Napo. En agosto de 1995 cierran “T” y se empieza a producir de “U” con un BSW de 1 %. Durante septiembre del 2006 hasta octubre del 2007 se cambia de arena y el pozo produce de “T” lo que se refleja en una disminución de la

producción de petróleo en la arena “U”. Desde entonces el pozo se encuentra produciendo de la arena “U”.

Se observa que a partir del año 1996 el BSW se incrementa de $\approx 10\%$ a $\approx 70\%$ para el mes de mayo del 2009, con una disminución en la producción de petróleo, (ver figura 3.29). Esto es debido al probable efecto causado por la inyección de agua del inyector WIW-3 en la producción de este pozo.

FIGURA 3.29

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-050. ARENA “U”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

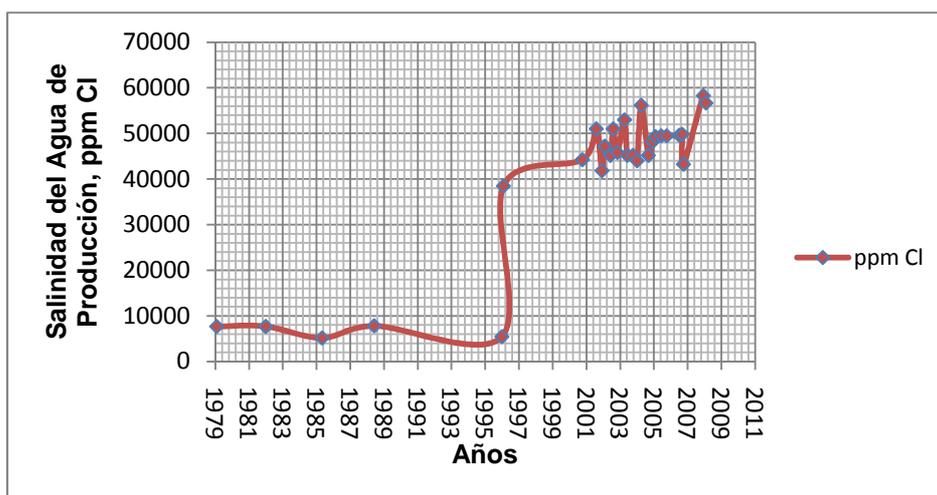
Variación de la Salinidad: Se observa en la figura 3.30 que los valores de salinidad están entre 7000 y 10000 ppm de Cl⁻ hasta el año de 1996 que se producía de las arenas “U+T”, a partir de esta fecha se cierra la producción en “T” y se produce solamente de “U”, donde se observa que la salinidad supera los 40000 ppm de Cl⁻ y se mantiene en promedio casi constante hasta mayo del 2009.

Esto indica que la salinidad del agua producida de “T” debió ser muy baja que hizo que la salinidad se mantenga por debajo de los 10000 ppm de Cl⁻ durante el tiempo de producción de las dos arenas juntas. Se concluye entonces que la

salinidad a partir de 1996 pertenece a salinidad original de la arena “U” y que no existe presencia de agua de inyección en la producción de este pozo.

FIGURA 3.30

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-50. ARENA “U”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 3.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección existen facies de planicies mareales lo que interfiere en la continuidad del sistema; no existen suficientes datos de presión en el pozo productor durante el tiempo de producción de la arena “U” y el agua producida posee una salinidad que está mas relacionada con la salinidad original del yacimiento que con la salinidad del agua de inyección.

Por lo tanto se ha llegado a la conclusión que este pozo no presenta agua de inyección en su producción y que el incremento del BSW posiblemente sea del acuífero lateral que se encuentra al flanco Noreste afectando la parte Norte del yacimiento.

3.6.1.3.2 Sistema 3.2 (WIW-3 y SAC-023)

En la tabla 3.8 se describen las principales características del sistema 3.2.

TABLA 3.8
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.2

Pozo inyector WIW-3				Pozo productor SAC-023			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9510'-9524'	"U"	Barras mareales	2000	9426'-9471'	"U"	Barras mareales	5350

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: Este sistema no está afectado por ningún tipo de falla. Los espesores de arena promedio varían entre 40 y 60 pies. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.7).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en este sistema es de 16% en el pozo inyector y 18 % en el pozo productor. La permeabilidad varía de \approx 520 md en el inyector, a 530 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de \approx 2793 psi en el pozo inyector a 1695 psi en el pozo productor. Existe un diferencial de presión que facilitaría el movimiento de fluidos entre los pozos inyector-productor. No se poseen registros de presión de reservorio durante el tiempo de producción del pozo, lo cual dificulta el análisis.

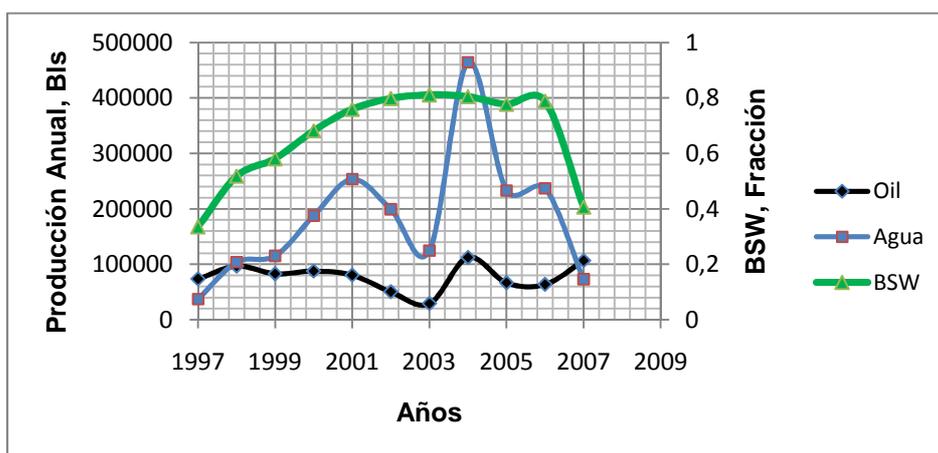
Historial de Producción: La producción para la arena "U" en este pozo inicia en julio de 1997 con un caudal de 329 BPPD y un BSW de 14 %. Desde noviembre del 2002 hasta junio del 2003 se detiene la producción por trabajos

de reacondicionamiento es por esta razón que se presenta una disminución en la producción para estos años. En octubre del 2007 se cierra la producción en “U” por alto BSW. Actualmente el pozo produce de la arena “T”.

Se observa que la producción de petróleo permanece constante, mientras el BSW se incrementa durante toda la producción de este pozo, (ver figura 3.31) lo que indica que existe la posibilidad que el incremento en la producción de agua sea debido a la inyección.

FIGURA 3.31

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-023. ARENA “U”



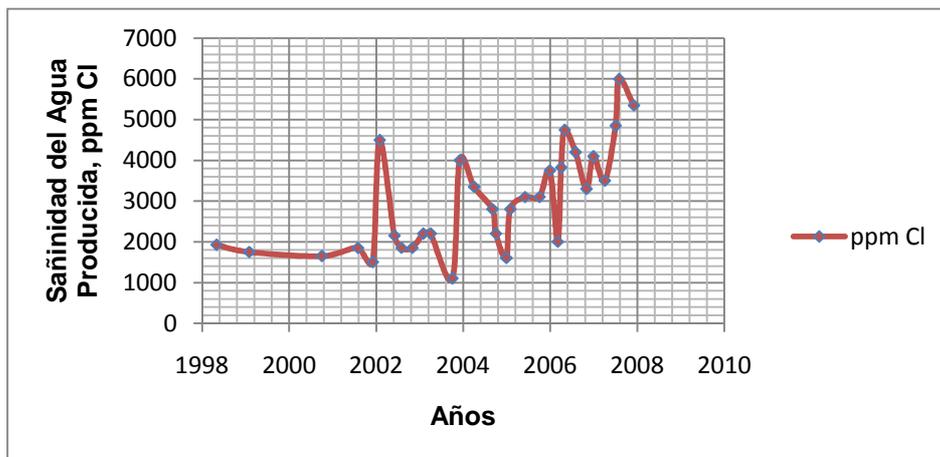
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa en la figura 3.32 una distorsión en los valores de salinidad registrados a partir del año 2002, esto puede ser atribuido a trabajos de reacondicionamiento en el pozo, sin embargo estos valores registrados están por debajo de los 6000 ppm de Cl⁻, lo que indica que desde el inicio de producción de este pozo existe presencia de agua de inyección, debido a que en el inyector WIW-3 se está inyectando agua desde noviembre de 1986 y la producción de este pozo inició en julio de 1997.

FIGURA 3.32

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-023. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 3.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que dificulten la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos favorecen el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; el BSW se incrementa durante el tiempo de producción; y los valores de salinidad están por debajo de los 6000 ppm Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-023.

3.6.1.3.3 Sistema 3.3 (WIW-3 y SAC-036)

En la tabla 3.9 se describen las principales características del sistema 3.3.

TABLA 3.9

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.3

Pozo inyector WIW-3				Pozo productor SAC-036			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9510'-9524'	"U"	Barras mareales	2000	9416'-9505'	"U"	Barras mareales	2818

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no está afectado por ningún tipo de falla. Los espesores de arena promedio varían entre 40 y 70 pies.

La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.7).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en este sistema es de 16 %. La permeabilidad varía de ≈ 520 md en el inyector, a 321 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión varía de ≈ 2390 psi en el inyector a 1793 psi en el productor, existiendo un diferencial que favorece al movimiento de fluidos entre el pozo inyector-productor.

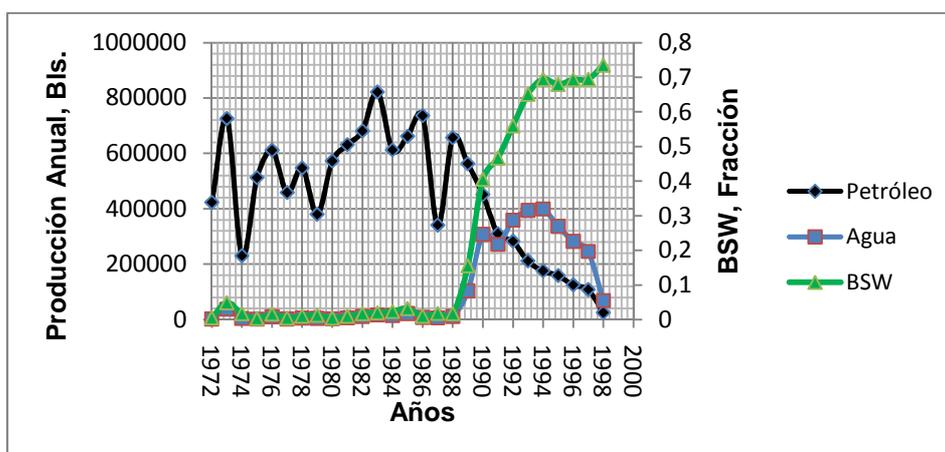
Existe un único valor de presión de reservorio registrado en este pozo, lo cual dificulta concluir si la inyección de agua ha presurizado o no esta parte del yacimiento.

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-036 empieza en julio de 1972 con un caudal de 986 BPPD y un BSW de 0,2 % de la formación Napo. En 1974 no se producen tres meses por trabajos de reacondicionamiento lo que se refleja en una disminución de la producción de petróleo. En 1987 se cierra el pozo durante 4 meses por problemas en la producción y en espera de trabajo de reacondicionamiento. Desde entonces la producción ha sido regular. La producción de las arenas "U" y "T" se cierra en abril de 1998 por alto BSW, actualmente se encuentra produciendo de Hollín.

Se observa un incremento del BSW a partir del año 1989 de 0% a $\approx 70\%$ en 1998, y una disminución en la producción de petróleo, (ver figura 3.33). Entonces es probable que a partir de 1989 el incremento de la producción de agua sea debido a la inyección de agua.

FIGURA 3.33

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-036. ARENA "U"



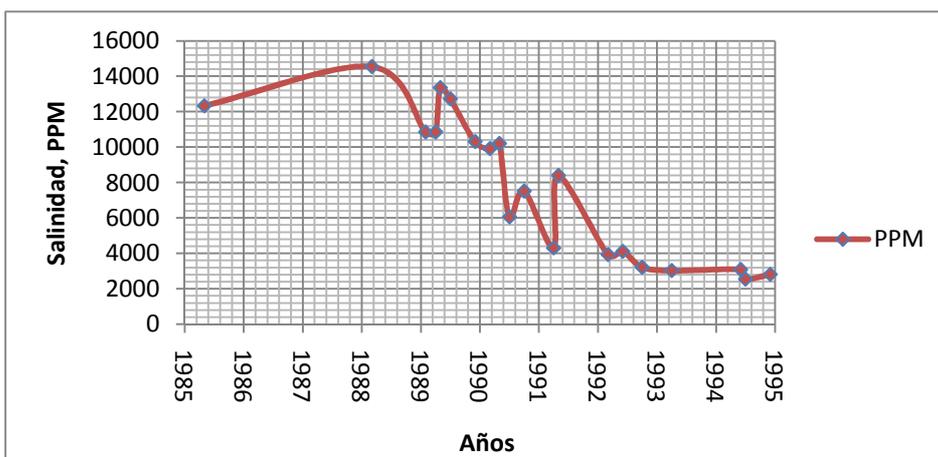
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa que los valores de salinidad disminuyen a partir del año 1989, llegando a tener registros de salinidad menores a 3000 ppm de Cl^- para los años 1994-95, (ver figura 3.34). Por lo tanto la salinidad del agua producida corresponde a agua de inyección.

FIGURA 3.34

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-036. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 3.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: no existe ninguna falla que dificulte la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos favorecen al movimiento de fluidos en la dirección inyector – productor; la producción de fluido presenta un BSW que se incrementa a medida que los valores de salinidad del agua producida disminuyen por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-036.

3.6.1.3.4 Sistema 3.4 (WIW-3 y SAC-033)

En la tabla 3.10 se describen las principales características del sistema 3.4.

TABLA 3.10

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.4

Pozo inyector WIW-3				Pozo productor SAC-033			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9510'-9524'	"U"	Barras mareales	2000	9416'-9505'	"U"	Barras mareales	3000

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no está afectado por ningún tipo de falla. Los espesores de arena promedio varían entre 40 y 70 pies.

La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.8).

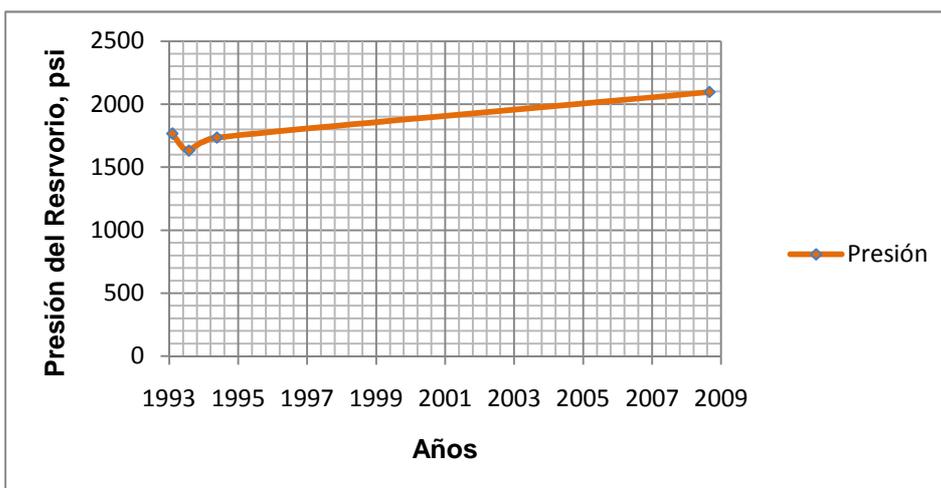
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en este sistema varía de 16 % en el pozo inyector a 13 % en el pozo productor. La permeabilidad varía de ≈ 520 md en el inyector a 201 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2793 psi en el inyector a 1766 psi en el pozo productor, existiendo un diferencial que favorece al movimiento de fluidos entre pozos inyector-productor.

Se observa en la figura 3.35 que la presión de reservorio en este pozo se ha incrementado ≈ 400 psi durante el intervalo de producción, esto es probable que se deba a los efectos causados por la inyección de agua.

FIGURA 3.35

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-033. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

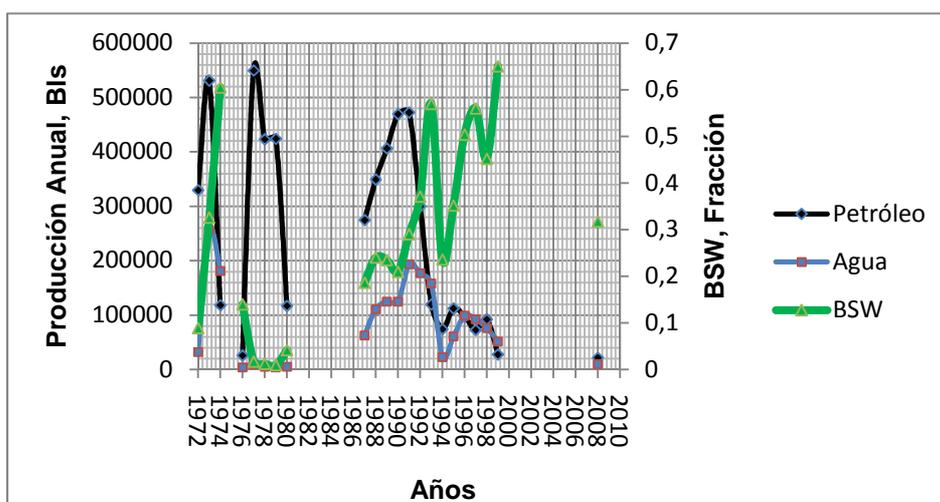
Historial de Producción: La producción del pozo SAC-033 empieza en julio de 1972 de la formación Napo con un caudal de 252 BPPD y un BSW de 0,6 %. En 1974 el pozo produce solamente hasta mayo de ese año y se cierra el pozo hasta mayo de 1976 por alto BSW, en junio del mismo año se reinicia la producción con problemas y se producen solo 2 meses teniendo una producción de 25888 barriles de petróleo. En 1980 se registra solamente producción hasta agosto y se reanuda la producción en enero de 1987.

En el año 1993 se tiene un incremento en la producción de agua y se cierra el pozo desde noviembre de ese año hasta mayo de 1994, fecha en la cual se prueba y se empieza a producir solo de la arena "U", la producción de petróleo se ve disminuida y se observa un incremento en la producción de agua hasta 1997, año en el cual se cierra 4 meses por problemas en la producción. Durante los años 1998 y 1999 se produce con problemas es así que en mayo de 1999 se cierra el pozo por alto BSW y bajo aporte de fluidos, en julio se prueba "T" y se inicia la producción en esa arena. En el año 2008 se cambia de arena y se produce durante agosto y noviembre de la arena "U". En noviembre del 2008 se cierra definitivamente la producción de "U" por bajo aporte de fluidos. Actualmente el pozo se mantiene cerrado en espera de trabajos de reacondicionamiento.

El incremento en la producción de agua indica que la inyección de agua pudo haber influenciado en la producción del pozo productor SAC-033, (ver figura 3.36).

FIGURA 3.36

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-033. ARENA "U"



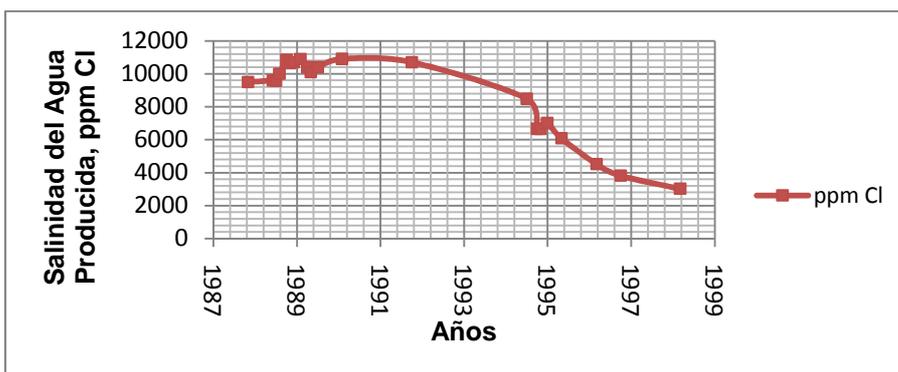
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad se aproxima a 10000 ppm de Cl- al inicio de la producción pero luego se observa que estos valores disminuyen con forme la producción avanza, es así que para los años 1997-98 estos valores se acercan a 2000 ppm de Cl-, lo que indica que la salinidad pertenece a agua de inyección, (ver figura 3.37).

FIGURA 3.37

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-033. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 3.4: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existe ninguna falla que dificulte la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos del yacimiento favorecen el movimiento de fluidos en la dirección inyector – productor; la presión de reservorio se ha incrementado; la producción de petróleo se ha disminuido mientras el BSW se ha incrementado; los valores de salinidad del agua producida han disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-033.

3.6.1.4 Pozo Inyector WIW-4 (SAC-105)

Con el pozo inyector WIW-4 se consideraron los sistemas 4.1 y 4.2 que involucran los pozos productores SAC-059 y SAC-089 que se describen a continuación.

3.6.1.4.1 Sistema 4.1 (WIW-4 y SAC-059)

En la tabla 3.11 se describen las principales características del sistema 4.1.

TABLA 3.11

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 4.1

Pozo inyector WIW-4	Pozo productor SAC059
---------------------	-----------------------

Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9500'-9522'	"U"	Barras mareales	2000	9494'-9528'	"U"	Barras mareales	9090
9537'-9550	"U"	Barras mareales		9536'-9545'	"U"	Barras mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: La continuidad del sistema no se ve afectada por ninguna falla. Los espesores promedios varían de 40 y 50 pies en el pozo inyector a 30 y 40 pies en el pozo productor. La correlación de pozos muestra que la arena en el pozo SAC-230d, ubicado en la interconexión del sistema, presenta una disminución en el espesor, además la arena es bastante sucia en el pozo productor, lo que dificultaría la continuidad del intervalo de inyección, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.10).

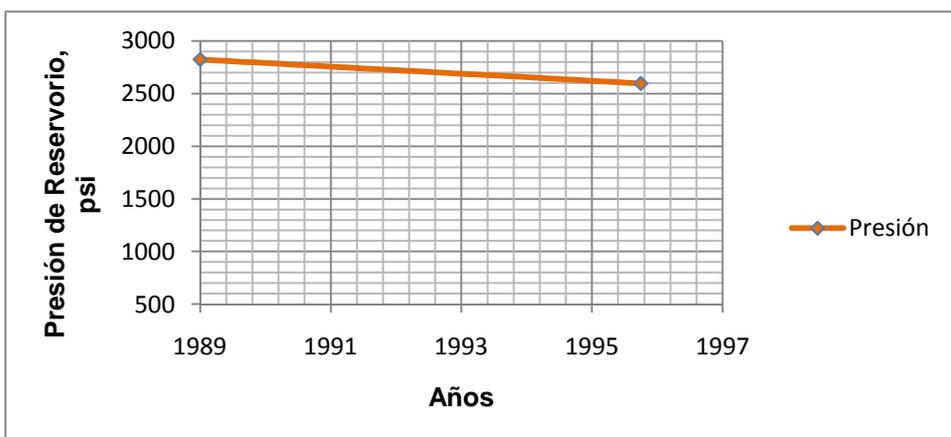
Variación de la Porosidad, Permeabilidad: La porosidad en el inyector es de $\approx 10\%$ y en el pozo productor es de $\approx 18\%$. Los valores de permeabilidad varían de ≈ 100 md en el inyector a 53 md en el pozo productor.

Variación de la Presión: La presión en el sistema es de ≈ 3646 psi en el inyector y ≈ 2796 psi en el pozo productor, lo cual favorece el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Se observa en la figura 3.38 que la presión de reservorio registrada ha disminuido 200 psi en 7 años aproximadamente, lo cual indica que la inyección de agua no ha influenciado en esta parte del yacimiento en la arena "U".

FIGURA 3.38

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-059. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del SAC-059 empezó en noviembre de 1974 con un caudal de 153 BPPD y un BSW de 5 % de la formación Napo. En septiembre de 1978 se cierra el pozo hasta mayo de 1979 por este motivo se reduce la producción de petróleo.

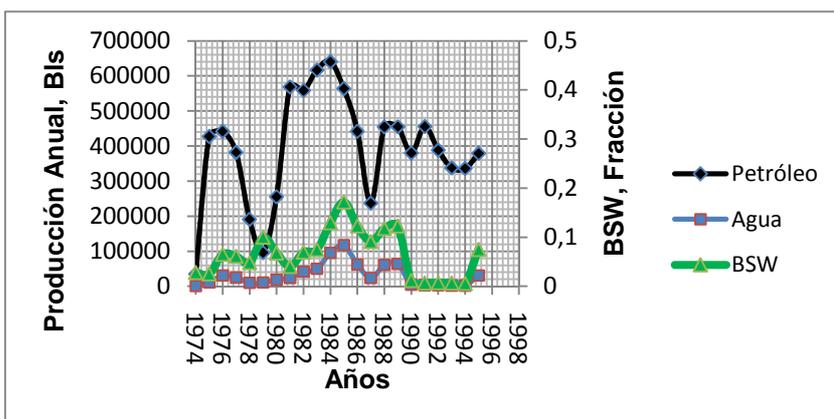
En 1980 no se produce por un mes, recién en 1981 se obtienen valores de producción a lo largo de todo el año lo cual se mantiene hasta 1987 donde nuevamente se deja de producir por 4 meses.

A partir de 1988 hasta 1995 se observa una nueva estabilización pero esta vez con una menor producción. En diciembre de 1995 se cierra "U" y se produce de "T" hasta mayo del 2009.

Se observa en la figura 3.39 que el BSW llega a un máximo del 17% en 1985, pero en el año 1990 este baja a aproximadamente 0%, lo cual demuestra que el frente de inyección no ha alcanzado la producción de este pozo.

FIGURA 3.39

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-059. ARENA "U"



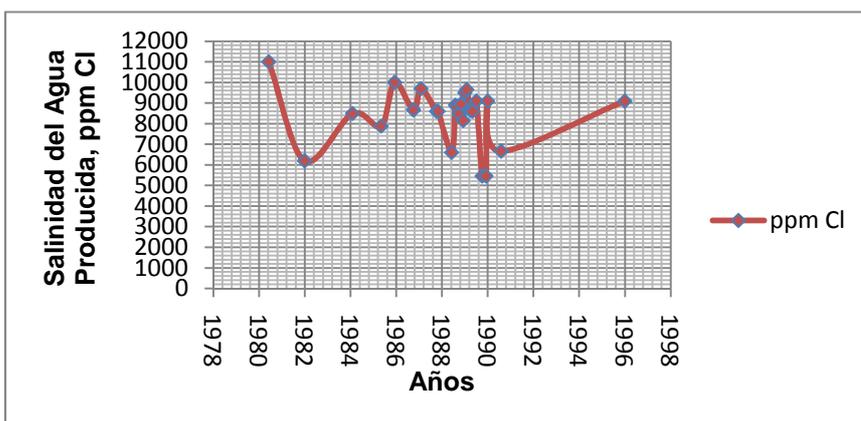
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Las mediciones de salinidad en promedio no demuestran ninguna tendencia de incremento o disminución durante el tiempo de producción. La salinidad del agua producida está en un rango de 11000 y 7000 ppm de Cl⁻, lo cual no descarta pero tampoco permite afirmar la influencia de la inyección.

FIGURA 3.40

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-059. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 4.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: aunque en el intervalo de inyección no existe ninguna falla, la correlación de pozos y las condiciones sedimentarias no favorecen la continuidad de arenas en el sistema; la presión de reservorio

registrada en la arena “U” ha disminuido durante el tiempo de producción; la producción de petróleo en promedio se ha mantenido; el BSW durante la producción se ha mantenido por debajo del 20 % y la salinidad del agua producida se mantuvo entre 7000 y 11000 ppm de Cl- lo que dificulta concluir si existe o no influencia del agua de inyección.

Por lo tanto se concluye frente de inyección de agua no ha alcanzado la producción de este pozo.

3.6.1.4.2 Sistema 4.2 (WIW-4 y SAC-089)

En la tabla 3.12 se describen las principales características del sistema 4.2.

TABLA 3.12
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 4.2

Pozo inyector WIW-4				Pozo productor SAC-089			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9500'-9522'	"U"	Barras mareales	2000	9458'-9470'	"U"	Barras mareales	4690
9537'-9550'		Barras mareales		9477'-9487'		Barras mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: La continuidad del sistema no se ve afectada por ninguna falla. Los espesores de arena promedio varían desde 40 pies en el inyector a 15 pies en el productor. La correlación de pozos muestra una arena sucia en el pozo productor y en el mapa de espesores se observan zonas de arena con espesor nulo entre el sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.9).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad tiene valores de 10 % en el pozo inyector y de 14 % en el productor. La permeabilidad aumenta de ≈ 100 md en el inyector a 285 md en el productor.

Variación de la Presión: La presión en el sistema es de ≈ 3646 psi en el inyector y ≈ 2392 psi en el pozo productor, lo cual favorece el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

La figura 3.41 que corresponde a la variación de presión del pozo productor se puede observar en el *Sistema 5.2*.

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 4.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no presenta fallas, sin embargo las condiciones sedimentarias dificultan el movimiento de fluidos debido a que existe zonas de espesor nulo en este sistema. Por lo tanto se concluye que no existe interconexión, la continuidad no favorece al sistema de inyección.

El análisis completo del pozo productor SAC-089 se presenta en el sistema 5.2 (*WIW-5 y SAC-089*) debido a que existe mayor probabilidad que el inyector WIW-5 este influenciando la producción de este pozo.

3.6.1.5 Pozo Inyector WIW-5 (SAC-005)

Con el pozo inyector WIW-5 se consideraron los sistemas 5.1, 5.2 y 5.3 que involucran los pozos productores SAC-089, SAC-130 y SAC-055 que se describen a continuación.

3.6.1.5.1 Sistema 5.1 (WIW-5 y SAC-089)

En la tabla 3.13 se describen las principales características del sistema 5.1.

TABLA 3.13
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 5.1

Pozo inyector WIW-5				Pozo productor SAC-089			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9460'-9488'	"U"	Barras mareales	2000	9458'-9470'	"U"	Barras mareales	4690
				9477'-9487'		Barras mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no presenta fallas que interfieran en su continuidad. Los espesores promedios arenosos son 25 pies en el inyector y 15 pies en el productor.

La correlación de pozos muestra que las arenas presentes en este sistema son bastante sucias, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.11).

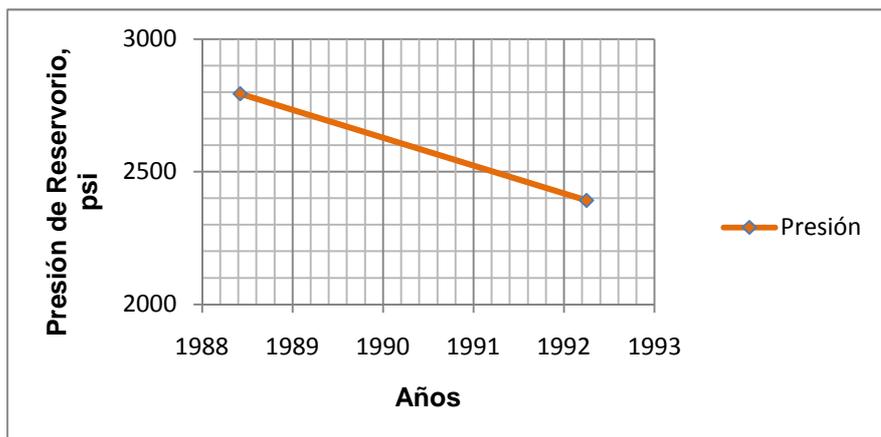
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad varía de 13% en el inyector a 14% en el productor. La permeabilidad varía de ≈ 300 md en el pozo inyector a ≈ 285 md en el productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 3279 psi en el inyector a 2800 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

La variación de presión de reservorio en el pozo productor se ve disminuida durante el tiempo de producción, por lo tanto la inyección de agua no ha mantenido la presión en esta parte del yacimiento, (ver figura 3.41).

FIGURA 3.41

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-089. ARENA "U".



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

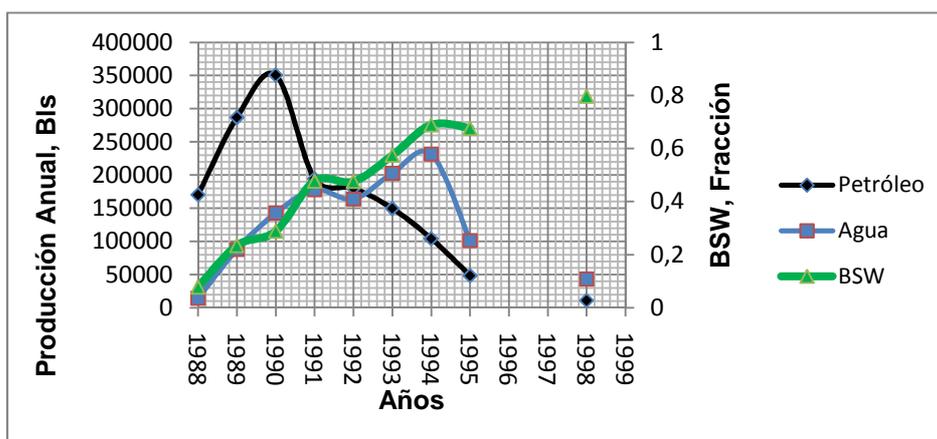
ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-089 empieza en mayo de 1988 con un caudal de 318 BPPD y con un BSW de 6 % de la formación Napo. Desde el año 1990 se registra una disminución en la producción de petróleo y una elevada producción de agua, razón por la cual se realizan varios trabajos de reacondicionamiento y se prueban otras arenas, es así que a partir del año 1994 se produce únicamente de la arena "U", pero la disminución de petróleo continua. Para el año 1995 se cierra la arena "U" y se prueba la arena "T" de la cual se produce hasta noviembre de 1999. Se registra también una producción para el año 1998 durante 4 meses de la arena "U", y se observa una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la producción de agua, razón por la cual a partir de octubre de 1998 se decide mantener el pozo cerrado de la arena "U".

Se observa en la figura 3.42 que el BSW aumenta drásticamente desde el inicio de la producción, lo que indica que posiblemente se trate de agua de inyección debido a que el inyector WIW-5 se encuentra inyectando agua desde noviembre de 1986 en la arena "U".

FIGURA 3.42

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-089. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad del agua producida a través de este pozo disminuye hasta valores de salinidad menores a 6000 ppm de Cl⁻ para el intervalo de tiempo 1992-95, sin embargo existen también algunos picos de valores altos de salinidad, esto se puede explicar que son valores tomados luego de reiniciar la producción por motivos de trabajos de reacondicionamiento, o errores en la toma de muestras, (ver figura 3.43). Por lo tanto la salinidad registrada corresponde a agua de inyección.

FIGURA 3.43

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-089. ARENA "U"

9460'-9488'	"U"	Barras mareales	2000	9424'-9434' 9444'-9470'	"U"	Barras mareales	16000
-------------	-----	--------------------	------	----------------------------	-----	--------------------	-------

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no presenta fallas que interfieran en su continuidad. Los espesores promedios arenosos varían de 25 pies en el inyector a 15 pies en el productor. La correlación de pozos y el mapa de espesores muestran que no existe continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.12).

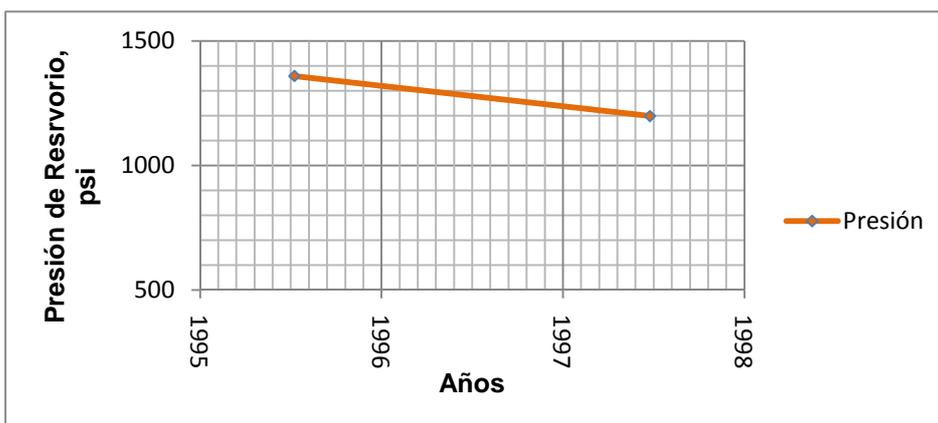
Variación de la Porosidad, Permeabilidad: La porosidad en el inyector es 13%, mientras que en el productor es 18%. La permeabilidad varía desde ≈ 300 md en el pozo inyector a 145 md en el productor.

Variación de la Presión: Los valores de presión disminuyen de ≈ 3279 psi en el inyector a 1350 psi en el pozo productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Aunque no existen registros de presión de reservorio para los últimos años de producción, se observa que la presión en el SAC-130 disminuye hasta el año 1998, por lo tanto hasta esta fecha no existen efectos de la inyección de agua en la presión de reservorio para este pozo, (ver figura 3.44).

FIGURA 3.44

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-130. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

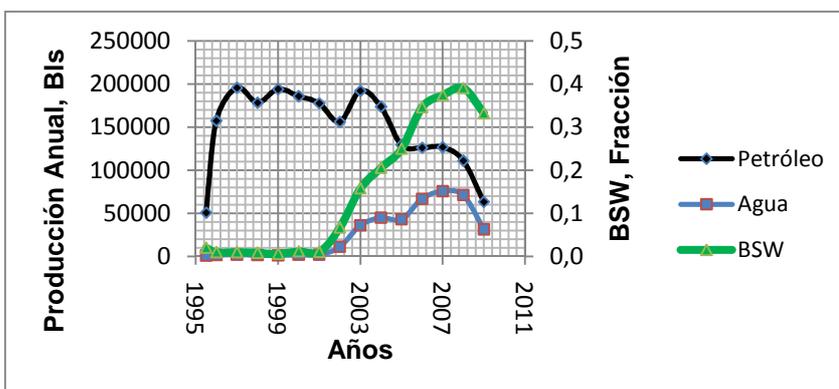
ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-130 empieza en julio de 1995 de la arena “U” con un caudal de 224 BPPD y un BSW de 0.6 %. La producción se registra de manera regular durante el tiempo de producción sin existir problemas drásticos. Actualmente el pozo se mantiene produciendo de la arena “U”.

Se observa el incremento del BSW en la producción a partir del año 2001 de 0% a 44% en mayo del 2009, mientras la producción de petróleo se ve disminuida, (ver figura 3.45). Por lo tanto es probable que el frente de inyección de agua haya alcanzado la producción de este pozo en esa fecha y que el incremento en la producción de agua corresponda a agua de inyección.

FIGURA 3.45

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-130. ARENA “U”



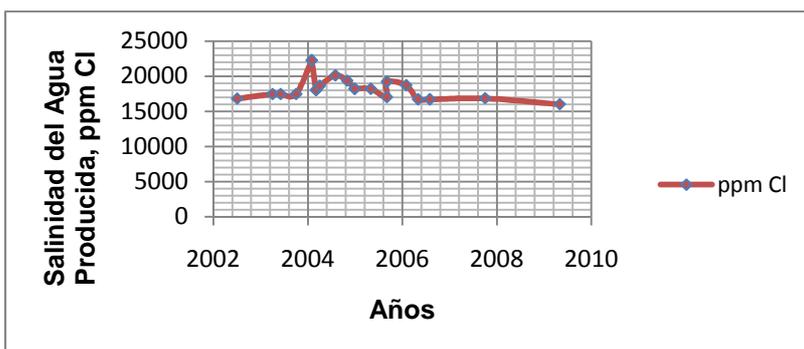
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa que los valores de salinidad registrados durante los últimos años de producción son constantes y superan los 15000 ppm de Cl⁻, estos datos se tienen para el intervalo de tiempo en el cual la producción registra un incremento sustancial del BSW, sin embargo los valores son mayores a 6000 ppm de Cl⁻, lo que indica que la salinidad no corresponde a agua de inyección, (ver figura 3.46).

FIGURA 3.46

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-130. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 5.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: aunque en el intervalo de inyección no existen fallas, la continuidad de arena se ve afectada por zonas de espesor nulo; existe un decaimiento de la presión durante el tiempo de producción y el incremento del BSW registra valores de salinidad superiores a 6000 ppm de Cl⁻. Por lo tanto se concluye que el pozo SAC-130 no ha sido influenciado por la inyección de agua.

3.6.1.5.3 Sistema 5.3 (WIW-5 y SAC-055)

En la tabla 3.15 se describen las principales características del sistema 5.3.

TABLA 3.15
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 5.3

Pozo inyector WIW-5				Pozo productor SAC-055			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9460'-9488'	"U"	Barras mareales	2000	9398'-9474'	"U"	Barras mareales	3030

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla entre estos dos pozos que interfiera en la continuidad del sistema. Los espesores de arena promedio son de 15 a 55 pies en el inyector y de 20 a 30 pies en el productor. La correlación de pozos muestra arenas bastante sucias y el mapa de espesores muestra una reducida continuidad de arena en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.13).

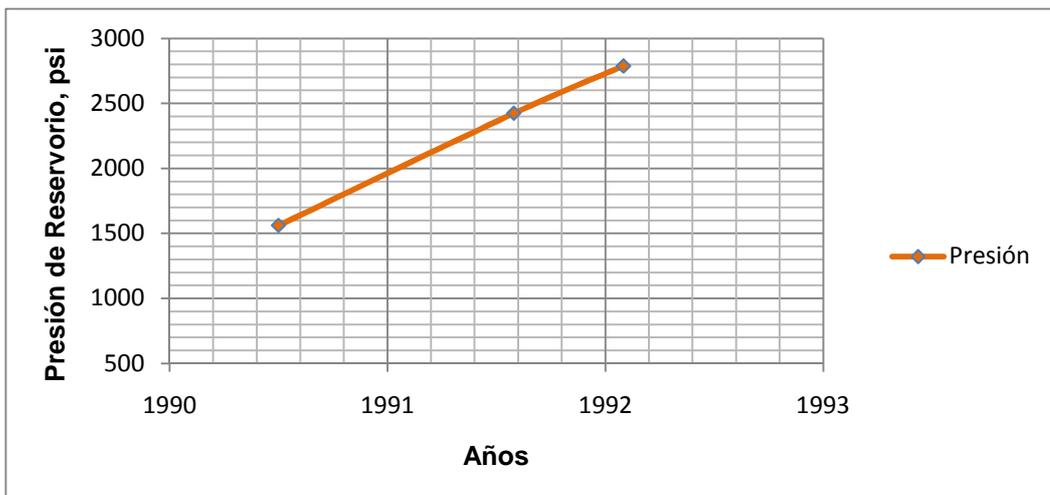
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el sistema varía de 13% en el inyector a 18%, en el productor. La permeabilidad presenta valores de ≈ 300 md en el inyector y $\approx 326,5$ md en el SAC-055.

Variación de la Presión: Los valores de presión disminuyen de ≈ 3279 psi en el inyector a 1500 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Los datos obtenidos de presión de reservorio para el pozo productor muestran un incremento durante el tiempo de producción, lo cual indica una posible influencia de la inyección de agua en el pozo productor, (ver figura 3.47).

FIGURA 3.47

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-055. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

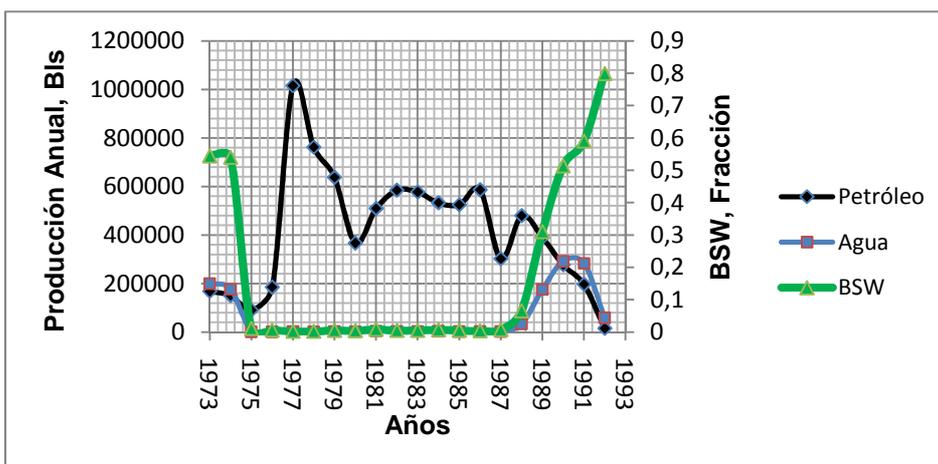
ELABORACIÓN: Autores

Historial de producción: La producción del pozo SAC-055 inicia en mayo de 1973 con un caudal de 185 BPPD y un BSW de 0,7 % de la formación Napo. En el año de 1976 no se registra producción para enero y febrero. A partir de 1977 hasta 1986 se produce de una manera continua, pero en 1987 se detiene la producción durante los meses abril-julio debido a trabajos de reacondicionamiento. A partir de 1988 la producción registrada es regular hasta marzo de 1992, donde se cierra la arena "U" por alto BSW y se produce de la arena "T". Actualmente el pozo esta produciendo de la arena "T".

En la figura 3.48 se observa que existe un incremento drástico del BSW a partir del año 1987 de 0 % a 80 % aproximadamente en el año 1992, lo cual indica que posiblemente el frente de inyección de agua alcanzó la producción de este pozo.

FIGURA 3.48

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-055. ARENA "U"



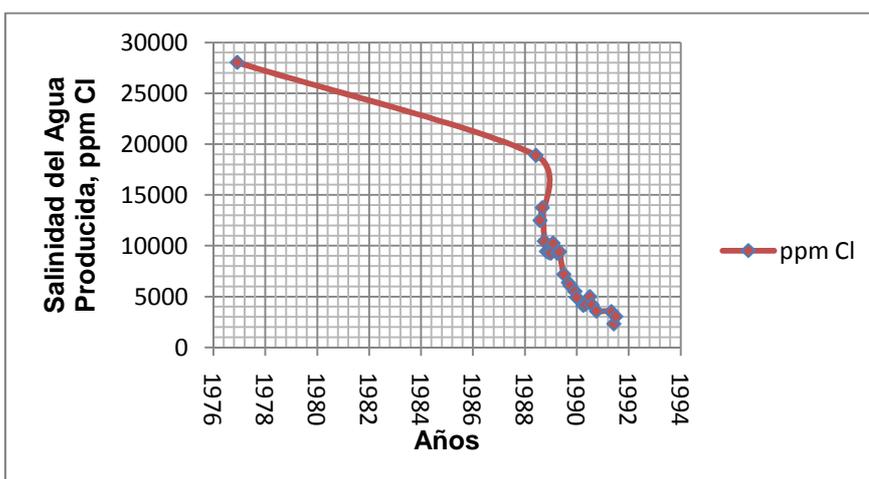
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad del agua producida a través de este pozo disminuye a partir de 1988, fecha en la cual el BSW empezó a incrementarse, llegando a registrarse valores menores a 2000 ppm de Cl⁻ para el año 1991-92. Por lo tanto la salinidad registrada en este pozo corresponde a agua de inyección, (ver figura 3.49).

FIGURA 3.49

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-055. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 5.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: aunque los datos petrofísicos tomados en cada pozo son buenos pues la permeabilidad sobrepasa los 300md y la porosidad esta entre 13 y 18% la continuidad de este sistema se ve afectada por presencia de arenas sucias en el pozo productor y una disminución en el espesor de arena en la interconexión de estos pozos; por otra parte los datos de presión revelan un continuo incremento de presión y el BSW se incrementa casi de 0 a 31% en menos de un año, mientras la salinidad del agua producida ha disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-.

Por lo tanto se puede afirmar efectos de la inyección de agua en este pozo, pero no se puede asegurar que el agua provenga del WIW-5 pues la comunicación del sistema no es segura. Existe el pozo inyector WIW-6 al cual también se le puede atribuir la influencia, lo cual será analizado en siguientes sistemas.

3.6.1.6 Pozo Inyector WIW-6 (SAC-090)

Con el pozo inyector WIW-5 se consideraron los sistemas 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 que involucran los pozos productores SAC-055, SAC-86, SAC-028 y SAC-113 que se describen a continuación.

3.6.1.6.1 Sistema 6.1 (WIW-6 y SAC-055)

En la tabla 3.16 se describen las principales características del sistema 6.1.

TABLA 3.16
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 6.1

Pozo inyector WIW-6	Pozo productor SAC-055
---------------------	------------------------

Intervalo de Inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9450'-9493'	"U"	Canales mareales	2000	9398'-9474'	"U"	Canales mareales	3030

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla entre estos dos pozos que interfiera en la continuidad del sistema. Los espesores promedio de arena varían de 30 y 40 pies en el inyector a 20 y 30 pies en el productor.

La correlación de pozos muestra arenas bastante sucias, mientras el mapa de espesores muestra que la continuidad de arena favorece la inyección en este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.14).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el sistema es 19% para el inyector y 18% para el productor. La permeabilidad presenta valores de ≈ 375 md en el WIW-6 y $\approx 326,5$ md en el SAC-055.

Variación de la Presión: Los valores de presión disminuyen de ≈ 2743 psi en el inyector a 1500 psi en el productor.

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 6.1: Los datos petrofísicos revelan permeabilidades y porosidades semejantes (*al sistema 5.4*) lo cual es favorable para la inyección. Las condiciones sedimentarias en el productor no son favorables para la inyección, pero esto sucede para los dos sistemas. Los datos de presión como ya fue mencionado en el sistema 5.4, establece un continuo incremento de presión y las salinidades disminuyen a partir de 1989 lo cual manifiesta que en esa fecha invadió el agua de inyección al pozo SAC-055.

Los resultados obtenidos en este análisis se han comparado con el análisis realizado en el sistema 5.4, con lo cual se ha llegado a la conclusión que el pozo SAC-055 puede estar influenciado por el inyector WIW-6.

3.6.1.6.2 Sistema 6.2 (WIW-6 y SAC-086)

En la tabla 3.17 se describen las principales características del sistema 6.2.

TABLA 3.17
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 6.2

Pozo inyector WIW-6				Pozo productor SAC-086			
Intervalo de Inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-

TABLA 3.17 CONTINUACIÓN

Intervalo de Inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9450'-9493'	"U"	Canales mareales	2000	9405'-9436'	"U"	Canales mareales	15152

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla entre estos dos pozos que interfiera en la continuidad del sistema. Los espesores de arena promedio varían de 30 - 40 pies en el inyector a 40 - 50 pies en el productor. Existe una zona de discontinuidad lineal de arena entre la comunicación del sistema según el análisis de la correlación de pozos, mientras el mapa de espesores muestra comunicación no lineal entre estos pozos, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.16).

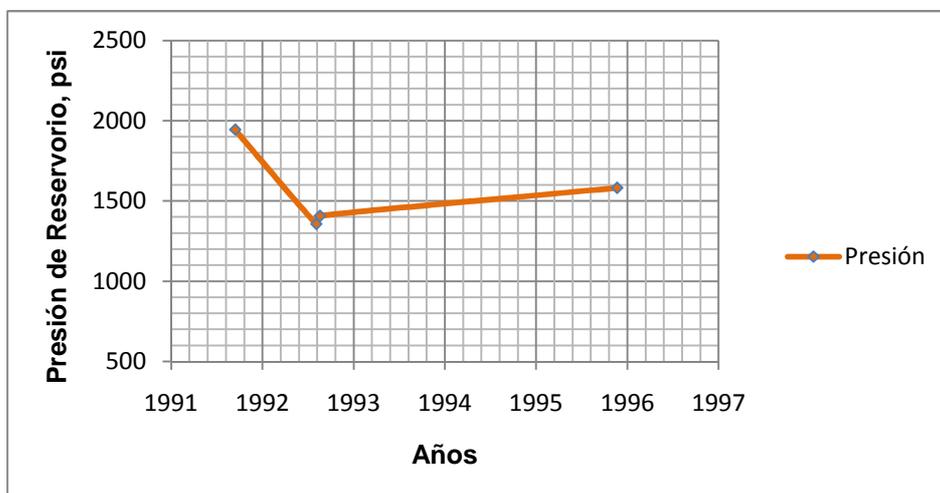
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el sistema es 19% para el inyector y de 13% para el pozo productor. La permeabilidad presenta valores de ≈ 375 md en el inyector y ≈ 30 md en el productor.

Variación de la Presión: Los valores de presión disminuyen de ≈ 2743 psi en el inyector a 1588 psi en el SAC-086.

La presión de reservorio registrada en el pozo productor indica que ha existido una disminución drástica de ≈ 500 psi desde septiembre de 1991 a julio de 1992 lo cual pudo haber sido progresivo desde años anteriores debido a un daño en la formación. Para septiembre de 1995 se realiza otra prueba de presión la cual indica que ésta se ha incrementado ≈ 200 psi, lo cual puede ser atribuido a una posible influencia de la inyección de agua, (ver figura 3.50).

FIGURA 3.50

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-086. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

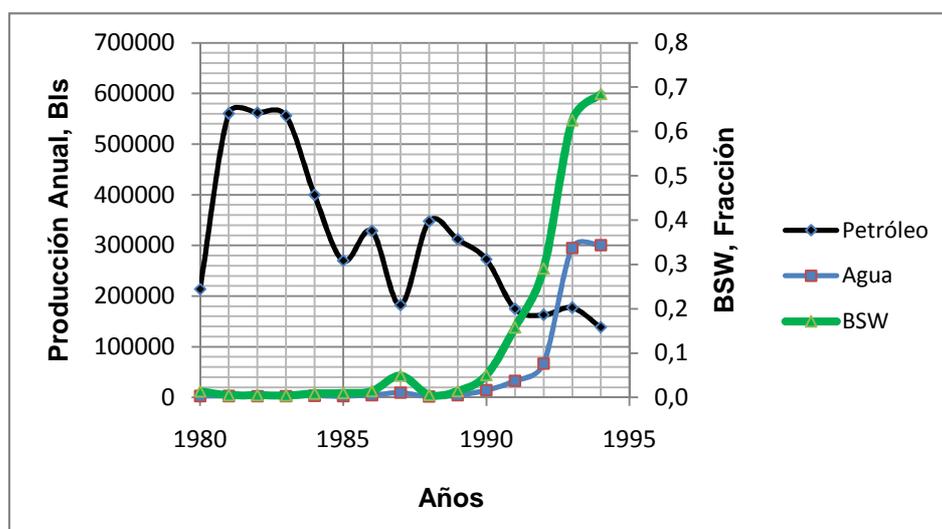
Historial de producción: La producción del pozo SAC-086 empieza en agosto de 1980 con un caudal de 1242 BPPD y un BSW de 2 % de la formación Napo. Se registra una producción regular durante el tiempo de producción de este pozo, hasta diciembre de 1993.

En enero de 1994 se cierra la arena "T" y se produce solo de la arena "U" hasta julio del mismo año, fecha en la cual se cierra la producción por alto BSW. Actualmente el pozo se encuentra cerrado.

Se observa producciones de petróleo muy altas que empiezan a decaer a partir de 1984, la producción de agua es inferior al 10% hasta el año de 1989, a partir de 1990 se incrementa el BSW drásticamente de $\approx 0\%$ a 91% en julio de 1994, esto indica que posiblemente en el año de 1990 el frente de inyección de agua alcanzo la producción de este pozo, (ver figura 3.51).

FIGURA 3.51

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-086. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

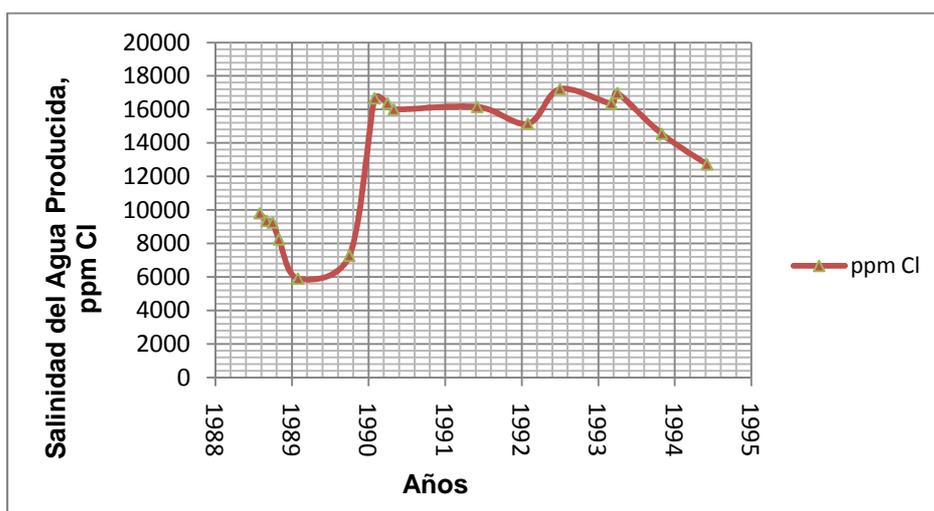
ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Los datos de salinidad tomados desde 1988 son inferiores a 10000 ppm de Cl⁻ hasta el año de 1990, a partir de esta fecha se incrementan a 16000 ppm de Cl⁻, y se mantienen constantes hasta 1993, donde se observa disminuciones paulatinas de la salinidad hasta 1994.

Se observa que la fecha cuando se incrementaron los valores de salinidad coinciden con la del incremento del BSW. Los valores de salinidad medidos antes de esta fecha no son confiables, pues la producción de agua era prácticamente nula (las mediciones corresponden a fluido de matado).

A partir de 1990 los valores de salinidad se mantienen constantes, pero desde 1993 se observa que estos valores disminuyen, lo cual indica que existe agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.52).

FIGURA 3.52
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-086. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 6.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

En el intervalo de inyección no existe ninguna falla que interfiera con la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias analizadas en el mapa de espesores favorecen la interconexión entre estos pozos; la presión de reservorio se ha incrementado durante el tiempo de producción; el BSW se ha

incrementado drásticamente; y la salinidad tiene una tendencia a disminuir. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-086.

3.6.1.6.3 Sistema 6.3 (WIW-6 y SAC-028)

En la tabla 3.18 se describen las principales características del sistema 6.3.

TABLA 3.18
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 6.3

Pozo inyector WIW-6				Pozo productor SAC-028			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9450'-9493'	"U"	Canales mareales	2000	9368'-9408'	"U"	Canales mareales	3550

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no presenta fallas que interfieran en su continuidad. Los espesores promedio arenosos varían de 30-40 pies en el inyector a 50-60 pies en el productor. Existe una zona de discontinuidad lineal de arena entre la comunicación del sistema, según el análisis de la correlación de pozos, mientras el mapa de espesores muestra comunicación no lineal entre estos pozos, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.16).

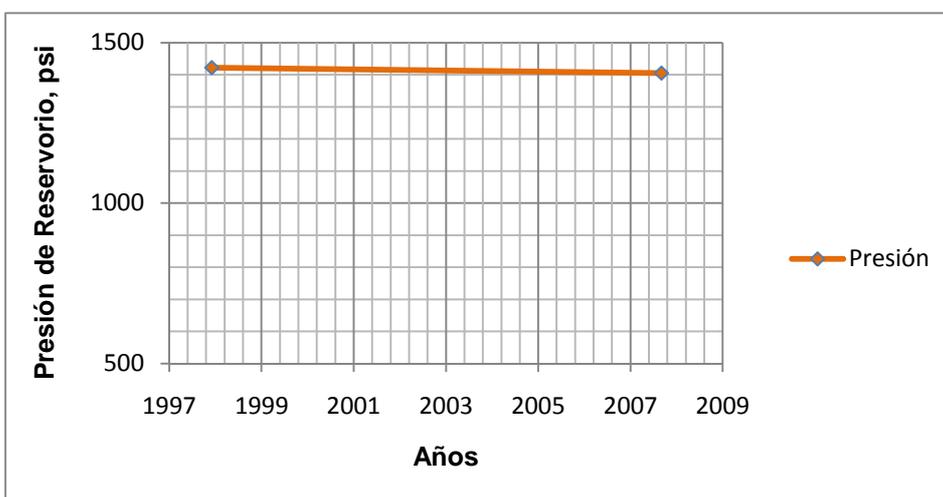
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el sistema es 19%. La permeabilidad varía desde ≈ 375 md en el pozo inyector a 1367 md en el productor.

Variación de la Presión: Los valores de presión son ≈ 2743 psi en el inyector y 1405 psi en el SAC-28. La presión disminuye desde el pozo inyector al pozo productor, lo que facilita el movimiento de fluidos en esa dirección.

Se observa que la presión se mantiene constante, aunque el intervalo corresponde al tiempo de cierre de la producción de esta arena, lo que dificulta concluir si la inyección de agua ha influenciado en el mantenimiento de la presión de reservorio para este pozo, (ver figura 3.53).

FIGURA 3.53

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-028. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

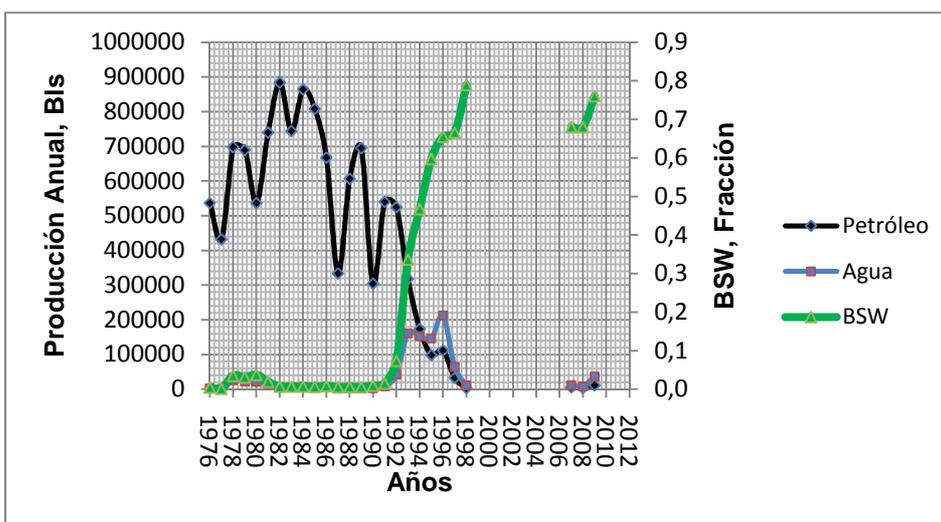
Historial de Producción: La producción del pozo SAC-028 empieza en febrero de 1976 de la formación Napo con un caudal de 20 BPPD y un BSW de 3 %. En el año de 1987 se cierra el pozo para trabajos de reacondicionamiento y no registra producción durante 2 meses. Entre los meses de abril - agosto de 1990 realizan cambio de arena y se produce de Hollín.

En mayo de 1997 se cierra la producción de Napo por alto BSW y se produce de Hollín hasta noviembre del mismo año. Se registra producción de la arena "U" desde diciembre de 1997 hasta enero de 1998. En febrero de 1998 se

cambia de arena y se produce de la arena "T" hasta mayo del 2007. El 12 de junio del 2007 se cambia de arena y se produce de la arena "U" hasta mayo del 2009.

Se observa una producción bastante irregular para este pozo y que a partir del año 1991 el BSW empieza a aumentar drásticamente, de $\approx 0\%$ a 76% en el 2009, lo que indica que posiblemente el incremento de BSW corresponda al frente de inyección de agua que alcanzó la producción del pozo SAC-028, (ver figura 3.54).

FIGURA 3.54
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-028. ARENA "U"



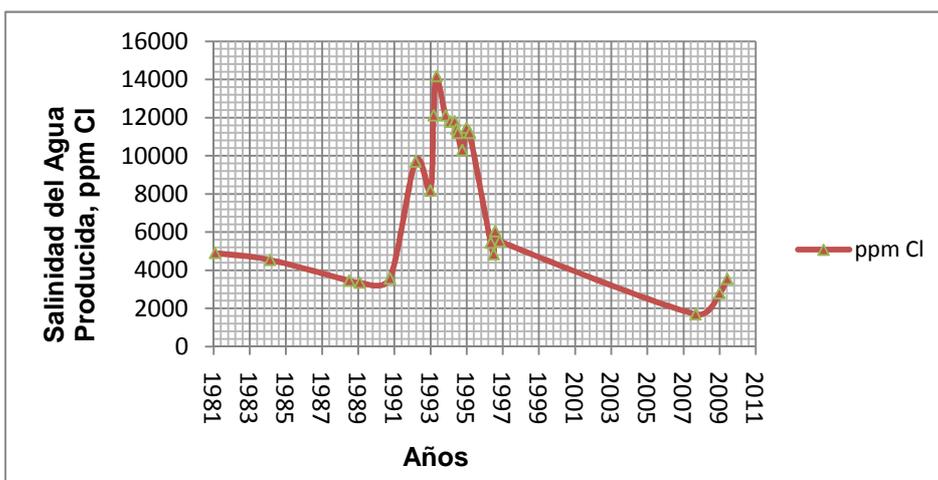
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad registrada hasta el año de 1991 no tiene importancia ya que el BSW hasta entonces fue cercano a 0 %. Se observa que los valores de salinidad del agua producida registrados para el intervalo 1991-95 aumentan, lo que corresponde posiblemente a salinidad del agua de formación que fue desplazada por el frente de inyección, ya que a partir de 1995 esta salinidad disminuye, lo cual indica que el frente de inyección alcanzó la producción de este pozo.

Para los últimos años de producción la salinidad registra valores menores a 2000 ppm de Cl⁻, lo que corresponde claramente a agua de inyección, (ver figura 3.55).

FIGURA 3.55
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-028. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 6.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

La continuidad no se ve afectada por ninguna falla; las condiciones sedimentarias son favorables para la inyección de agua; existe un diferencial de presión que ayuda en el movimiento de fluidos entre el pozo inyector – productor; la presión del reservorio se mantiene; la producción de petróleo disminuye y el corte de agua se incrementa a partir del año 1991, este incremento en el BSW registra valores de salinidad menores a 6000 ppm de Cl⁻. Lo que permite indicar que el pozo SAC-028 está siendo influenciado por el frente de inyección de agua correspondiente al inyector WIW-6.

3.6.1.6.4 Sistema 6.4 (WIW-6 y SAC-113)

En la tabla 3.19 se describen las principales características del sistema 6.4.

TABLA 3.19

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 6.4

Pozo inyector WIW-6				Pozo productor SAC-113			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de Producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9450'-9493'	"U"	Canales mareales	2000	9417'-9428' 9438'-9468'	"U"	Canales mareales	2242

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no presenta fallas que interfieran en su continuidad. Los espesores promedio arenosos varían de 30-40 pies en el inyector a 50-60 pies en el productor. El análisis de la correlación de pozos y el mapa de espesores muestran que existe continuidad de arena entre los pozos de este sistema, (ver figura 3.9 y anexo No. 2, correlación 2.17).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el inyector es 19%, mientras que en el productor es 18%. La permeabilidad varía desde ≈ 375 md en el pozo inyector a 89,6 md en el productor.

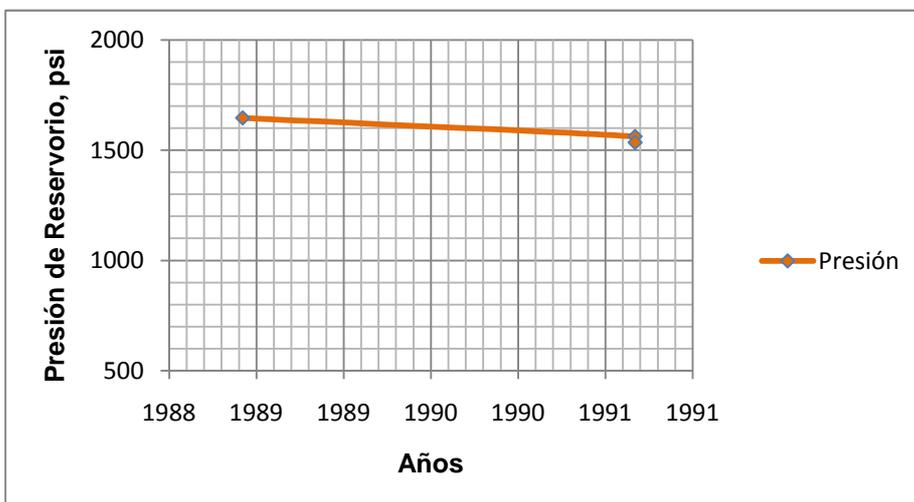
Variación de la Presión: Los valores de presión son ≈ 2743 psi en el inyector y 1562 psi en el SAC-113. La presión disminuye desde el pozo inyector al pozo productor lo que facilita el movimiento de fluidos en esta dirección.

Se observa que la presión de reservorio disminuye ≈ 60 psi durante los tres años de producción, es decir el decaimiento de presión anual es ≈ 20 psi/año, lo

que indica que posiblemente existan efectos de la inyección de agua en este pozo, (ver figura 3.56).

FIGURA 3.56

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-113. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

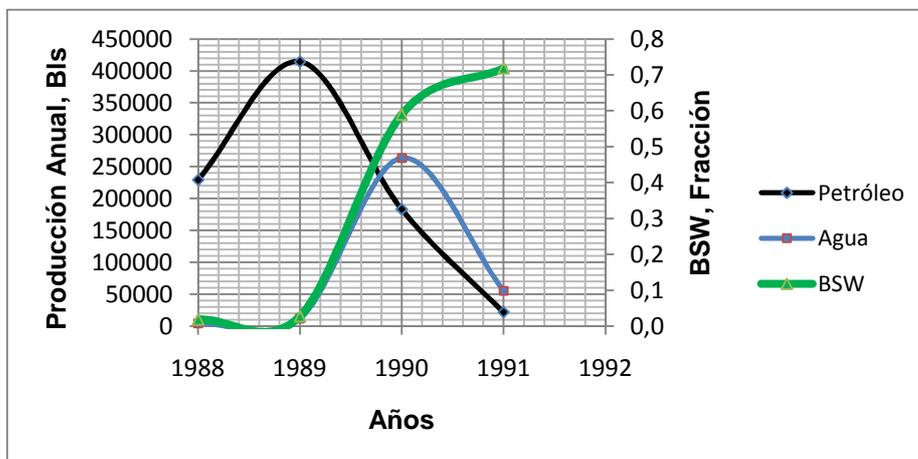
Historial de Producción: La producción del pozo SAC-113 empieza en junio de 1988 de la formación Napo con un caudal de 71 BPPD y un BSW de 1 %. En el año 1991 se cierra el pozo para trabajos de reacondicionamiento por alto BSW y solo se tiene producción para los meses de agosto y octubre. El pozo se mantiene cerrado.

Se observa que este pozo fue inundado pocos meses después de su completación y que el BSW se incrementó drásticamente a partir del año 1989, de 0% a ≈ 70 % en dos años.

Lo cual indica que el incremento del BSW en la producción de este pozo, posiblemente sea por la inyección de agua correspondiente al inyector WIW-6, (ver figura 3.57).

FIGURA 3.57

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-113. ARENA "U"



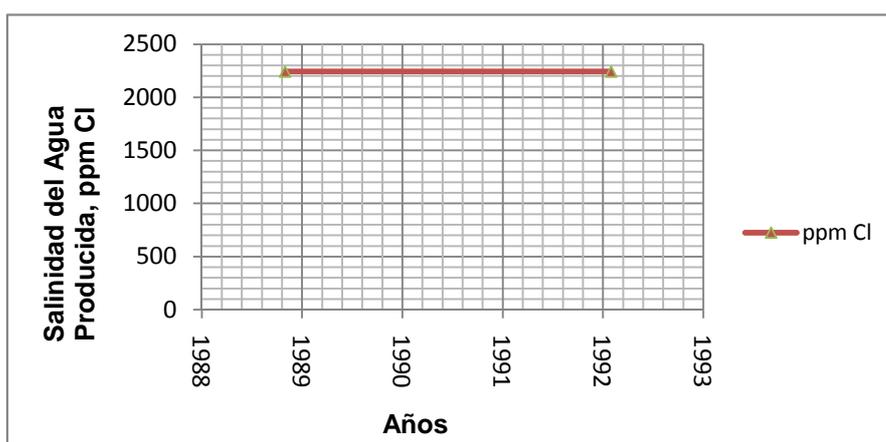
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se tienen solamente dos datos de salinidad para el tiempo de producción de este pozo, los cuales son menores a 6000 ppm de Cl- lo que corresponde a salinidad de agua de inyección, (ver figura 3.58).

FIGURA 3.58

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-113. ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 6.4: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: la continuidad no se ve afectada por

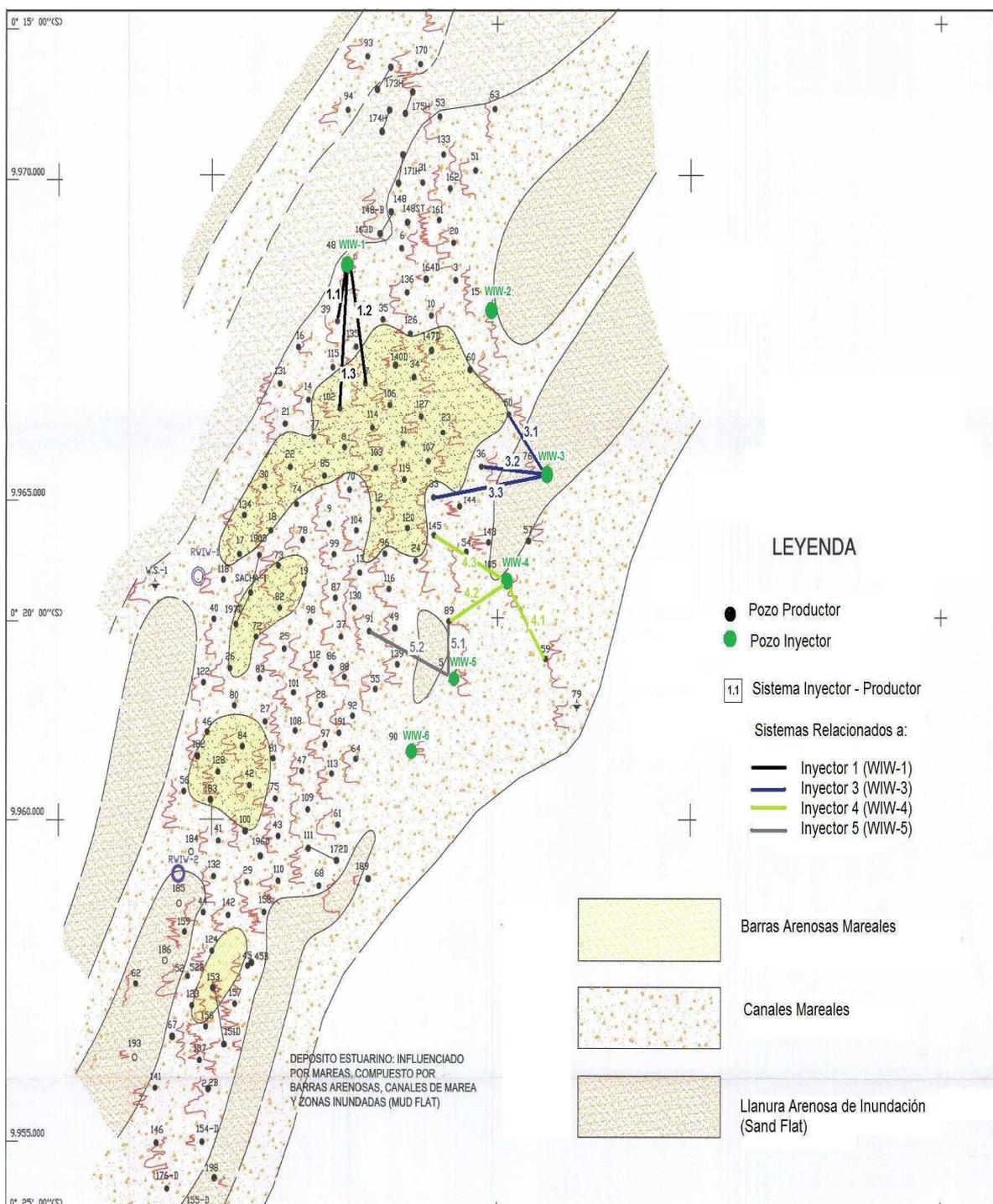
ninguna falla; las condiciones sedimentarias son favorables para la inyección de agua; existe un diferencial de presión que ayuda en el movimiento de fluidos entre el pozo inyector – productor; la disminución de la presión es mínima durante el tiempo de producción; la producción de petróleo disminuye drásticamente conforme el BSW se incrementa de 0 a 70%, y la salinidad del agua producida es menor a 6000 ppm de Cl⁻. Lo que permite concluir claramente que existen efectos de la inyección de agua correspondiente al pozo inyector WIW-6 en la producción del pozo SAC-113.

3.6.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS EN LA ARENA “T”

La ubicación de los pozos inyectores y productores que conforman los sistemas de análisis se representaron en el mapa de ambientes depositacionales de la arena “T”, (ver figura 3.59).

FIGURA 3.59

SISTEMAS INYECTORES-PRODUCTORES PARA LA ARENA “T”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

MODIFICADO POR: Autores

3.6.2.1 Pozo Inyector WIW-1 (SAC-048)

Con el pozo inyector WIW-1 se consideraron los sistemas 1.1, 1.2 y 1.3 que involucran los pozos productores SAC-039, SAC-007 y SAC-102 que se describen a continuación.

3.6.2.1.1 Sistema 1.1 (WIW-1 y SAC-039)

En la tabla 3.20 se describen las principales características del sistema 1.1.

TABLA 3.20
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.1

Pozo inyector WIW-1				Pozo productor SAC-039			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9650'-9660'	"T"	Canales mareales	2000	9640'-9682'	"T"	Canales mareales	1500
9670'-9722'	"T"	Canales mareales		9686'-9692'	"T"	Canales mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: El sistema no presenta fallas que puedan interferir en su continuidad. Los espesores promedio de arena varían de 18 pies en el inyector hasta 20 pies en el productor. La correlación de pozos muestra que existen arenas limpias en los pozos de este sistema, (ver anexo No.2, correlación 2.1).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es de 12%, mientras que en el productor es 11%. Los valores de permeabilidad son ≈ 125 md en el inyector y ≈ 120 md en el SAC-039.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2900 psi en el inyector a ≈ 1271 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Se dispone de un solo valor de presión de reservorio para el pozo productor en el año 1991, por lo tanto no es posible determinar si esta parte del yacimiento esta siendo presurizado por la inyección de agua.

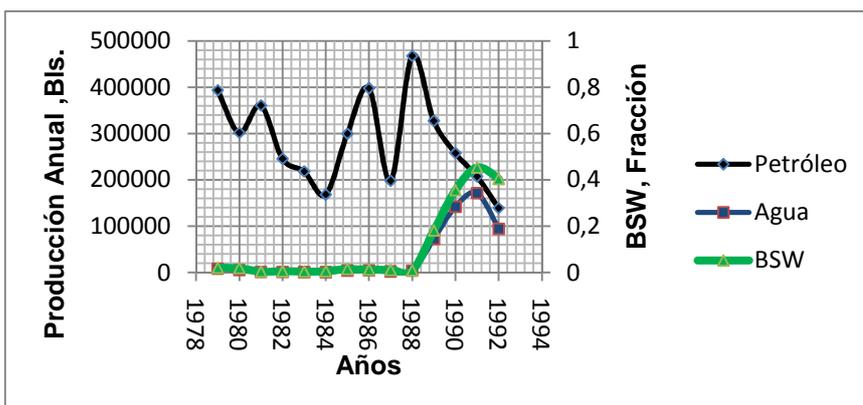
Historial de Producción: El pozo SAC-039 inicia su producción de la formación Napo el 08 de enero de 1979, produciendo 136 BPPD y un BSW de 1,96 %. Durante el año 1987 el pozo se mantiene cerrado 4 meses debido a trabajos de reacondicionamiento, por esta razón existe una disminución en la producción.

En 1992 se cierra la producción de Napo debido a un rápido aumento del BSW y una disminución del caudal de petróleo. Actualmente este pozo está produciendo de BT.

Se observa que el BSW se incrementa a partir de año 1989 pero no se tiene producción por separado para la arena "T", lo cual dificulta concluir que éste incremento sea debido al agua de inyección correspondiente al inyector WIW-1 en la arena "T", (ver figura 3.60).

FIGURA 3.60

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-039. ARENA "T"



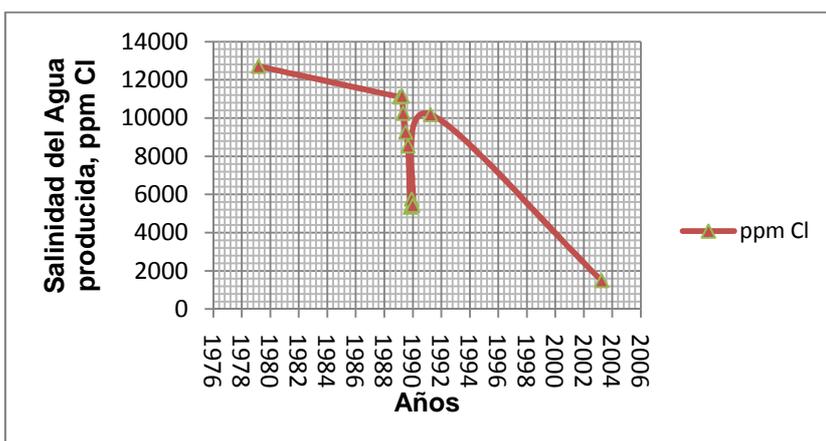
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se han registrado datos de salinidad para la arena “T” a partir de 1990, fecha en la cual el pozo presentó un incremento del BSW, en donde se observa que los valores de salinidad disminuyen hasta 1500 ppm de Cl⁻ en marzo del 2003. Por lo tanto la salinidad registrada en este pozo corresponde a agua de inyección, (ver figura 3.61).

FIGURA 3.61

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-039. ARENA “T”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que interfieran con su continuidad; las condiciones sedimentarias y petrofísicas favorecen la inyección en este sistema; no existen datos de presión

y producción para esta arena lo cual dificulta el análisis, sin embargo la salinidad registrada disminuye por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto se concluye que este pozo ha sido influenciado por la inyección de agua.

3.6.2.1.2 Sistema 1.2 (WIW-1 y SAC-007)

En la tabla 3.21 se describen las principales características del sistema 1.2.

TABLA 3.21
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.2

Pozo inyector WIW-1				Pozo productor SAC-007			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9650'-9660'	"T"	Canales mareales	2000	9633'-9726'	"T"	Barras mareales	7000

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ningún tipo de falla que pueda interferir en la continuidad de este sistema. Los espesores de arena varían desde 18 pies en el inyector a 70 -75 pies en el productor. La correlación de pozos muestra que existen arenas limpias en los pozos de este sistema, sin embargo la continuidad lineal se ve afectada por arenas sucias en el pozo SAC-135 que se encuentra entre el intervalo de este sistema, (ver anexo No.2 correlación 2.1).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es de 12% mientras que en el productor es 15%. Los valores de permeabilidad varían de \approx 125 md en el inyector a \approx 250 md en el SAC-007.

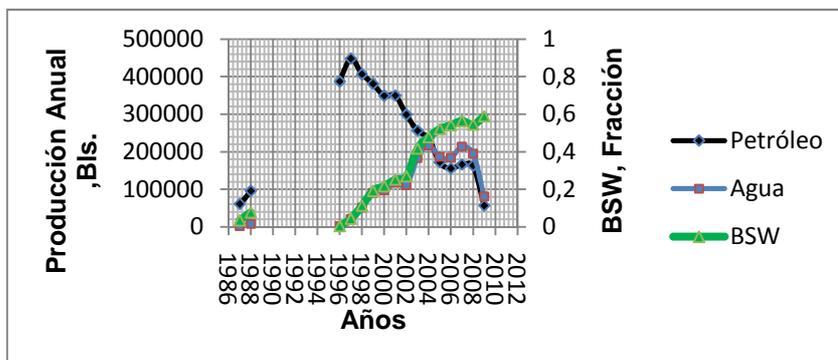
Variación en la Presión: No se han realizado pruebas de presión en este pozo por lo tanto no se tienen registros de presión que ayuden a establecer efectos de la inyección.

Historial de Producción: La producción en el pozo SAC-007 inicia en octubre de 1987 de la formación Napo, con un caudal de 452 BPPD y un BSW de 0,2 %. En el año 1988 se registra producción solo hasta abril, la misma que se reanuda en abril de 1996. A partir de esta fecha se registra una producción regular hasta mayo del 2009.

Se observa que la producción de petróleo disminuye continuamente a partir de 1997 mientras el BSW se incrementa de ≈ 0 % en 1996 a ≈ 60 % en el 2009. Por lo tanto existe la posibilidad que el incremento del BSW sea resultado de la inyección de agua, (ver figura 3.62).

FIGURA 3.62

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-007. ARENA "T"

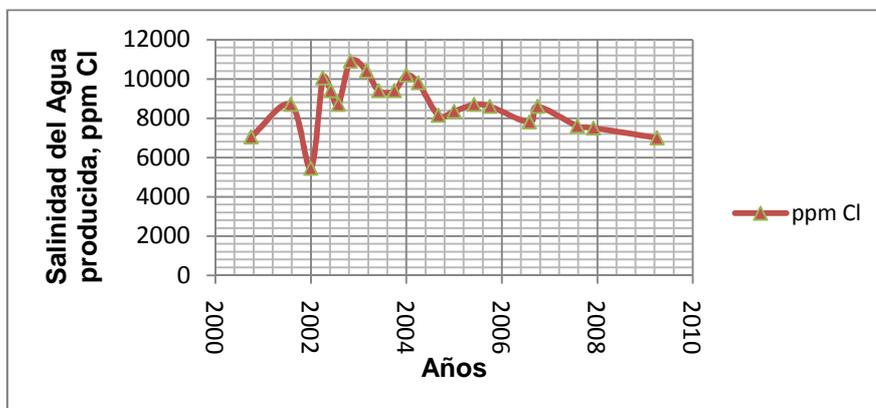


FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad registrada en este pozo pertenece a la producción de agua de las arenas "U" y "T", sin embargo se observa que los valores disminuyen a partir del año 2003 de ≈ 11000 ppm de Cl^- a ≈ 7000 ppm de Cl^- en mayo del 2009. Aunque los valores de salinidad no son menores a 6000 ppm de Cl^- su disminución a partir del año 2003 indica que posiblemente exista agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.63).

FIGURA 3.63
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-007. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que interfieran con su continuidad; los parámetros petrofísicos favorecen el movimiento de fluidos en este sistema; la producción de las arenas "U" + "T" presenta un BSW que se incrementa durante el tiempo de producción; y los valores de salinidad aunque no son menores a 6000 ppm de Cl- tienen una tendencia a disminuir. Por lo tanto, aunque no existen datos de presión de reservorio y el intervalo del sistema presenta arenas sucias, la disminución en los datos registrados de salinidad indica posible presencia de agua de inyección en la producción del SAC-007.

3.6.2.1.3 Sistema 1.3 (WIW-1 y SAC-102)

En la tabla 3.22 se describen las principales características del sistema 1.3.

TABLA 3.22
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 1.3

Pozo inyector WIW-1	Pozo productor SAC-102
---------------------	------------------------

Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9650'-9660' 9670'-9722'	"T"	Canales mareales	2000	9656'-9676'	"T"	Barras mareales	4800

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existe ninguna falla que pueda interferir en la continuidad de este sistema. Los espesores promedio varían de 18 pies en el inyector a 20 pies en el productor.

Las facies en la arena "T" varían de canales mareales a barras mareales lo cual favorece la continuidad de este sistema.

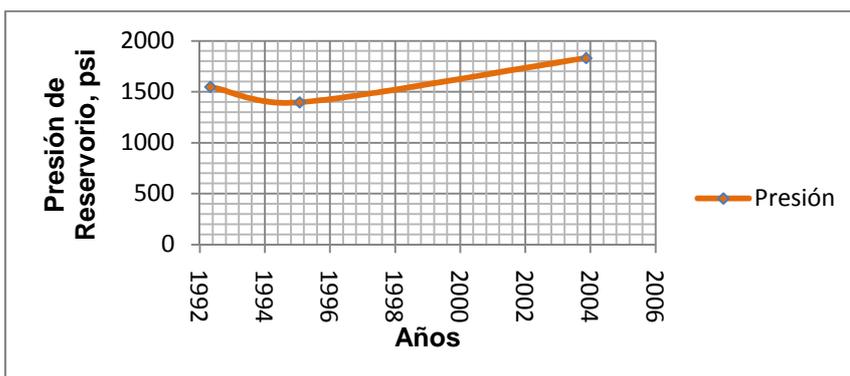
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es de 12% mientras que en el productor es 17%. Los valores de permeabilidad varían de ≈ 125 md en el inyector a ≈ 715 md en el SAC-102.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2900 psi en el inyector a ≈ 1831 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

La presión de reservorio en el pozo productor se incrementa a partir del año 1995 ≈ 400 psi hasta el 2004, lo cual indica que posiblemente la inyección de agua presurizó esta parte del yacimiento, (ver figura 3.64).

FIGURA 3.64

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-102. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

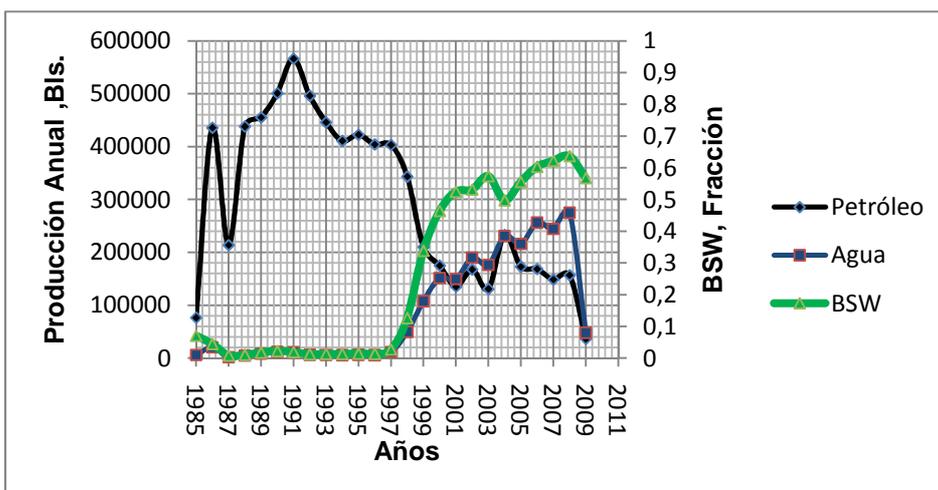
Historial de Producción: La producción en el pozo SAC-102 inicia en octubre de 1985 con un caudal de 90 BPPD y un BSW de 22 % de la formación Napo. En 1987 no se registra producción durante los meses de abril y julio, lo cual se refleja en una disminución de la producción de petróleo.

Hasta octubre del 2003 se registra una producción regular, durante noviembre y diciembre del mismo año se realizan trabajos de reacondicionamiento por alto BSW y se cierra la producción de la arena "U". En enero del 2004 se reinicia la producción solo de la arena "T" y se produce hasta mayo del 2009.

Se observa que la producción de petróleo disminuye a partir del año 1991 mientras el BSW se incrementa a partir de 1997 de ≈ 0 % a ≈ 65 % en el 2009. El incremento continuo del BSW posterior al cambio de arena realizado en el 2004 muestra que la arena "T" se encuentra inundada. Por lo tanto existe la posibilidad que el incremento del BSW sea producto de la inyección de agua (ver figura 3.65).

FIGURA 3.65

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-102. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

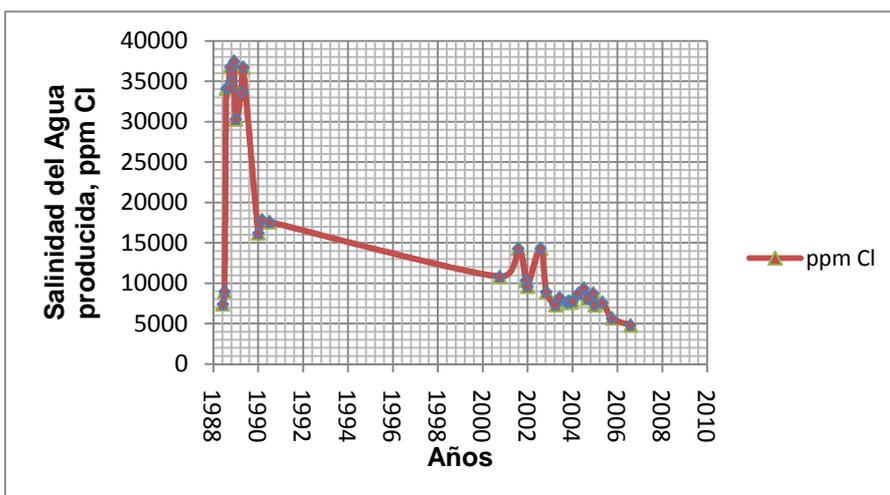
Variación de la Salinidad: Las salinidades registradas en 1988 corresponden a fluido de matado, porque en 1989 los datos registrados aumentan de valor hasta 35000 ppm de Cl⁻ que corresponde a agua de formación.

En 1990 se registran salinidades cercanas a 15000 ppm de Cl⁻ que disminuyen hasta valores de 7000 ppm de Cl⁻ a finales del 2003, todas estas mediciones pertenecen a la producción de las arenas "U"+"T", lo que indica que ha existido presencia de agua de inyección en la producción de este pozo.

A partir del 2004 los registros de salinidad corresponden a la producción de la arena "T" y muestran valores que disminuyen por debajo de los 6000 ppm de Cl⁻, lo que indica que existe presencia de agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.66).

FIGURA 3.66

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-102. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 1.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: no existen fallas que interfieran en la continuidad del sistema, las condiciones sedimentarias favorecen la inyección; los parámetros petrofísicos y el diferencial de presión favorece el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; la presión de reservorio se ha incrementado; la producción presenta un incremento paulatino del BSW; y los valores de salinidad son menores a 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-102.

3.6.2.2 Pozo Inyector WIW-3 (SAC-076)

Con el pozo inyector WIW-3 se consideraron los sistemas 3.1, 3.2 y 3.3 que involucran los pozos productores SAC-050, SAC-036 y SAC-33 que se describen a continuación.

3.6.2.2.1 Sistema 3.1 (WIW-3 y SAC-050)

En la tabla 3.23 se describen las principales características del sistema 3.1.

TABLA 3.23
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.1

Pozo inyector WIW-3				Pozo productor SAC-50			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9771'-9781'	"T"	Planicies mareales	2000	9682'-9712'	"T"	Canales mareales	8500
9790'-9797'	"T"	Planicies mareales		9727'-9737'	"T"	Canales mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

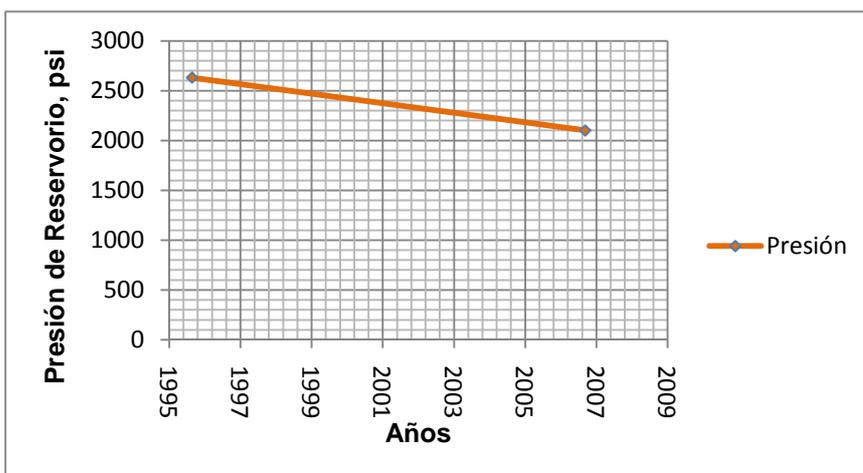
Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que impidan la continuidad de este sistema. Los espesores promedio de arena varían de 16 pies en el inyector a 21 pies en el productor. La correlación de pozos muestra que la continuidad se ve afectada por arenas sucias en el pozo productor e inyector, (ver anexo No.2 correlación 2.6).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: Los valores de porosidad y permeabilidad para el inyector WIW-3 son: $\approx 11\%$ y ≈ 50 md, mientras que para el productor son de 13% y 14 md.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2952 psi en el inyector a ≈ 2626 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector productor.

La presión de reservorio en este pozo ha disminuido ≈ 500 psi en 10 años, lo cual indica que la inyección de agua no ha presurizado esta parte del yacimiento, (ver figura 3.67).

FIGURA 3.67
PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-050. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-050 empieza en noviembre de 1980 con un caudal de 932 BPPD y un BSW 9 % de la formación Napo. Durante el periodo de abril y junio del año 1987 no se registra producción.

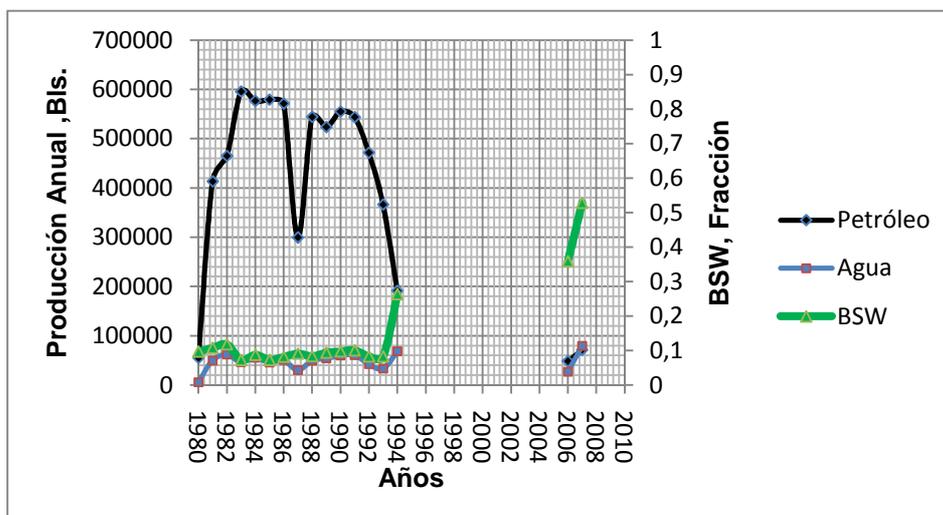
En agosto de 1995 se cierra la arena “T” hasta agosto del 2006. En septiembre del 2006 se cierra la arena “U” y se produce solamente de la arena “T” hasta octubre del 2007 fecha en la cual se cierra la producción de esta arena. Actualmente el pozo esta produciendo de la arena “U”.

Se observa que la producción de petróleo disminuye a partir de 1992, mientras el BSW se incrementa a partir de 1994 registrándose un valor de 32 % cuando aún se producía de las arenas “U” y “T”, lo cual se incrementa hasta 55 % en la producción registrada para la arena “T” en el periodo 2006 – 2007.

Esto indica que la arena “T” tiene una producción de agua que se incrementa que posiblemente sea debido al agua de inyección, (ver figura 3.68).

FIGURA 3.68

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-50. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad registrada hasta 1993 corresponde a la producción de las arenas "U"+"T" la cual registra un BSW inferior al 10%, lo que permite concluir que se trata de fluido de matado.

Los valores de salinidad registrados en los años 2006-2007 corresponden a la producción de la arena "T", los cuales no son suficientes para aseverar con claridad la influencia de agua de inyección en este pozo, (ver figura 3.69).

FIGURA 3.69

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-050. ARENA "T"

9771'- 9781'	"T"	Planicies mareales	2000	9675'-9710'	"T"	Canales mareales	4600
9790'- 9797'	"T"	Planicies mareales		9718'-9738'	"T"	Canales mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfiera en la continuidad del sistema. Los espesores promedio de arena varían de 21 a 18 pies entre inyector y productor. La correlación de pozos muestra que la continuidad se ve afectada por arenas sucias en el pozo productor e inyector, (ver anexo No.2 correlación 2.7).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es 11% y en el productor es 10 %. La permeabilidad en este sistema varía de 50 md en el inyector a 178 md en el productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2952 psi en el inyector a ≈ 2037 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector productor.

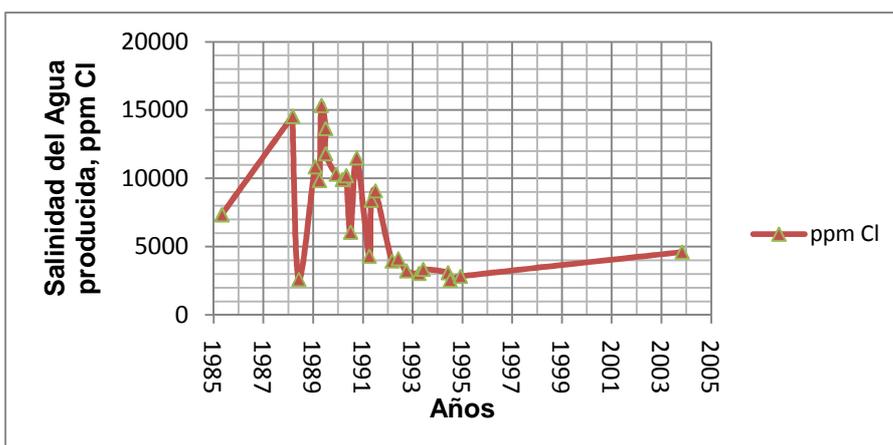
El único registro de presión fue realizado en el año de 1993 obteniéndose una presión de 2037 psi, lo que dificulta indicar si la inyección está presurizando esta parte del yacimiento.

Historial de Producción: No existe producción por separado para este pozo de la arena "T". El diagnostico del historial de producción para la formación Napo se presenta en el sistema 3.3. (3.6.1.3.3 *Sistema 3.3 (WIW-3 y SAC-036)*).

Variación de la Salinidad: Se observa que la salinidad disminuye a partir del año 1989 de ≈ 16000 ppm de Cl- a ≈ 4000 ppm de Cl- en el 2004, sin embargo los datos de salinidad registrados en este pozo en su mayoría corresponden a la producción de las arenas "U"+"T", lo cual dificulta concluir si existe presencia

de agua de inyección en la producción de la arena “T” en este pozo, (ver figura 3.70).

FIGURA 3.70
SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-036. ARENA “T”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las condiciones del sistema 3.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: las condiciones sedimentarias no favorecen la continuidad de la arena en este sistema; los parámetros petrofísicos dificultan el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; no existe datos de presión de reservorio, producción y salinidad de “T”, lo cual dificulta concluir la existencia de efectos de la inyección de agua en este pozo.

3.6.2.2.3 Sistema 3.3 (WIW-3 y SAC-033)

En la tabla 3.25 se describen las principales características del sistema 3.3.

TABLA 3.25

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 3.3

Pozo inyector WIW-3	Pozo productor SAC-033
---------------------	------------------------

Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9771'-9781'	"T"	Planicies mareales	2000	9619'-9669'	"T"	Canales mareales	4400
9790'-9797'	"T"	Planicies mareales		9690'-9706'	"T"	Canales mareales	

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfieran en la continuidad del sistema. Los espesores promedio de arena varían de 21 a 49 pies entre inyector y productor. La correlación de pozos muestra que existen arenas limpias en los intervalos más profundos de los pozos en este sistema, (ver anexo No.2 correlación 2.8).

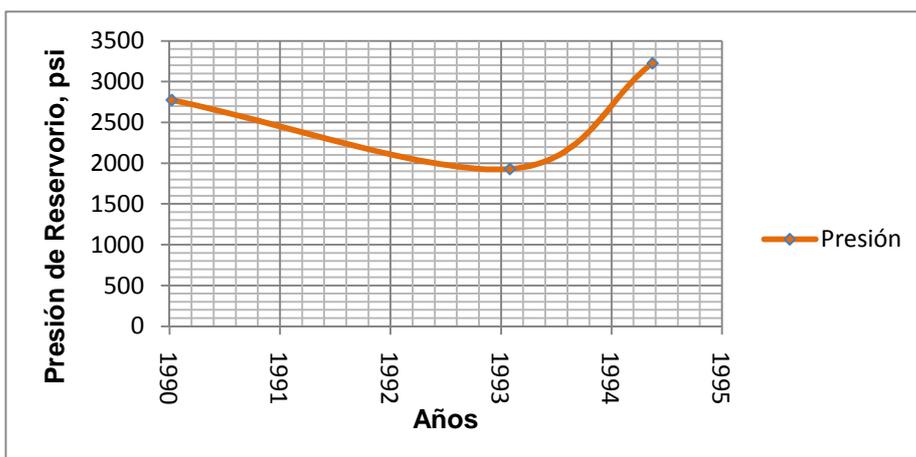
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es 11% y en el productor es 17 %. La permeabilidad en este sistema varía de 50 md a 148 md desde el inyector al productor.

Variación de la Presión: La presión disminuye de ≈ 2952 psi en el inyector a ≈ 2500 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector productor.

Los registros de presión de reservorio para el pozo productor establecen un incremento de presión a partir del año de 1993, esto puede atribuirse a la posible influencia de la inyección agua, (ver figura 3.71).

FIGURA 3.71

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-033. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

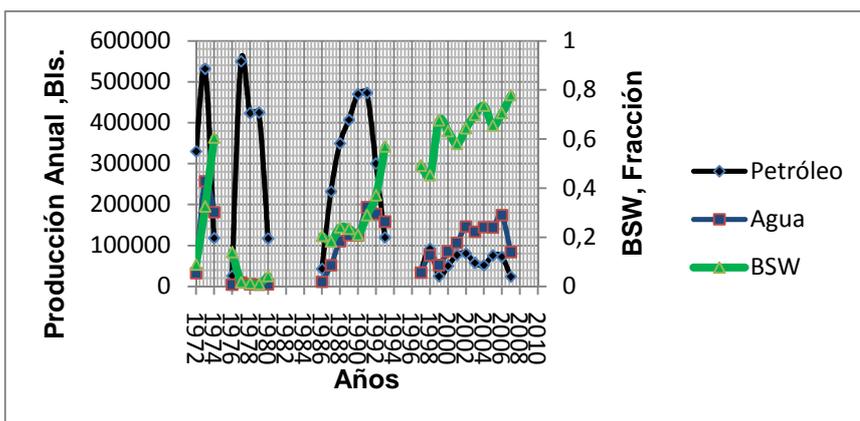
Historial de Producción: El diagnóstico del historial de producción para este pozo se presenta en el análisis del sistema 3.4 (*3.6.1.3.4 Sistema 3.4*) para Napo. La producción de “T” empieza en julio de 1999 con un caudal de 133 BPPD y un BSW de 67 % de forma regular hasta junio del 2007, fecha en la cual se deja de producir por alto BSW. Actualmente el pozo se mantiene cerrado en espera de trabajo de reacondicionamiento.

La presión de la arena “T” es superior a la presión de la arena “U” con lo cual la producción hasta el año de 1999 de las arenas “U”+“T” puede ser atribuida en su mayoría a la arena “T”.

Se observa que el BSW se incrementa drásticamente a partir de 1986 y continua a partir de 1999 cuando se produjo de la arena “T” llegando a registrarse un BSW de 77% en el 2007, lo que indica que el incremento del BSW en este pozo posiblemente sea por la inyección de agua, (ver figura 3.72).

FIGURA 3.72

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-033. ARENA “T”



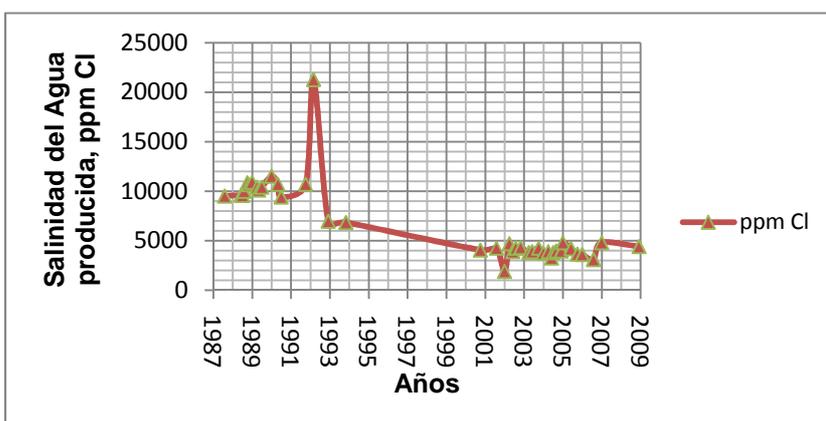
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: A partir de 2001 se tienen valores de salinidad correspondiente únicamente a la producción de la arena “T” y se observa un claro decremento de la salinidad a valores inferiores a 5000 ppm de Cl⁻ en el año 2007. Por lo tanto la salinidad registrada en este pozo corresponde a salinidades de agua de inyección, (ver figura 3.73).

FIGURA 3.73

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-033. ARENA “T”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 3.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: el intervalo de inyección no presenta fallas que interfieran en la continuidad del sistema; los parámetros petrofísicos favorecen al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; la presión

de reservorio se ha incrementado; la producción presenta un incremento del BSW; y la salinidad del agua producida ha disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado de manera directa a la producción del pozo SAC-033.

3.6.2.3 Pozo Inyector WIW-4 (SAC-105)

Con el pozo inyector WIW-4 se consideraron los sistemas 4.1, 4.2 y 4.3 que involucran los pozos productores SAC-059, SAC-089 y SAC-145 que se describen a continuación.

3.6.2.3.1 Sistema 4.1 (WIW-4 y SAC-059)

En la tabla 3.26 se describen las principales características del sistema 4.1.

TABLA 3.26
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 4.1

Pozo inyector WIW-4				Pozo productor SAC-059			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9762'-9782'	"T"	Canales mareales	2000	9768'-9813'	"T"	Canales mareales	5150

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfiera en la continuidad del sistema. La variación de espesores promedio de arena es de 26 pies en el inyector a 57 pies en el pozo productor.

La correlación de pozos muestra que existe arena limpia en el pozo productor, mientras el inyector presenta una arena sucia, se observa también que la base

de la arena del pozo SAC-059 se encuentra 47 pies bajo la base del intervalo de inyección, (ver anexo No. 2, correlación 2.10).

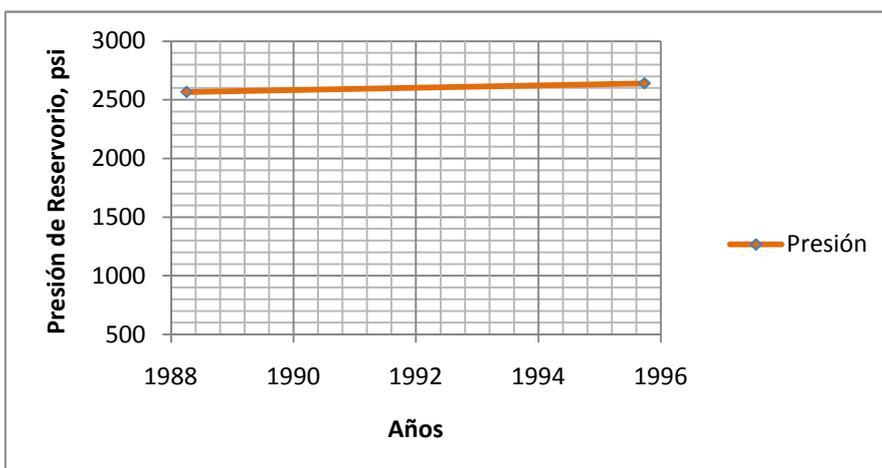
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad aumenta de 14% a 16% desde el inyector hacia el productor. Los valores de permeabilidad varían de ≈ 85 md en el WIW-4 a 100 md en el SAC- 59.

Variación de la Presión: La presión en este sistema disminuye desde ≈ 3408 psi en el inyector a 2640 psi en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

Los datos de presión de reservorio registrados para este pozo no coinciden con el intervalo de producción en la arena "T", sin embargo se observa que la presión de reservorio se ha mantenido hasta 1996, lo que indica que la inyección de agua pudo haber presurizado esta parte del yacimiento, (ver figura 3.74).

FIGURA 3.74

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-059. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

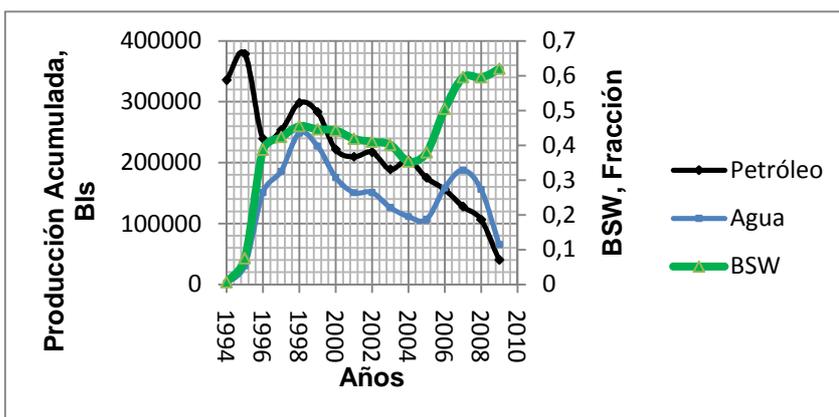
Historial de Producción: La producción del pozo SAC-059 empieza en noviembre del año 1994 de la formación Napo, produciendo 148 BPPD y un BSW de 5 %.

En enero de 1996 se prueba la arena "T" produciendo 151 BPPD y un BSW de 34 %. No se registran problemas en el historial de producción para este pozo, actualmente se encuentra produciendo de la arena "T".

Se observa que este pozo empezó a producir con un alto BSW de la arena "T", el cual ha ido incrementándose durante el tiempo de producción, mientras la producción de petróleo ha ido disminuyendo, lo que indica un posible efecto de la inyección de agua en este pozo, (ver figura 3.75).

FIGURA 3.75

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-59. ARENA "T"



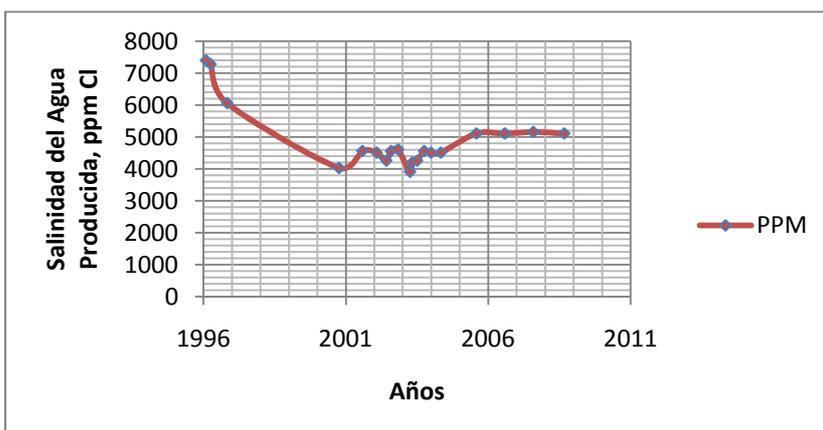
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: La salinidad disminuye desde el inicio de producción de este pozo hasta registrar un valor de 4000 ppm de Cl⁻ en el año 2001. A partir del 2002 se observa que la salinidad se ha mantenido constante. Los valores registrados están entre 4000–8000 ppm de Cl⁻ lo que indica que existe presencia de agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.76).

FIGURA 3.76

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-059. ARENA “T”



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 4.1: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

En el intervalo de inyección no existen fallas que dificulten la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias favorecen la inyección de agua; los parámetros petrofísicos y el diferencial de presión son buenos para el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; el mantenimiento de presión indica que esta parte del yacimiento se encuentra presurizado; la producción de petróleo disminuye drásticamente conforme el BSW se incrementa; y los valores de salinidad han disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-059.

3.6.2.3.2 Sistema 4.2 (WIW-4 y SAC-089)

En la tabla 3.27 se describen las principales características del sistema 4.2.

TABLA 3.27

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 4.2

Pozo inyector WIW-4				Pozo productor SAC-089			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9762'-9782'	"T"	Canales mareales	2000	9728'-9736'	"T"	Canales mareales	3030

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfieran en la continuidad del sistema. Los espesores promedio arenosos varían de 26 pies en el inyector a 7 pies en el productor. La correlación de pozos muestra que existen arenas bastante sucias en el pozo productor, lo cual dificultaría el avance del frente de inyección provocando una posible canalización de agua, (ver anexo No.2 correlación 2.9).

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad varía de 14 % en el inyector a 12 % en el productor. Los valores de permeabilidad son ≈ 85 md en el inyector y ≈ 68 md en el SAC-089.

Variación de Presión: La presión disminuye de ≈ 3408 psi en el inyector a ≈ 3003 psi es en el productor, lo cual favorece al movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor.

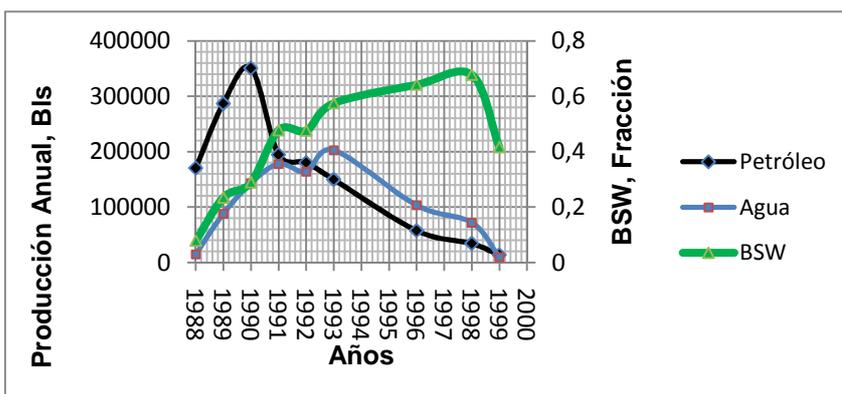
No existen registros de presión de reservorio de la arena "T" para analizar el comportamiento de la misma en el tiempo de producción de este pozo.

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-089 se inicia en mayo de 1988 de la formación Napo, con un caudal de 318 BPPD y un BSW de 6 %. Desde el año 1991 se registra una disminución en la producción de petróleo y una elevada producción de agua, razón por la cual se realizan varios trabajos de reacondicionamiento y se prueban otras arenas, es así que en el año 1996 se produce únicamente de la arena "T", donde la producción es bastante irregular, se realizan varios trabajos de reacondicionamiento con el intento de incrementar la producción de petróleo y disminuir el BSW, no se consigue el objetivo y en septiembre de 1999 se cierra el pozo por alto BSW.

Se observa que en el pozo durante su etapa de producción existe un incremento del BSW, se podría atribuir este incremento al agua de inyección que mediante la salinidad se corroborará esta hipótesis, (ver figura 3.77).

FIGURA 3.77

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-089. ARENA "T"



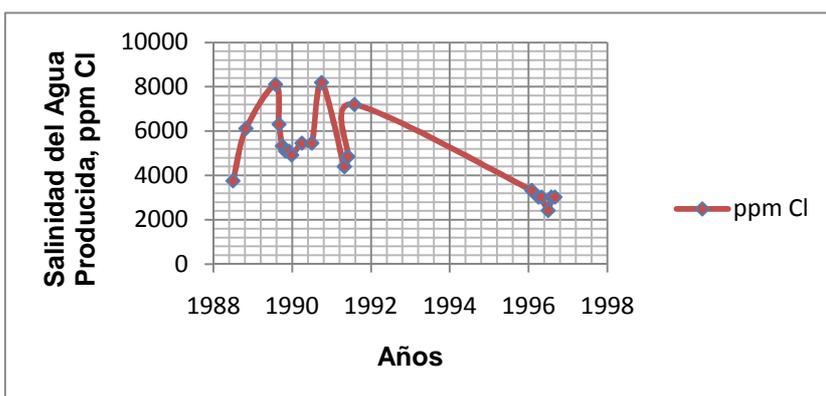
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa que los valores de salinidad desde los inicios de producción de este pozo en promedio son menores a 6000 ppm de Cl-, sobre todo a partir del año 1996 los cuales pertenecen a la producción de la arena "T" registrados entre los 3000 y 4000 ppm de Cl-, lo cual indica que existe agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.78).

FIGURA 3.78

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-089. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 4.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que interfieran en la continuidad de este sistema; las condiciones sedimentarias favorecen la inyección de agua en este sistema; la producción

de este pozo presenta un alto BSW; y los valores de salinidad del agua producida son menores a 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto el agua de inyección ha influenciado en la producción del pozo SAC-89.

3.6.2.3.3 Sistema 4.3 (WIW-4 y SAC-145)

En la tabla 3.28 se describen las principales características del sistema 4.3.

TABLA 3.28
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 4.3

Pozo inyector WIW-4				Pozo productor SAC-145			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9762'-9782'	"T"	Canales mareales	2000	9674'-9714'	"T"	Canales mareales	3900

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfiera en la continuidad del sistema. La variación promedio de espesores de arena es de 26 pies en el pozo inyector a 35 pies en el pozo productor. La correlación de pozos muestra que existen arenas limpias tanto en el inyector como en el productor y una probable continuidad lineal por la presencia de arena en el SAC-054 que se encuentra entre el sistema, (ver anexo No.2 correlación 2.18).

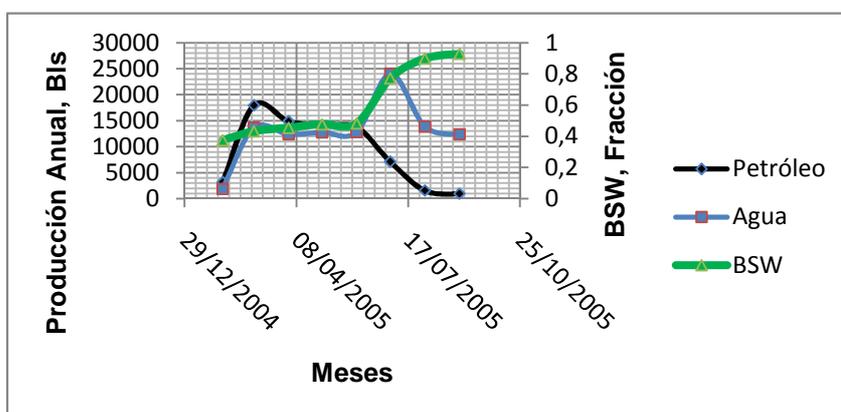
Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión: La porosidad aumenta de 14% a 19% desde el inyector hacia el productor. Los valores de permeabilidad varían de ≈ 85 md en el WIW-4 a 250 md en el productor. No se tienen registros de presión para este pozo, el pozo llegó a inundarse pocos meses de iniciar su producción en la arena "T".

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-145 empieza en febrero del 2005 de la arena "T" produciendo 113 BPPD y un BSW de 38 %. En septiembre del mismo año el pozo se cierra por alto BSW.

Se observa que a partir de mayo del 2005 la producción de agua empieza a subir de manera drástica, llegando a tener en septiembre del mismo año un BSW de 92%, lo que indica que el frente de inyección de agua ya barrió el área de producción de este pozo, (ver figura 3.79).

FIGURA 3.79

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-145. ARENA "T"



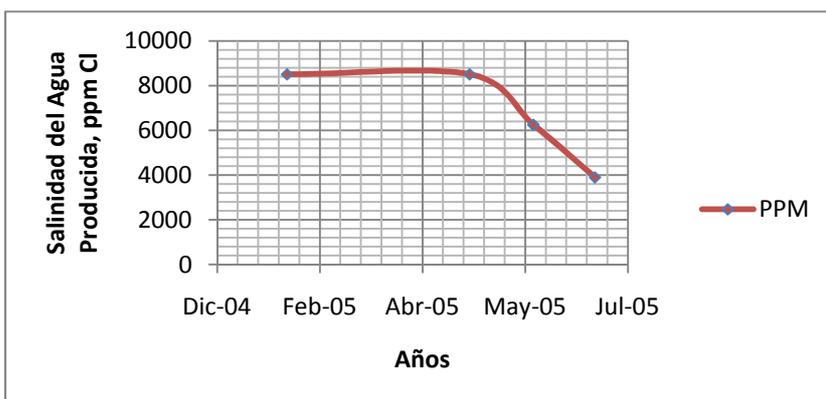
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Los datos de salinidad se observa que disminuyen a partir de mayo del 2005 de 9000 ppm de Cl-, fecha que coincide con el incremento drástico del BSW, hasta 3900 ppm de Cl- en julio del mismo año, lo que indica que existe agua de inyección en la producción de este pozo, (ver figura 3.80).

FIGURA 3.80

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-145. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 4.3: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que afecten la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y los parámetros petrofísicos favorecen el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; durante la producción de petróleo el BSW se incrementa drásticamente; y los valores de salinidad del agua producida han disminuido por debajo de 6000 ppm de Cl-. Por lo tanto la inyección de agua ha influenciado la producción del pozo SAC-145.

3.6.2.4 Pozo Inyector WIW-5 (SAC-005)

Con el pozo inyector WIW-5 se consideraron los sistemas 5.1 y 5.2 que involucran los pozos productores SAC-089 y SAC-091 que se describen a continuación.

3.6.2.4.1 Sistema 5.1 (WIW-5 y SAC-089)

En la tabla 3.29 se describen las principales características del sistema 5.1.

TABLA 3.29

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 5.1

Pozo inyector WIW-5				Pozo productor SAC-89			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9608'-9622' 9684'-9698'	"T"	Canales mareales	2000	9708'-9716' 9723'-9728'	"T"	Canales mareales	3030

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfiera en la continuidad del sistema. Los espesores promedio de arena son de 16 pies en el inyector y 7 pies en el productor. La correlación de registros muestra arenas bastante sucias en los pozos de este sistema, lo cual dificultaría la inyección en este intervalo, (ver anexo No.2, correlación 2.11)

Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad en el pozo inyector es 10 % en tanto que en el productor es 12 %. Los valores de permeabilidad varían de \approx 50 md en el WIW-5 y 68 md en el SAC-089.

El análisis de la presión, historial de producción y salinidad se realizaron con el inyector WIW-4, que se presenta en el sistema 4.2 (3.6.2.3.2 *Sistema 4.2*).

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 5.1: El análisis de este sistema presenta lo siguiente: el análisis de la correlación de pozos muestra que las condiciones sedimentarias no favorecen la continuidad de este sistema. Por lo tanto los efectos de la inyección de agua presentes en este pozo productor no pertenecen al inyector WIW-5.

3.6.2.4.2 *Sistema 5.2 (WIW-5 y SAC-91)*

En la tabla 3.30 se describen las principales características del sistema 5.2.

TABLA 3.30

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 5.2

Pozo inyector WIW-5				Pozo productor SAC-91			
Intervalo de inyección	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-	Intervalo de producción	Reservorio	Facies	Salinidad ppm Cl-
9608'-9698'	"T"	Planicies mareales	2000	9624'-9684'	"T"	Barras mareales	8650

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: No existen fallas que interfieran con la continuidad en el sistema. La variación de espesores de arena promedio es de 16 pies en el inyector a 75 pies en el pozo productor. La correlación de registros muestra presencia de arena en los pozos SAC-139 y SAC-091 que se encuentran dentro del sistema, sin embargo existe arena bastante sucia en el inyector, lo cual podría dificultar el avance de agua de la inyección, (ver anexo No.2, correlación 2.12).

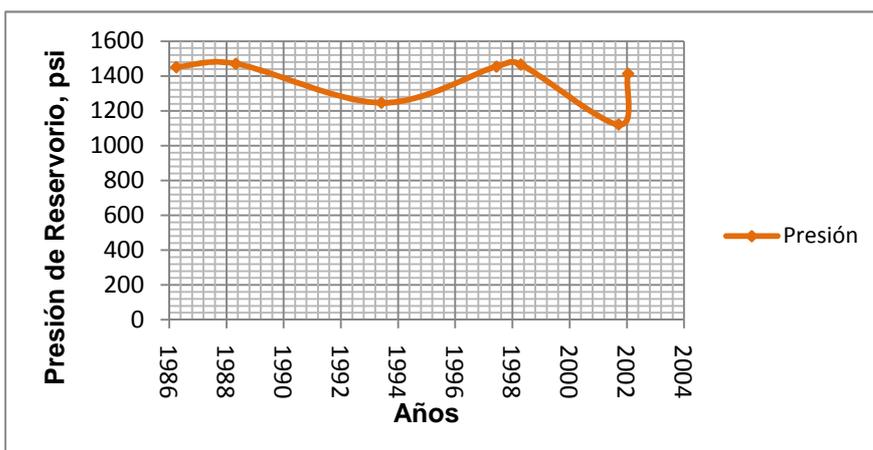
Variación de la Porosidad y Permeabilidad: La porosidad aumenta de 10% a 17% desde el inyector hacia el productor. Los valores de permeabilidad varían de ≈ 50 md en el WIW-5 a 150 md en el SAC-091.

Variación de la Presión: La presión de reservorio en este sistema disminuye de ≈ 3949 psi en el inyector a 1413 psi en el productor, lo que favorece al movimiento de fluidos entre el pozo inyector-productor.

Se observa que la presión de reservorio en el pozo productor en promedio se ha mantenido constante durante el tiempo de producción (16 años), esto indica que la inyección de agua posiblemente ha presurizado esta parte del yacimiento, (ver figura 3.81).

FIGURA 3.81

PRESIÓN DE RESERVORIO VS TIEMPO, SAC-091. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Historial de Producción: La producción del pozo SAC-091 empieza en octubre de 1985 de la formación Napo con un caudal de 126 BPPD y un BSW de 26 %.

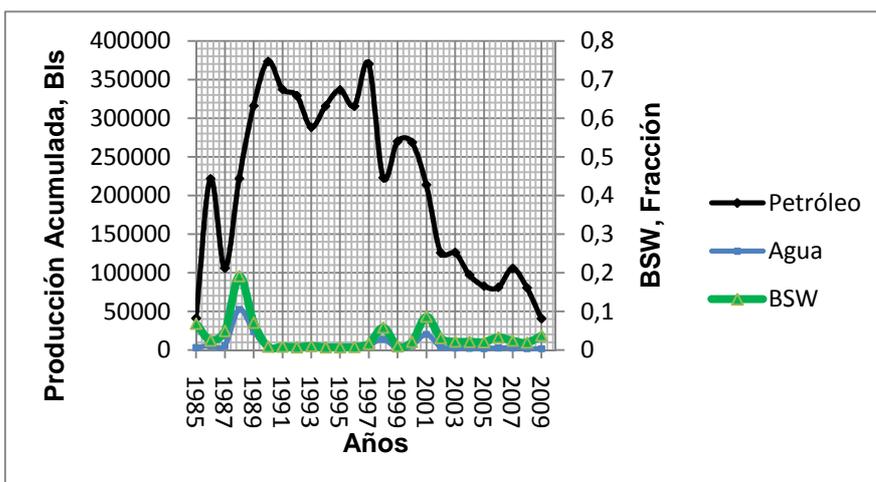
En 1987 existen problemas en el pozo y se cierra desde abril hasta junio, lo que se refleja en una disminución en la producción de petróleo. En enero 1994 se prueba la arena "T" de donde se produce hasta mayo del 2009.

Se observa un BSW de ≈ 20 % en 1988 el cual se le atribuye a fluido de matado, debido a que se cerró el pozo y luego el BSW disminuye y se estabiliza durante la producción.

En promedio se observa que en la producción de este pozo el BSW es menor a 10 %, lo que indica que el frente de inyección no alcanzado la producción del pozo SAC-91, (ver figura 3.82).

FIGURA 3.82

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-091. ARENA "T"



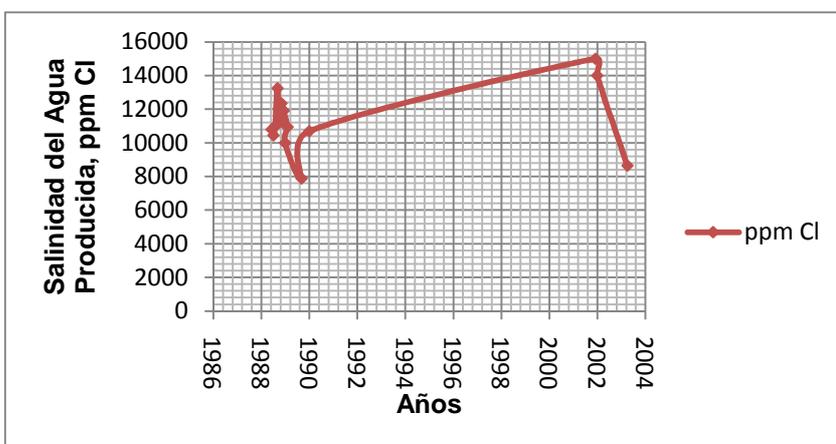
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Variación de la Salinidad: Se observa que existen registros de salinidad para fechas que coinciden con trabajos de reacondicionamiento en los cuales se cerró el pozo y luego se tuvo incrementos de BSW, por lo tanto los valores de salinidad registrados no son reflejo del agua proveniente del yacimiento, si no que se trata de salinidades de fluido de matado, (ver figura 3.83).

FIGURA 3.83

SALINIDAD VS TIEMPO, SAC-091. ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Evaluación Final de las Condiciones del Sistema 5.2: Del análisis anterior se obtuvieron los siguientes resultados: en el intervalo de inyección no existen fallas que interfieran en la continuidad del sistema; las condiciones sedimentarias y parámetros petrofísicos favorecen el movimiento de fluidos en la dirección inyector-productor; la presión de reservorio durante el tiempo de producción se ha mantenido; la producción de petróleo disminuye mientras el BSW se ha mantenido por debajo del 10%. Por lo tanto el frente de inyección no alcanzado la producción de este pozo, sin embargo es posible que la inyección de agua este presurizando esta parte del yacimiento.

CAPÍTULO 4

ALTERNATIVAS AL MODELO DE INYECCIÓN ACTUAL Y ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA DE LOS POZOS INYECTORES

El estudio realizado en el capítulo anterior ha permitido establecer los efectos de la inyección de agua en los pozos cercanos a los pozos inyectoros, que han tenido una importante producción de los yacimientos “U” y “T” del campo Sacha.

A continuación se realizó un análisis general de salinidades, BSW y presiones en pozos que han producido de los yacimientos “U” y “T”, lo cual permitió establecer el avance del frente de inyección de agua a través de estos yacimientos en el campo Sacha.

4.1.1 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “U”

El análisis del avance del frente de inyección de agua se realiza en un sistema geográfico tomando como punto de referencia cada inyector, donde se detalla: volúmenes de agua inyectada y fechas de ruptura.

4.1.1.1 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-1

El inyector WIW-1 (SAC-048) empieza a inyectar en noviembre de 1986 y hasta mayo del 2009 se ha inyectado 13'483,639 barriles de agua en la arena "U", en su área de influencia hay pocos pozos que tienen arenas bien desarrolladas y actualmente ningún pozo de esa área está produciendo de ésta arena, el pozo del área que tuvo una mayor producción de las arenas "U"+"T" es el SAC-039 que dio cuatro millones de barriles de esas arenas y está inundado desde 1989. Hacia el Noreste del inyector la arena "U" no parece tener continuidad con los pozos SAC-163D y SAC-006.

Hacia el Sureste del inyector, los pozos SAC-136, SAC-035 y SAC-135 no tienen arenas bien desarrolladas y sus yacimientos no tienen continuidad con los del resto del campo más al Este y más al Sur, (ver anexo No.1 figura 1.3). Sin embargo cuando se probó el pozo SAC-035 de la arena "U" en junio del 2009, el pozo se inundó de inmediato, así como también el pozo SAC-126 que pocos meses después de empezar a producir empezó a incrementar drásticamente el BSW desde 1994 con valores de salinidad menores a 6000 ppm de Cl-, lo que indica que ha existido presencia de agua de inyección en estos dos pozos.

Hacia el Oeste del inyector los pequeños yacimientos que existen en la arena "U" están comunicados con acuíferos activos por sistemas de fracturas que existen entre las pequeñas fallas discontinuas que limitan el campo al Oeste. Del agua que ingresa a los yacimientos en la zona, la que se inyecta en el pozo WIW-1 representa una parte insignificante, y el agua inyectada se pierde probablemente en ese mismo sistema de fracturas.

Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.1.

TABLA 4.1

FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-1 DE LA ARENA "U"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-039	1989	3250	77	----
SAC-126	1994	6650	71	----
SAC-035	1999	-----	78	La fecha corresponde al inicio de producción, sin embargo esta zona fue inundada probablemente mucho más antes ya que este pozo está entre el inyector y el SAC-126. No se han tomado registros de salinidad.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.1.2 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-2

El inyector WIW-2 (SAC-015) empieza a inyectar desde noviembre de 1986 y hasta mayo del 2009 se ha inyectado 14'373,762 barriles de agua en el yacimiento "U". Hacia Noroeste se identificó un avance de agua proveniente de este inyector, el cual posiblemente está presurizando esta parte del yacimiento, ya que las presiones en el pozo SAC-003, SAC-20 y SAC-006 son cercanas a 2000 psi. Hacia el Noreste del inyector hay arenas bien desarrolladas donde no existen pozos perforados lo cual dificulta el análisis y es muy probable que el frente esté avanzando en esta dirección ya que no se observan efectos en las otras direcciones del área. Hacia el Sur existen zonas de espesor muy reducido lo cual ha impedido el avance del frente, (ver anexo No.1 figura 1.3).

4.1.1.3 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-3

El inyector WIW-3 (SAC-076) empieza a inyectar desde noviembre del año 1986 y hasta mayo del 2009 se ha inyectado 23'553,319 barriles de agua en el yacimiento "U". En este inyector el avance de agua está alcanzando parte de la

región Central-Norte del campo donde varios pozos tienen una importante producción acumulada del yacimiento "U", los pozos más afectados son los que están más cerca del inyector, independientemente de su posición estructural, en el pozo SAC-036 la subida del corte de agua se dio en 1989 y en los pozos SAC-033 y SAC-034 entre 1990 y 1993, mientras el SAC-023 el cual presento un alto BSW desde el inicio de su producción en 1997.

Los pozos SAC-126, SAC-007, SAC-102, SAC-077 y SAC-085 fueron inundados en los años 1994, 1998, 1998, 2002 y 2004 respectivamente, el avance de agua que existió en estos pozos posiblemente fue provocado por la inyección en los pozos WIW-1 y WIW-3 que al parecer se fusionan en el área del pozo SAC-126.

Otro frente fue identificado en la dirección Suroeste inundando a los pozos SAC-107 el cual presentó un alto BSW desde el inicio de su producción en 1996, SAC-033, SAC-120 y SAC-104 en los años 1990, 1997 y 2000 respectivamente.

Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.2.

TABLA 4.2
FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-3
DE LA ARENA "U"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-036	1989	2818	72	----
SAC-023	1996	5350	67	Desde que empezó a producir en el año 1996 la zona ya estuvo invadida por el frente de inyección.
SAC-107	1997	5100	79	La fecha corresponde al inicio de producción, probablemente la zona ya estuvo invadida por el frente de inyección.

TABLA 4.2 CONTINUACIÓN

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-033	1990	3000	26	----
SAC-034	1993	4300	77	----
SAC-007	1998	7000	58	Aunque el valor de salinidad es mayor a 6000 ppm de Cl-, la disminución desde valores mayores a 20000 ppm de Cl- indican que existe agua de inyección en la producción de este pozo.
SAC-102	1998	7750	65	La salinidad ha disminuido de 38000 ppm de Cl- registrada en 1990.
SAC-120	1997	8200	63	La fecha corresponde al inicio de producción. Ha existido muy pocos meses de producción y no existen más datos de salinidad.
SAC-104	2000	20500	80	La salinidad ha disminuido de 34000 ppm de Cl- en el 2000 a 20500 en el 2003.
SAC-077	2002	7600	71	Se han registrado valores cercanos a 20000 ppm de Cl- en el 2003 y ha disminuido a 7600 ppm de Cl- en el 2009
SAC-085	2004	6800	72	La salinidad ha disminuido desde valores cercanos a 30000 ppm de Cl- en el 2003. La salinidad corresponde al 2007.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.1.4 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-4

En el inyector WIW-4 (SAC-105) se inyectó 29'138,258 barriles de agua hasta mayo del 2009, que vienen a ser 10 millones más de lo que se inyectó en el pozo WIW-5 y 6 millones más de lo que se inyectó en el pozo WIW-3. Este inyector presenta un posible avance hacia el Norte por los pozos SAC-143 que fue inundado tres meses después de ser completado en el año 1996, SAC-054 del cual no se pudo recuperar un pescado en 1985, SAC-057 del cual colapsó el casing en 1980 y que probablemente haya alcanzado el frente de avance de

agua del inyector WIW-3, pero no se tienen datos para ser analizados. Hacia el Este existe un avance del frente de agua en el pozo SAC-169d que debe continuar en esa dirección.

Hacia el Sureste el pozo SAC-059 cuando empezó a tener un aumento del BSW se cerró la producción de la arena "U", lo cual ha dificultado identificar efectos de la inyección en este pozo, sin embargo se observa que la presión se ha mantenido, el pozo SAC-089 no presenta continuidad en la arena por lo tanto no está influenciado por este inyector.

Finalmente se debe señalar que existe una barrera hacia el Oeste en los pozos SAC-166d y SAC-116 que no permiten el avance de la inyección en esa dirección, (ver anexo No.1, figura 1.3). Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.3.

TABLA 4.3

FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-4 DE LA ARENA "U"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-143	1996	3200	100	El pozo empezó a producir en 1996 y se inundó luego de tres meses, el frente de inyección ya inundó esta área antes, debido a que el inyector esta actuando desde 1986.
SAC-169d	2009	5400	20	Este pozo empezó a producir en noviembre del 2008, probablemente el frente de inyección ya alcanzó esta área, debido a que el inyector esta actuando desde 1986.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.1.5 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-5

El inyector WIW-5 (SAC-005) empezó a inyectar en el yacimiento “U” desde noviembre de 1986 y hasta mayo del 2009 se han inyectado 19'523,924 barriles de agua, en su área de influencia hay pocos pozos que tienen arenas bien desarrolladas y las condiciones sedimentarias no favorecen la continuidad entre los pozos productores cercanos a este inyector. Es así que el pozo SAC-089 es el único que evidencia producción de agua de inyección proveniente de este inyector desde el año 1988.

Es muy probable que el agua de inyección este avanzando hacia el Sureste en donde se observan zonas de areniscas bien desarrolladas, pero no existen pozos que permitan confirmar este avance.

4.1.1.6 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-6

El inyector WIW-6 (SAC-090) empezó a inyectar en noviembre de 1986 en el yacimiento “U” y hasta mayo del 2009 se inyectó 24'390,365 barriles de agua, en su área de influencia hay pozos que tienen arenas bien desarrolladas, es así que se ha podido identificar el frente de agua que avanza hacia el Noroeste, en donde se observan claros efectos en los pozos SAC-055, SAC-092, SAC-028 y SAC-086 que han tenido una importante producción de ésta arena; hacia el Oeste se observan efectos sobre los pozos SAC-097 y SAC-064, el pozo SAC-191 nunca ha sido probado de la arena “U” el cual posee una arenisca bastante desarrollada, por lo que se cree que la inyección de agua desplazó el petróleo hacia otros lugares; hacia el Suroeste se ha realizado un análisis de la salinidad del agua producida y se observa que existe agua de inyección en los pozos SAC-113, SAC-047, SAC-081, SAC-084 y SAC-043, el pozo SAC-196d del análisis mostró un alto BSW y salinidad bajo los 3000 ppm de Cl- pero se descartó que es debido a la inyección ya que cuando se terminó de perforar este pozo no se bajó el casing hasta varios meses después y cuando fue probado el aporte de fluidos fue muy bajo por lo cual se fracturó.

Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.4.

TABLA 4.4
FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-6 DE LA ARENA "U"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-055	1988	2303	70	----
SAC-064	1988	3939	65	El pozo inicia su producción en agosto de 1986 y se cierra en noviembre de 1991.
SAC-113	1989	2242	81	----
SAC-028	1992	3550	76	----
SAC-086	1992	12728	70	La salinidad disminuye de 17000 en 1990 a 12728 en 1994, mientras el BSW se incrementa drásticamente.
SAC-081	1993	3400	92	Pozo se encuentra cerrado desde junio del 2006.
SAC-092	1994	3818	53	Inicia la producción en 1994, el pozo se cierra en septiembre de 1995.
SAC-097	1995	1454	95	La producción inicia en julio de 1995 y el pozo se inunda de inmediato, se cierra el pozo en febrero 1996.
SAC-084	1996	1750	78	Pozo se encuentra cerrado desde mayo del 2001.
SAC-043	2001	5400	72	---

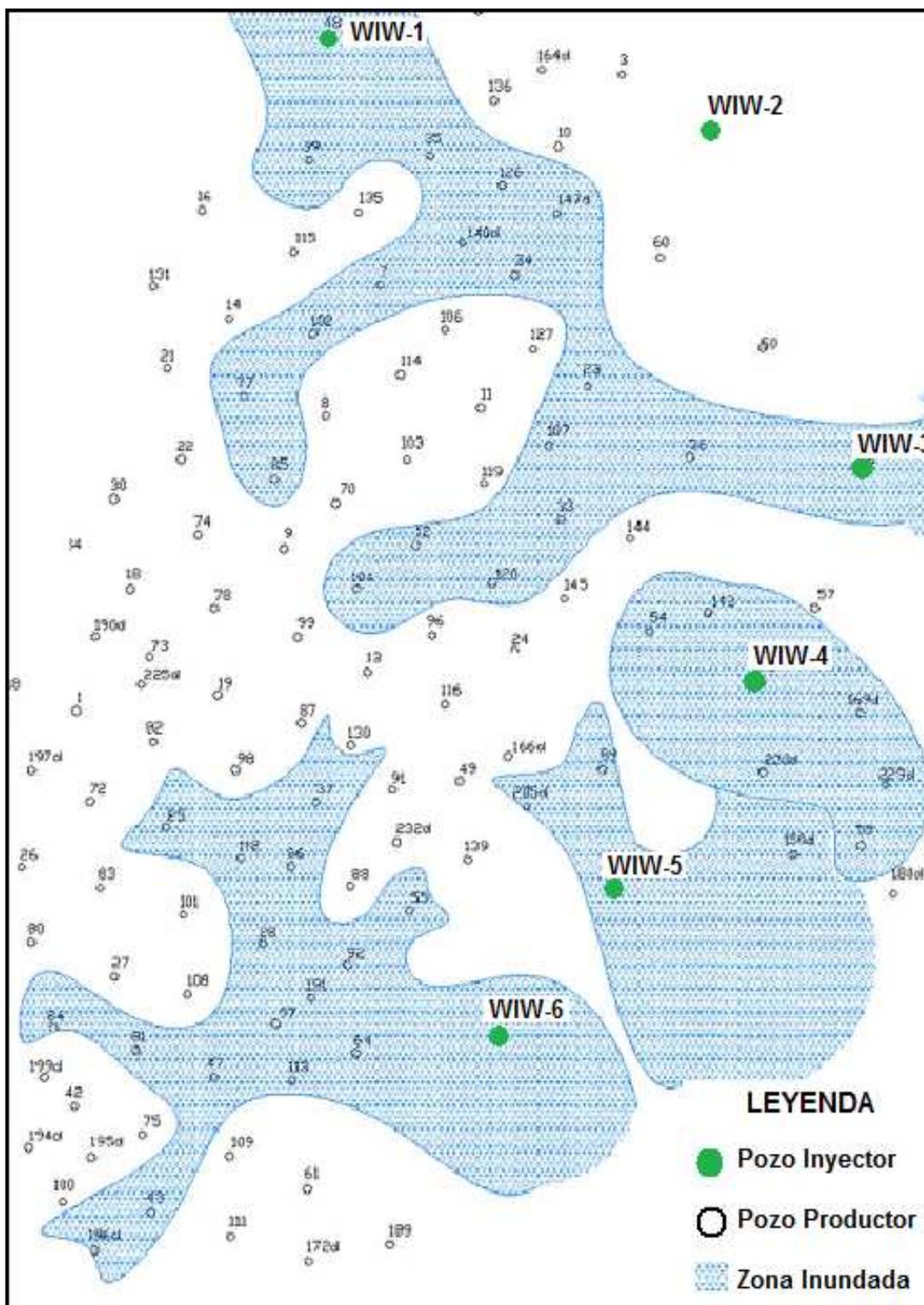
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

El análisis anteriormente realizado ha permitido identificar el avance del frente de inyección de agua a través de la arena "U" del campo Sacha. Es necesario mencionar que existen muchas zonas cercanas a los inyectores donde no existen pozos que están produciendo de ésta arena, lo cual ha dificultado el análisis, sin embargo los resultados encontrados indican que existe continuidad en este yacimiento, (ver figura 4.1).

FIGURA 4.1

AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.2 AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA “T”

De igual manera el análisis del avance del frente de inyección de agua en ésta arena se realiza en un sistema geográfico tomando como punto de referencia cada inyector, donde se detalla: volúmenes de agua inyectada y fechas de ruptura.

4.1.2.1 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-1

El inyector WIW-1 (SAC-048) empezó a inyectar en noviembre de 1986 en el yacimiento “T” y hasta mayo del 2009 se inyectó 10'630,718 barriles de agua. Hacia el Sur del inyector en su área de influencia hay un pozo, el SAC-102, con suficientes datos donde se ha identificado efectos de la inyección de agua a partir de 1998, por lo tanto el frente de inyección de agua ha influenciado a los pozos que se encuentran entre el SAC-102, SAC-007 y el inyector los cuales son; el pozo SAC-039, que no tiene producción de la arena “T” por separado, pero presenta una arena bien desarrollada (ver anexo No.2, correlación 2.1) y un incremento del BSW en la producción de las arenas “U”+“T”, los pozos SAC-115 y SAC-135 que no han sido probados de la arena “T” y registran producción solo de Hollín, lo que indica que el frente de inyección de agua barrió con toda esta área.

Hacia el Oeste del inyector existen un sistema de fracturas con fallas discontinuas que presentan acuíferos activos, probablemente el agua inyectada se pierde en ese sistema de fracturas. Hacia el Este al parecer no hay continuidad de arenas y no existen pozos que estén produciendo de “T” que permita identificar un avance de la inyección de agua en esta dirección (ver anexo No.2, correlaciones 2.2 y 2.3).

Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.5.

TABLA 4.5

FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-1 DE LA ARENA "T"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-039	1989	1500	40	Existe un incremento de BSW a partir de esta fecha, pero la producción pertenece a "U"+"T", sin embargo la correlación de pozos muestra continuidad de arenas.
SAC-102	1998	4800	70	Los valores de salinidad han disminuido de 35000 ppm de Cl- en 1989.
SAC-007	1998	7000	60	Toda su producción pertenece a "U"+"T" y no existen datos de presión.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.2.2 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-3

El inyector WIW-3 (SAC-076) empezó a inyectar en noviembre de 1986 en el yacimiento "T" y hasta mayo del 2009 se inyectó 19'643,267 barriles de agua, en su área de influencia la mayoría de los pozos han producido de las arenas "U" y "T" juntas, lo cual ha dificultado realizar su análisis, entre estos se tienen el SAC-050, SAC-107 y SAC-036. Hacia el Oeste y Sur Se ha identificado efectos de la inyección en los pozos; SAC-033 a partir de 1992, SAC-145 que empezó a producir desde el 2005 y mostró efectos inmediatos en su producción y el SAC-012 que luego de meses de iniciar su producción en el año 2005 el BSW se incrementa de una manera drástica, aunque no existen datos del pozo SAC-144 es probable que el avance del frente haya afectado este pozo ya que se encuentra entre el inyector y el SAC-012.

El pozo SAC-23 presenta salinidades de 19800 ppm de Cl- en el año 2009 y casi no ha producido de la arena "T", además que la presión baja desde 2392 psi a 1923 psi en el año 2008 lo cual es un indicio de que el pozo y la zona no ha sido afectada por la inyección de agua.

Los pozos SAC-119, SAC-103, SAC-070, SAC-104, SAC-096, SAC-120, SAC-024, SAC-054, SAC-143 y SAC-057 no poseen datos suficientes para el análisis del avance del frente de inyección, ya sea porque han producido de Hollín y nunca fueron probados de la arena “T” o colapsaron antes de iniciarse la inyección como es el caso del pozo SAC-057. Hacia el Este del inyector el avance del frente de inyección probablemente está desplazando reservas de petróleo hacia sitios del yacimiento que la permeabilidad facilitaría el desplazamiento, pero no existen pozos para el análisis.

Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.6.

TABLA 4.6

FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR EL INYECTOR WIW-3 DE LA ARENA “T”

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
SAC-033	1992	4400	64	----
SAC-145	2005	3900	97	La fecha corresponde al inicio de producción, aunque la zona debió ser barrida antes ya que el inyector está inyectando desde 1986.
SAC-012	2005	7200	85	La producción inició en enero del 2005 y el BSW se incrementó en marzo del mismo año.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.1.2.3 Avance del Frente de Inyección de Agua del Inyector WIW-4 y WIW-5

Los inyectores WIW-4 y WIW-5 empezaron a inyectar desde noviembre de 1986 en el yacimiento “T” y hasta mayo del 2009 se inyectó 24’399,813 barriles y 31’082,761 barriles, respectivamente, los efectos identificados en estos dos inyectores son menores debido a que este yacimiento es menos continuo y no

existen suficientes datos para analizar el avance del frente de inyección. Sin embargo, hacia el Oeste y hacia el Sur del inyector WIW-5 el análisis mostró que la inyección de agua ha presurizado a los yacimientos de los pozos SAC-091 y SAC-064, pero éstos no presentan incrementos del BSW, lo cual indica que no existe ruptura. Entre los inyectores tenemos los pozos SAC-089 y SAC-059 que presentan efectos de la inyección de agua proveniente del inyector WIW-4 ya que las condiciones sedimentarias favorecen a estos sistemas.

Hacia el Norte se observa efectos en el pozo SAC-145 que es el pozo más cercano al inyector WIW-4 y posee datos de análisis, pero existe la posibilidad que el agua provenga del inyector WIW-3. Las fechas de ruptura en pozos que presentan datos para analizar el avance del frente de inyección de agua se presentan en la tabla 4.7.

TABLA 4.7

FECHAS DE RUPTURA EN POZOS AFECTADOS POR LOS INYECTORES WIW-4 y WIW-5 DE LA ARENA "T"

Pozo	Fecha de Ruptura	Salinidad	BSW	Observación
		ppm de Cl-	%	
Inyector WIW-4				
SAC-089	1989	3030	64	En 1989 el BSW empieza a incrementarse en la producción de "U+T", sin embargo la mayor parte de la producción corresponde a "T".
SAC-059	1996	6050	63	----
SAC-145	2005	3900	92	El pozo empieza a producir en febrero del 2005 con alto BSW y llega a inundarse de inmediato.
Inyector WIW-5				
SAC-091	---	8650	13	Aunque la salinidad ha disminuido, el BSW es bajo por lo tanto el frente de inyección no ha llegado aún.
SAC-064	---	1250	0.2	El pozo se encuentra presurizado, pero el frente de inyección no ha llegado aún.

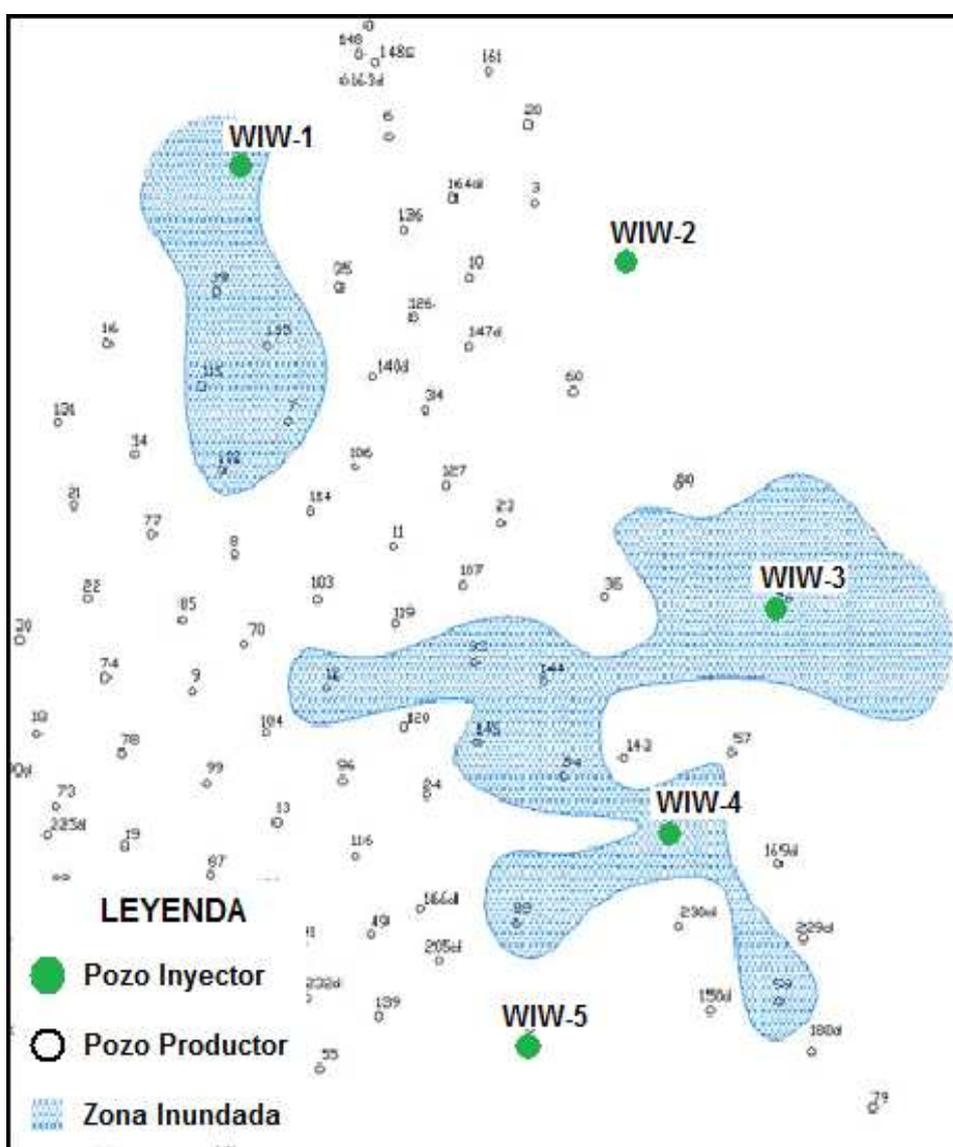
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

El análisis anteriormente realizado ha permitido identificar el avance del frente de inyección de agua a través de la arena "T" del campo Sacha, (ver figura 4.2). El análisis realizado en el inyector WIW-5 indica que la inyección de agua no ha alcanzado la producción de ningún pozo productor, lo que implica que la continuidad en este yacimiento es menor a la continuidad de la arena "U".

FIGURA 4.2

AVANCE DEL FRENTE DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.2 ALTERNATIVA TÉCNICA PARA APROVECHAR LOS EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO SACHA

El sistema de inyección de agua implementado en los yacimientos “U” y “T” del campo Sacha inicia cuando muy pocos pozos del área vecina a los inyectores producían de las arenas “U” y “T”, es decir, muchos pozos vecinos producían de Hollín y se esperó demasiado para iniciar la producción de la formación Napo. Es así que existen casos en donde se ha intentado producir de “U” muchos años después de iniciar la inyección de agua en pozos cercanos a los inyectores, los cuales llegaron a inundarse pocos meses después de haber iniciado su producción, perdiéndose importantes reservas de petróleo. El caso más evidente de daño causado por la inyección de agua es el pozo SAC-143 situado entre los pozos inyectores WIW-3 y WIW-4, que fue completado en la arena “U” en noviembre del año 1996 y en tres meses se lleno de agua, cuya salinidad fue de 3200 ppm de Cl-, lo cual corresponde a agua de inyección.

La alternativa que se presenta en este estudio a continuación tiene como objetivo poner en producción del yacimiento “U” a pozos que se encuentran produciendo de otros yacimientos y están ubicados en zonas donde el frente de inyección estaría próximo a influenciar sus áreas de drenaje, evitando de esta manera pérdidas de reservas de petróleo. Es así que se ha seleccionado la zona 1 ubicada en la región central norte del campo, la cual está siendo influenciada por los inyectores WIW-1 y WIW-3, (ver figura 4.3) y la zona 2 que se encuentra ubicada en la región central y región sur del campo, la cual está siendo influenciada por el inyector WIW-6, (ver figura 4.4).

El yacimiento “T” como se determinó en el análisis anterior es menos continuo que el yacimiento “U” y posee muy pocos datos, lo que ha dificultado proponer una alternativa técnica que ayude a aprovechar la inyección de agua en este yacimiento. Es necesario mencionar que se está inyectando agua a este yacimiento sin tener producción en los pozos productores cercanos a los inyectores.

4.2.1 ESTUDIO PARA PRODUCIR LAS ZONAS 1 Y 2 DE LA ARENA “U”

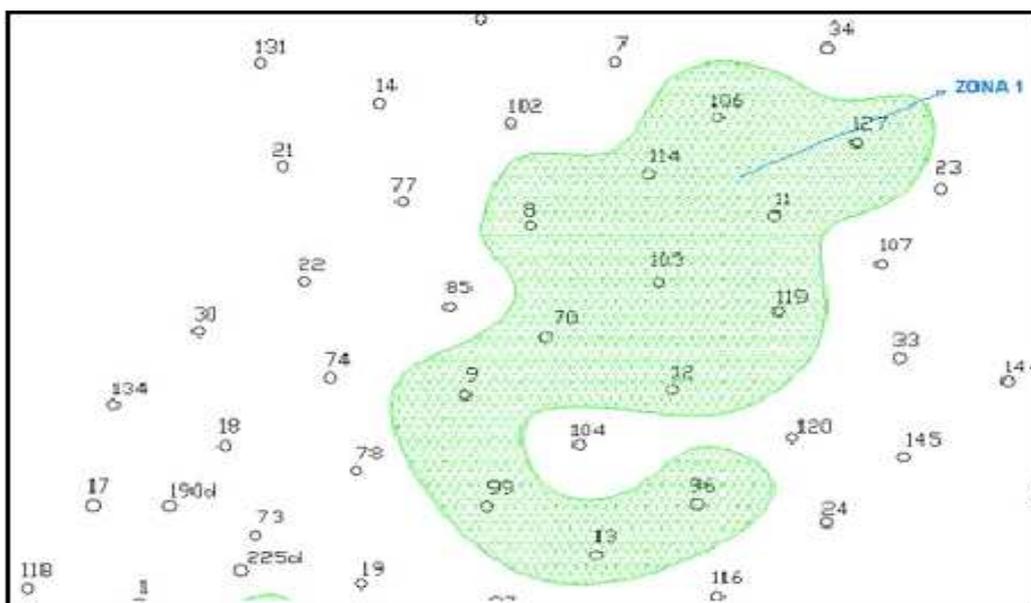
A continuación se realiza una descripción de cada zona, así como también el estado actual de los pozos que deberán ser puestos en producción y que se encuentran dentro de estas zonas.

4.2.1.1 Zona 1

La zona 1 se encuentra ubicada en la región central norte del campo Sacha y está siendo influenciada por los inyectores WIW-1 y WIW-3 (ver figura 4.3), esta zona involucra alrededor de trece pozos los cuales no producen de “U” pero el frente de inyección estaría influenciando sus áreas de drenaje, por esta razón se propone que se realicen los respectivos trabajos de reacondicionamiento que permitan explotar lo más rápido posible las importantes reservas de petróleo que estarían en peligro de ser desplazadas a otras partes del yacimiento.

FIGURA 4.3

UBICACIÓN DE LA ZONA 1



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

En la tabla 4.8 se presentan los pozos escogidos que deben ser reacondicionados y probados en la arena "U" para la zona 1.

TABLA 4.8

CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS DE LA ZONA 1

Pozo	Estado	Arena	Tipo de levantamiento	Producción	BSW
				bppd	%
SAC-106	Produciendo	H	HP	341	16,2
SAC-127	Produciendo	H	S	423	65
SAC-114	Produciendo	H	HJ	563	80,8
SAC-011	Cerrado	H		Alto BSW	
SAC-008	Produciendo	BT	HP	171	37,4
SAC-103	Produciendo	H	HP	201	86,9
SAC-119	Produciendo	H	HJ	223	16,6
SAC-070	Produciendo	H	HJ	386	76,8
SAC-012	Produciendo	T	HJ	123	84,4
SAC-009	Produciendo	T	HJ	232	8,5
SAC-099	Produciendo	T	HJ	312	8
SAC-013	Produciendo	H	HJ	220	3,4
SAC-096	Produciendo	BT	HP	161	9

FUENTE: Petroproducción

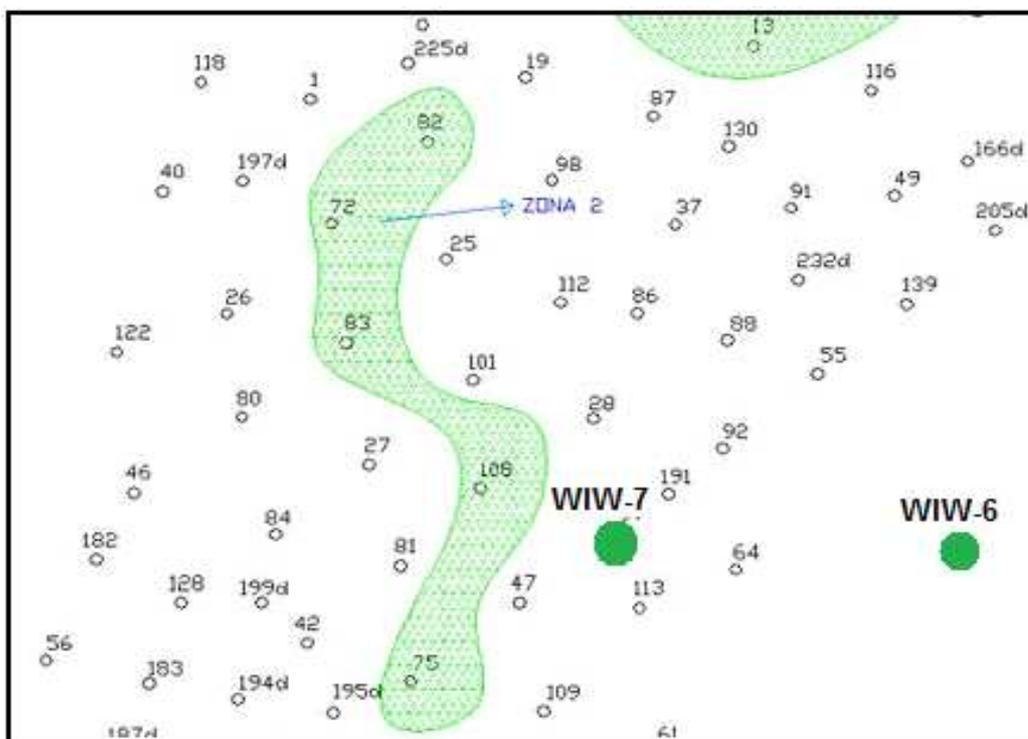
ELABORACIÓN: Autores

4.2.1.2 Zona 2

La zona 2 se encuentra ubicada en las regiones central y sur que está siendo influenciada por el inyector WIW-6 (ver figura 4.4). La presión de reservorio promedio de esta zona está bastante depletada, ya que el inyector WIW-6 se encuentra muy alejado y las condiciones de conectividad también no favorecen a que este inyector mantenga la presión. Por esta razón se propone que el pozo SAC-097 (WIW-7) que se encuentra cerrado desde febrero del año 1996 sea convertido en inyector a la arena "U", el cual ayudará a mantener la presión de reservorio y hará que exista una máxima producción de la zona. El estudio para convertir al pozo SAC-097 en inyector se presenta en el ítem 4.2.1.2.1.

FIGURA 4.4

UBICACIÓN DE LA ZONA 2



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

En la tabla 4.9 se presentan las condiciones de los pozos que se encuentran dentro de la zona 2, de los cuales se escogieron cinco pozos cercanos al avance del frente de inyección de agua (ver figura 4.4) que no están produciendo de la arena “U”. Estos pozos deben ser reacondicionados y probados de esta arena para aprovechar la inyección de agua en el pozo SAC-097.

TABLA 4.9

CONDICIONES ACTUALES DE LOS POZOS DE LA ZONA 2

Pozo	Estado	Arena	Tipo de levantamiento	Producción	BSW
				bppd	%
SAC-082	Cerrado	U			15
SAC-072	Produciendo	U	HJ	162	31,9
SAC-026	Produciendo	U	HJ	438	14

TABLA 4.9 CONTINUACIÓN

Pozo	Estado	Arena	Tipo de levantamiento	Producción	BSW
				bppd	%
SAC-083	Produciendo	H	HJ	141	36,1
SAC-080	Produciendo	T	HJ	172	47,1
SAC-046	Cerrado	U			7
SAC-182	Produciendo	U	HJ	168	5,5
SAC-128	Produciendo	H	HJ	673	76,5
SAC-042	Produciendo	BT	HP	123	4,2
SAC-195D	Produciendo	T	HJ	357	6,6
SAC-075	Produciendo	U	HJ	377	45,4

REFERENCIA: Petroproducción

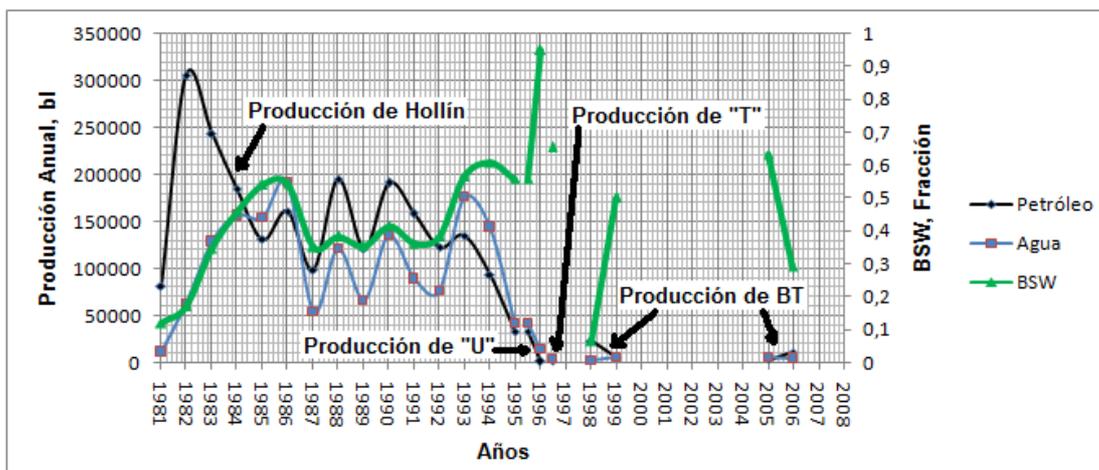
ELABORACIÓN: Autores

4.2.1.2.1 Estudio para Convertir el pozo SAC-097 a Inyector para la arena “U”

Se realizó un análisis de las condiciones actuales de este pozo, los parámetros que debe cumplir para ser inyector y el estado actual de los pozos vecinos, obteniéndose los siguientes resultados:

Historial de Producción: El SAC-097 empezó a producir en noviembre de 1981 de Hollín con un caudal de 1502 bppd y con un BSW de 12 % hasta junio de 1995. En julio de 1995 se produjo de la arena “U” con un caudal de 24 bppd y un BSW de 49 % hasta enero de 1996 en donde se registra un caudal de 23 bppd y 95 % de BSW. En mayo de 1996 se produjo de la arena “T” con un caudal de 53 bppd y 65 % de BSW, cuya producción disminuyó a 4 bppd en junio del mismo año y se cerró el pozo hasta octubre de 1998. Existen producciones de manera muy irregular de BT, durante dos meses en el año 1998, dos meses en el año 1999, dos meses en el año 2005 y cuatro meses en el año 2006 registrándose una última producción de 53 bppd y 68 % de BSW para esta arena, (ver figura 4.5). Actualmente el pozo se mantiene cerrado.

FIGURA 4.5
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, SAC-097



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Continuidad Estructural y Sedimentaria: Las facies sedimentarias corresponden a canales y/o barras mareales entre el pozo SAC-097 y la zona 2. El análisis de la correlación de pozos mostró que el pozo SAC-097 posee en promedio 70 pies de espesor de arena bastante limpia, además se realizó un corte con los pozos a ser influenciados en la zona 2, lo cual indicó que existe continuidad de arenas, (Ver Anexo No.2, Correlación 2.19).

Variación de la Porosidad, Permeabilidad y Presión: El pozo SAC-097 tiene una porosidad de 13 %, una permeabilidad de 388 md y una presión de reservorio de 1471 psi registrada en el año de 1995, las presiones registradas en la zona 2 están entre los 1000-1200 psi, lo cual corresponden a zonas de baja presión y esto favorecerá al movimiento de fluidos en esa dirección.

Análisis del Estado de los Pozos Cercanos al pozo SAC-097: La mayoría de los pozos cercanos al pozo SAC-097 (WIW-7), (ver figura 4.4) se encuentran cerrados o produciendo de otras arenas, por lo que es posible obtener algunas observaciones que se muestran en la tabla 4.10.

TABLA 4.10

CONDICIONES DE LOS POZOS CERCANOS AL POZO SAC-097

Pozo	Arena	Producción	BSW	Observación
		bppd	%	
SAC-028	U	161	74,8	La inyección posiblemente incrementará su BSW en poco tiempo. Este pozo ya presenta efectos de la inyección proveniente del inyector WIW-6.
SAC-092	U	113	54	Este pozo produjo de la arena "U" desde enero de 1994, pero se encuentra cerrado desde septiembre de 1995. El frente de inyección ya barrió esta área.
SAC-191	H	242	5,5	Nunca se probó de la arena "U" y el frente de inyección ya barrió toda esta área.
SAC-064	T	187	3,1	Hasta 1991 produjo de "U"+"T". En marzo del 2008 se reinició la producción pero esta vez solo de la arena "T" ya que la arena "U" presentó un BSW de 65 %, el frente de inyección ya barrió toda esta área
SAC-113	"U+T"	69	54	El pozo produjo hasta marzo de 1992, desde entonces el pozo se ha mantenido cerrado, esta área ya fue barrida por el frente de inyección.
SAC-047	"U+T"	38	68	El pozo se encuentra cerrado desde agosto de 1993, el área ya fue barrida por el frente de inyección.

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

El análisis anterior indica que el pozo SAC-097 presenta condiciones favorables para ser convertido en inyector para la arena "U".

4.2.2 CÁLCULO DE RESERVAS DE LAS ZONAS DE ESTUDIO

El cálculo del POES para las zonas 1 y 2 se efectuó por el método volumétrico, debido a la veracidad de todos los parámetros determinados y recopilados tanto de roca como de fluido, aseguran una aplicación exitosa de este método.

Se determinó un promedio aritmético simple de espesores, porosidades y saturaciones de agua inicial tomando en cuenta los datos de los pozos que conforman las zonas de estudio y que se presentan en la tabla 4.11 y 4.12.

TABLA 4.11

PARAMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DE LA ZONA 1

Pozo	Espesor	Porosidad	Saturación de agua
	H, pies	Ø, %	Sw %
Sac-070	25	13,7	22,0
Sac-012	72	12,6	59,0
Sac-008	30	14,8	26,5
Sac-103	58	14,0	52,5
Sac-119	51	12,9	48,5
Sac-114	43	13,2	42,5
Sac-011	48	15,1	41,0
Sac-106	41	16,7	41,0
Sac-127	18	15,0	20,0
Sac-096	51	15,7	38,5
Sac-013	32	11,5	7,0
Sac-099	23	10,0	12,8
Sac-009	45	11,3	39,8

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

TABLA 4.12

PARAMETROS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS DE LA ZONA 2

Pozo	Espesor	Porosidad	Saturación de agua
	H, pies	Ø, %	Sw, %
Sac-082	64	15,8	59,8
Sac-083	57	14,5	46,8

TABLA 4.12 CONTINUACIÓN

Pozo	Espesor	Porosidad	Saturación de agua
	H, pies	Ø, %	Sw, %
Sac-046	30	10,5	10,5
Sac-128	25	14	20,0
SAC-042	30	17,1	32,8

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Los promedios aritméticos simples de espesores, porosidades y saturaciones de agua se presentan en la tabla 4.13 para la zona 1 y 2 respectivamente.

TABLA 4.13

PARAMETROS PETROFÍSICOS PROMEDIOS DE LAS ZONAS 1 Y 2

Zonas de estudio	Espesor	Porosidad	Saturación
	H, pies	Ø, %	Sw %
Zona 1	41,31	13,6	34,70
Zona 2	41,2	14,38	33,98

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Se calculó el área de las zonas planimetrando el mapa de ubicación de pozos, obteniéndose los siguientes resultados: 46'473.183,22 ft² para la zona 1 y 37'135.490,94 ft² para la zona 2. Para convertir en "acres" estos valores dividimos para el factor 43560 ft²/acre obteniéndose: 1066,88 acres para la zona 1 y 852,51 acres para la zona 2.

El factor volumétrico para el petróleo se obtuvo de los resultados de la simulación matemática del campo Sacha realizada en diciembre del 2008, cuyo valor se determinó en 1,27 bl/BF. Una vez obtenido todos los parámetros, se aplicó la fórmula volumétrica.

$$N_i = \frac{7758 * A * H * \varphi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad [BF] \quad (4.1)$$

Donde:

$$\text{Factor de conversión: } 7758 \left[\frac{\text{bl}}{\text{acre-pie}} \right]$$

Ni: Petróleo inicial en el yacimiento

A: Área (acres)

H: Espesor promedio (ft)

Ø: Porosidad promedio

Sw: Saturación de agua inicial promedio

Boi: Factor volumétrico inicial de petróleo (bl/BF)

El petróleo inicial para la zona 1 se estimó en 23'867.453 BF y para la zona 2 en 20'369.434 BF.

El factor de recobro se tomó de la simulación matemática realizada en diciembre del 2008 cuyo valor es 45,5 %, con lo cual las reservas de petróleo en la zona 1 y 2, se presentan en la tabla 4.14.

TABLA 4.14

RESERVAS DE PETRÓLEO PARA LAS ZONAS 1 y 2

Área	Producción Acumulada	POES	Factor de Recobro	Reservas a mayo del 2009
	MM BF	MM BF	%	MM BF
Yacimiento U	182,5	810	45,5	186
Zona 1	0	23,87	45,5	10,86
Zona 2	7,37	20,37	45,5	1.9

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.2.3 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LAS ZONAS 1 y 2

La producción de un pozo está en relación directa al incremento de la producción de agua, es así que se han definido escenarios en función del

incremento del BSW en la producción, los cuales han sido tomados como referencia en pozos vecinos que están o han producido de la arena "U" con influencia de la inyección de agua.

Para esta predicción se realizaron promedios aritméticos simples de presión de reservorio e índice de productividad de los pozos influenciados por la inyección de agua cercanos a las zonas de estudio, estos promedios fueron atribuidos a los pozos representativos SAC-Z1 y SAC-Z2 que corresponden a la zona 1 y zona 2 respectivamente.

Las tablas 4.15 y 4.16 presentan las condiciones de los pozos vecinos de cada zona.

TABLA 4.15

CONDICIONES DE LOS POZOS VECINOS A LA ZONA 1

Pozo	Qo	Qw	Pwf	Pws	IP
	bppd	bapd	psi	psi	bpd/psi
SAC-033	806	346	1447	1759	3,69
SAC-107	341	557	1889	2060	5,25
SAC-147d	2856	14	3606	4165	5,13
SAC-034	377	352	1505	1679	4,19
SAC-102	911	5	1316	1493	5,18
SAC-085	619	101	1161	1311	4,8

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

TABLA 4.16

CONDICIONES DE LOS POZOS VECINOS A LA ZONA 2

Pozo	Qo	Qw	Pwf	Pws	IP
	bppd	bapd	psi	psi	bpd/psi
SAC-064	412	25	1174	1647	0,92
SAC-047	296	40	221	1543	0,25
SAC-081	504	168	642	1240	1,12
SAC-092	223	521	1492	3714	0,33
SAC-086	237	202	248	1246	0,44

TABLA 4.16 CONTINUACIÓN

Pozo	Qo	Qw	Pwf	Pws	IP
	bppd	bapd	psi	psi	bpd/psi
SAC-130	430	1	895	1158	1,64

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

La tabla 4.17 presenta los promedios de presión de reservorio e índice de productividad atribuidos a los pozos representativos SAC-Z1 y SAC-Z2.

TABLA 4.17

PRESIÓN DE RESERVORIO E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD PROMEDIO ASIGNADOS A LAS ZONAS DE ESTUDIO

Pozo Representativo	Presión de Reservorio	Índice de Productividad
	psi	bpd/psi
SAC-Z1	2077,83	4,71
SAC-Z2	1758	0,79

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Los caudales de fluido que se producirán se calcularon con la siguiente ecuación, en vista que el yacimiento es subsaturado.

$$Q=IP(P_r-P_{wf}) \text{ [bpd]} \quad (4.2)$$

Donde;

Q: Caudal de fluido producido por día, (bpd)

IP: Índice de productividad promedio, (bpd/psi)

Pr: Presión de reservorio promedio, psi

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi

Esta predicción considera la recuperación máxima de las reservas estimadas anteriormente para las zonas de estudio, es así que se ha definido la presión de fondo fluente, P_{wf} , en función de la presión de burbuja del yacimiento. La presión de burbuja para el yacimiento se estableció en 1360 psi, una presión de fondo fluente que permita una máxima producción sin la presencia de gas se ha establecido en 1500 psi. Se analizó la disminución de la presión de reservorio en pozos vecinos y se estableció que ésta disminuye para la zona 1 en promedio 20 psi/año, mientras que para la zona 2 se estableció que la presión disminuirá 10 psi/año, debido a que el pozo inyector WIW-7 (SAC-97) está más cerca a la zona 2.

El incremento del BSW se determinó exponencialmente a través de producciones de pozos vecinos, lo cual determina los 2 escenarios de producción.

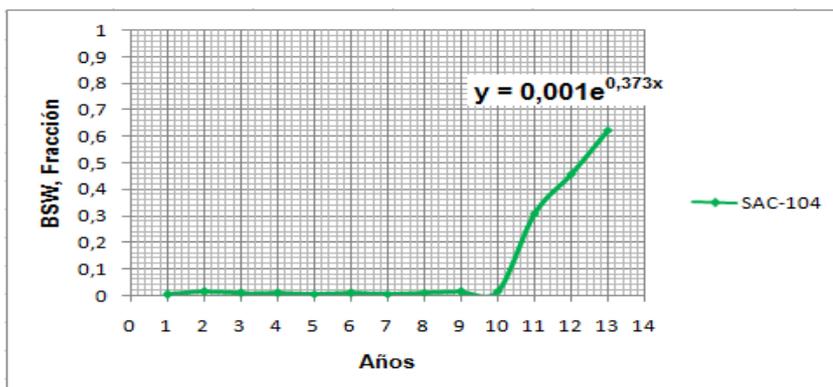
- **Escenario 1 (optimista)**, se basa en pozos que están ubicados a mayor distancia de los inyectores, donde el incremento del BSW no ha sido drástico.
- **Escenario 2 (pesimista)**, se basa en pozos cercanos a los inyectores, donde el incremento del BSW ha sido drástico.

Los incrementos del BSW en los dos escenarios fueron estimados en base a pozos que están produciendo con bombeo hidráulico.

4.2.3.1 Predicción de Producción para la Zona 1

Incremento del BSW para el escenario 1 (optimista): Para este escenario se tomó como referencia el incremento del BSW correspondiente al pozo SAC-104, (ver figura 4.6).

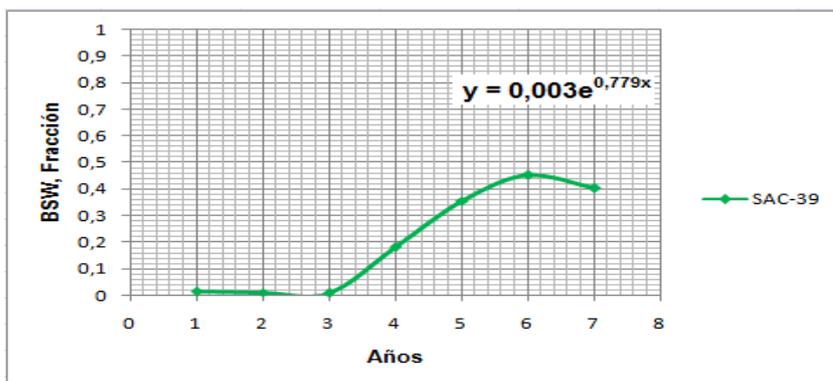
FIGURA 4.6
INCREMENTO DEL BSW, SAC-104



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción
ELABORACIÓN: Autores

Incremento del BSW para el escenario 2 (pesimista): Para este escenario se tomó de referencia el incremento del BSW correspondiente al pozo SAC-039, (ver figura 4.7).

FIGURA 4.7
INCREMENTO DEL BSW, SAC-039



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción
ELABORACIÓN: Autores

La tabla 4.18 presenta la predicción de la producción considerando los dos escenarios. Esta tabla muestra el número de años de predicción, la presión de reservorio, la producción de fluido diaria, el incremento del BSW y la producción de petróleo diaria para los dos escenarios.

TABLA 4.18

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 1

Año	Fecha	Pws	Producción	Optimista		Pesimista	
				BSW	Qo	BSW	Qo
				psi	bpd	%	bppd
1	2011	2077,83	2719,93	20	2175,95	20	2175,95
2	2012	2057,83	2625,79	20	2092,59	21	2083,46
3	2013	2037,83	2531,65	21	2006,31	22	1972,70
4	2014	2017,83	2437,50	21	1915,97	25	1823,65
5	2015	1997,83	2343,36	22	1820,00	32	1594,65
6	2016	1977,83	2249,22	24	1716,27	47	1198,90
7	2017	1957,83	2155,08	26	1601,83	79	456,13
8	2018	1937,83	2060,94	29	1472,70		
9	2019	1917,83	1966,79	33	1323,46		
10	2020	1897,83	1872,65	39	1146,77		
11	2021	1877,83	1778,51	48	932,82		
12	2022	1857,83	1684,37	60	668,50		
13	2023	1837,83	1590,22	79	336,46		

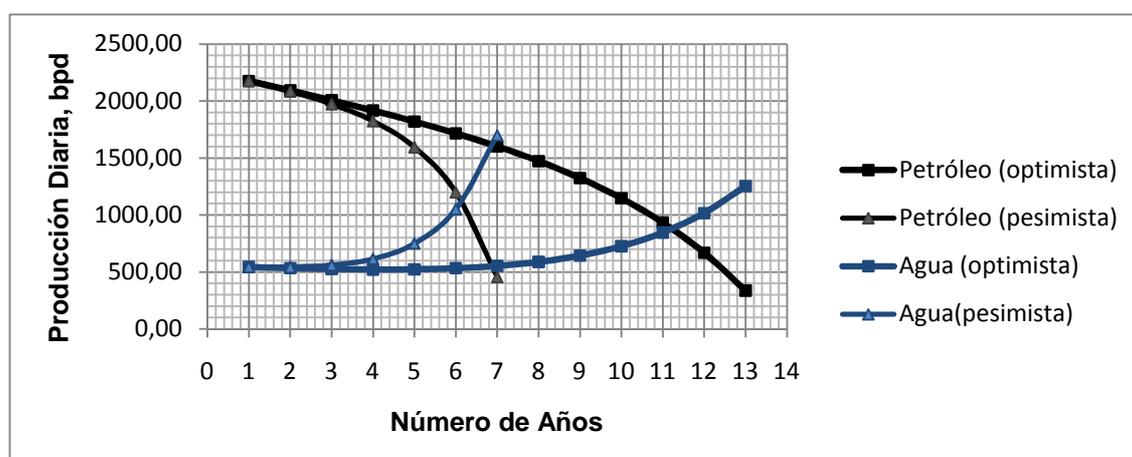
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

La figura 4.8 presenta la producción de petróleo y agua diaria para los dos escenarios.

FIGURA 4.8

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 1



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

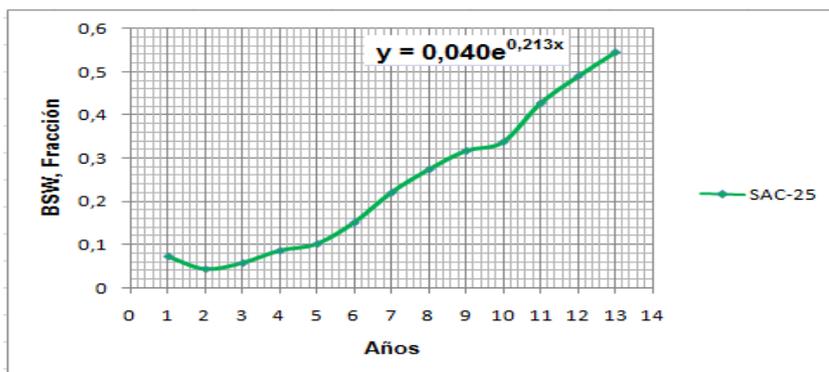
ELABORACIÓN: Autores

4.2.3.2 Predicción de Producción para la Zona 2

Incremento del BSW para el escenario 1 (optimista): Para este escenario se tomó de referencia el incremento del BSW correspondiente al pozo SAC-025, (ver figura 4.9).

FIGURA 4.9

INCREMENTO DEL BSW, SAC-025



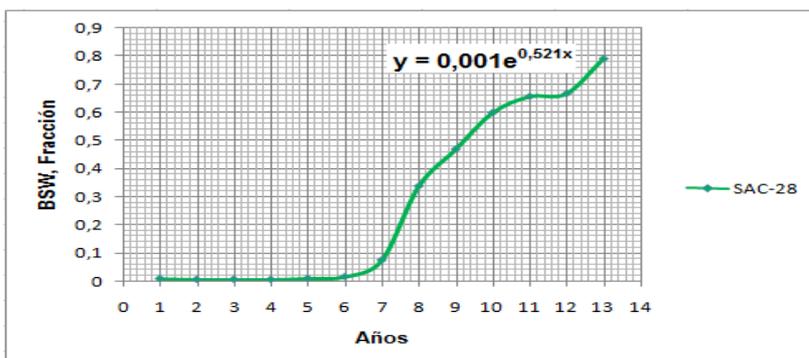
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

Incremento del BSW para el escenario 2 (pesimista): Para este escenario se tomo de referencia el incremento del BSW correspondiente al pozo SAC-028, (ver figura 4.10).

FIGURA 4.10

INCREMENTO DEL BSW, SAC-028



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

La tabla 4.19 presenta la predicción de la producción considerando los dos escenarios. Esta tabla muestra el número de años de predicción, la presión de reservorio, la producción de fluido diaria, el incremento del BSW y la producción de petróleo diaria para los dos escenarios.

TABLA 4.19

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 2

Año	Fecha	Pws	Producción	Optimista		Pesimista	
				BSW	Qo	BSW	Qo
				psi	bpd	%	bppd
1	2011	1758,00	202,76	32	138,10	32	138,10
2	2012	1748,00	194,90	33	130,92	34	129,47
3	2013	1738,00	187,04	34	123,47	36	118,94
4	2014	1728,00	179,18	35	115,71	41	105,39
5	2015	1718,00	171,32	37	107,59	49	87,00
6	2016	1708,00	163,46	39	99,06	63	60,89
7	2017	1698,00	155,60	42	90,07	86	22,51
8	2018	1688,00	147,75	45	80,55		
9	2019	1678,00	139,89	50	70,43		
10	2020	1668,00	132,03	55	59,67		
11	2021	1658,00	124,17	61	48,20		
12	2022	1648,00	116,31	69	35,97		
13	2023	1638,00	108,45	0,79	22,95		

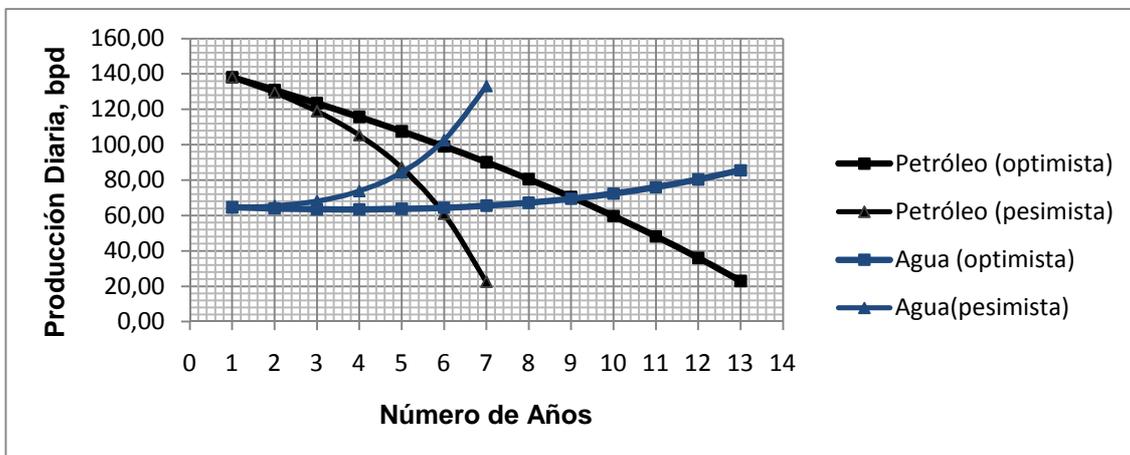
FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

La figura 4.11 presenta la producción de petróleo y agua diaria para los dos escenarios.

FIGURA 4.11

PREDICCIÓN DE PRODUCCIÓN PARA LA ZONA 2



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este análisis se calcula el valor de las reservas producidas en forma incremental que se obtendría en las Zonas 1 y 2, derivadas de los trabajos de reacondicionamiento e implementación de equipos de levantamiento en los pozos para obtener una máxima producción.

4.3.1 ESCENARIOS EVALUADOS

Con el fin de evaluar las bondades económicas de los trabajos de reacondicionamiento propuestos en las zonas que serán producidas, se definieron dos escenarios de valoración para cada zona, los cuales coinciden con los escenarios de producción analizados anteriormente.

- **Escenario 1 (optimista)**, basado en pozos que están ubicados a mayor distancia de los inyectores, donde el incremento del BSW no ha sido drástico.

- **Escenario 2 (pesimista)**, basado en pozos cercanos a los inyectores, donde el incremento del BSW ha sido drástico.

4.3.2 BASE DE DATOS Y SUPUESTOS ECONÓMICOS

4.3.2.1 Pronósticos de Producción

Con base en la información técnica recopilada se establecieron los dos escenarios de producción para cada zona en términos de barriles por día calendario, la producción con un incremento de BSW no tan drástico (optimista) para la zona 1 supera los 1500 barriles por día, durante los primeros 7 años (ver figura 4.8), y la producción con un incremento de BSW no tan drástico (optimista) para la zona 2 supera los 100 barriles por día, durante los primeros 6 años, (ver figura 4.11).

4.3.2.2 Costos de Inversión

De acuerdo con la mejor información disponible, se realizarían 18 trabajos de reacondicionamiento en la arena “U” que incluyen cambio de tipo de levantamiento. El valor de cada uno de los trabajos fue estimado en US\$0,5 millones, para un total invertido de US\$9 millones. El cambio de pozo productor a inyector se estimó en US\$0,44 millones.

La inversión total por este concepto ascendería a US\$9,44 millones de los cuales: el 65% que corresponde a trece trabajos de reacondicionamiento sería invertido en la zona 1 y el 35% restante que corresponde a cinco trabajos de reacondicionamiento y el cambio a pozo inyector en la zona 2, (ver tabla 4.20).

Para estimar las inversiones en infraestructura, se partió del supuesto que el campo Sacha cuenta con capacidad instalada suficiente que le permitiría manejar la producción incremental proveniente de los trabajos de

reacondicionamiento sin tener que realizar inversiones adicionales en infraestructura.

TABLA 4.20

INVERSIONES EN LAS ZONAS 1 Y 2. CIFRAS EN US\$ MILLONES.

Detalle	Zona 1	Zona 2	Total
Trabajos propuestos para reacondicionamiento	6.5	2.5	9
Pozo Inyector WIW-7	0	0.44	0.44
Total	6.5	2.94	9.44

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.3.2.2 Costos de Producción

Para efectos económicos, se tomó como costo de producción, el costo actual de 7,5 US\$/bl. En el cual se incluye el costo de levantamiento, el costo administrativo y el overhead de las oficinas centrales. Este mismo costo por barril fue utilizado en los dos escenarios de valoración definidos.

4.3.2.3 Costos de Transporte

El análisis también incluyó un costo de transporte de 2,0 US\$/bl, el cual incluiría todos los costos asociados con este rubro desde el campo de producción hasta el sitio de venta.

4.3.3 PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS

Para valorar los hidrocarburos que se llegasen a producir en las zonas, se recurrió a estimaciones que aseguran que el precio del crudo estaría cerca de los 90 US\$/bl. Sin embargo, para las proyecciones de mediano y largo plazo,

se consideraron otros dos precios: 70 US\$/bl y 100 US\$/bl, con el fin de tener un amplio espectro de lo que pudiese ser el comportamiento del precio.

Con el fin de ajustar la calidad del crudo del campo Sacha al marcador WTI, Petroecuador utiliza un descuento por calidad equivalente al 10% del precio de referencia asumiendo que el crudo producido en el campo Sacha está cerca de los 28° API.

4.3.4 RESULTADOS ECONÓMICOS

Con base en los pronósticos de producción realizados, los supuestos económicos descritos con anterioridad se estimaron los resultados económicos para los dos escenarios definidos.

4.3.4.1 Escenarios de la Zona 1

Como supuesto, estos escenarios demandarían inversiones de capital adicionales. El valor estimado es el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de caja producto de las ventas del crudo producido, menos los costos de producción y transporte. En el escenario optimista, con la capacidad de producción de los pozos de la zona, los resultados económicos para Petroproducción oscilarían entre US\$177,25 y US\$270,0 millones y en el escenario pesimista los resultados económicos para Petroproducción oscilarían entre US\$128,35 y US\$196,41 millones en términos de VAN descontados con una tasa del 12%. El beneficio económico para cada escenario a diferentes niveles de precio, se muestra en la tabla 4.21.

TABLA 4.21

ÍNDICES ECONÓMICOS PARA LOS ESCENARIOS DE LA ZONA 1

Detalle		Precio Referencia WTI		
		70\$	90\$	100\$
Optimista	VAN	177,25MM	238,08MM	270,0MM
	TIR	574%	768%	865%

Pesimista	VAN	128,35MM	173,72MM	196,41MM
	TIR	573%	767%	865%

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

4.3.4.2 Escenarios de la Zona 2

Como supuesto, estos escenarios demandarían inversiones de capital adicionales. El valor estimado es el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de caja producto de las ventas del crudo producido, menos los costos de producción y transporte. En el escenario optimista, con la capacidad de producción de los pozos de la zona, los resultados económicos para Petroproducción oscilarían entre US\$6,12 y US\$10,70 millones y en el escenario pesimista los resultados económicos para Petroproducción oscilarían entre US\$3,81 y US\$7,21 millones en términos de VAN descontados con una tasa del 12%. El beneficio económico para cada escenario a diferentes niveles de precio, se muestra en la tabla 4.22.

TABLA 4.22

ÍNDICES ECONÓMICOS PARA LOS ESCENARIOS DE LA ZONA 2

Detalle		Precio Referencia WTI		
		70\$	90\$	100\$
Optimista	VAN	6,12MM	9,17MM	10,70MM
	TIR	62%	86%	97%
Pesimista	VAN	3,81MM	6,08MM	7,21MM
	TIR	57%	82%	94%

FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El sistema de inyección de agua en los yacimientos “U” y “T” se implementó cuando muy pocos pozos del área vecina a los pozos inyector-productores producían de las arenas “U” y “T”, razón por la cual no se aprovechó los efectos de la inyección de agua.
- Los efectos de inyección de agua identificados en los pozos productores cercanos a los inyectores determinó que existe continuidad en los yacimientos “U” y “T”.
- El diferencial de presión que existe entre los pozos inyector-productor, la continuidad de los yacimientos y los grandes volúmenes producidos son los principales factores que han determinado el avance del agua de inyección.
- Las correlaciones de registros de pozos evidencian que en los sistemas inyector-productor analizados, no siempre la continuidad de arena es en línea recta.
- El análisis de los historiales de producción determinaron que la producción de petróleo disminuye incluso en los pozos afectados por el avance del frente de inyección de agua mientras que el BSW se incrementa de manera exponencial.

- La presión de reservorio en los pozos situados en la región central norte del yacimiento “U”, influenciados por los inyectores WIW-1, WIW-2 y WIW-3 se ha mantenido en promedio sobre los 2000 psi.
- La presión de reservorio en los pozos situados en la región central este del yacimiento “U” influenciados por los inyectores WIW-4 y WIW-5 se ha mantenido en promedio sobre los 2300 psi.
- La presión de reservorio en los pozos situados en la región central del yacimiento “U” influenciados por el inyector WIW-6 se han mantenido en promedio sobre los 1100 psi.
- Pozos que presentan registros de salinidad menores a 5000 ppm de Cl- al inicio de la producción y luego se incrementan hasta alcanzar la salinidad original del yacimiento, esta salinidad corresponde a salinidades de fluido de matado.
- En la arena “U” el análisis del avance del frente de inyección de agua determinó que se ha inyectado aproximadamente 124'463.267 barriles de agua influenciando la producción de 37 pozos.
- En la arena “T” el análisis del avance del frente de inyección de agua determinó que se ha inyectado aproximadamente 85'756.559 barriles de agua influenciando la producción de 12 pozos.
- La falta de información para el yacimiento “T” impidió proponer una alternativa técnica al modelo de inyección de agua.
- Poner en producción los pozos situados en la zona 1, con una presión de fondo fluyente de 1500 psi y una disminución de la presión de reservorio de 20 psi/año, permitió estimar una producción que supera los 1500 bpd/pozo durante los primeros 7 años.
- Poner en producción los pozos seleccionados de la zona 2, con una presión de fondo fluyente de 1500 psi y una disminución de la presión de reservorio de 10 psi/año, permitió estimar una producción que supera los 100 bpd/pozo durante los primeros 6 años.
- Los índices económicos que respaldan la propuesta técnica de este proyecto en los diferentes escenarios y a diferentes precios de petróleo se resumen en las siguientes tablas.

TABLA 5.1
ÍNDICES ECONÓMICOS PARA LOS ESCENARIOS DE LA ZONA 1

Detalle		Precio Referencia WTI		
		70\$	90\$	100\$
Optimista	VAN	177,25MM	238,08MM	270,0MM
	TIR	574%	768%	865%
Pesimista	VAN	128,35MM	173,72MM	196,41MM
	TIR	573%	767%	865%

ELABORACIÓN: Autores

TABLA 5.2
ÍNDICES ECONÓMICOS PARA LOS ESCENARIOS DE LA ZONA 2

Detalle		Precio Referencia WTI		
		70\$	90\$	100\$
Optimista	VAN	6,12MM	9,17MM	10,70MM
	TIR	62%	86%	97%
Pesimista	VAN	3,81MM	6,08MM	7,21MM
	TIR	57%	82%	94%

ELABORACIÓN: Autores

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar registros continuos de presión de reservorio y salinidad del agua producida en los pozos que estén produciendo de las arenas “U” y “T” de manera que permita evaluar el comportamiento del avance del frente inyección de agua.
- En el yacimiento “T” en zonas cercanas a los pozos inyectores WIW-1, WIW-3 y WIW-4 donde se inyectó más de 54 millones de barriles, no existen pozos que estén produciendo de esta arena y no se tiene un modelo geológico que permita determinar con certeza las zonas donde exista continuidad, se debe suspender la inyección de agua.

- Para iniciar la producción de las zonas 1 y 2 de la arena “U”, se recomienda probar un pozo que se haya detenido la producción de Hollín para algún trabajo de reacondicionamiento y de acuerdo a los resultados continuar la producción paulatina de los otros pozos de las zonas.
- Si se elige instalar bombeo eléctrico sumergible (B.E.S) para la producción de las Zonas 1 y 2 se recomienda realizar el estudio correspondiente del comportamiento del BSW, ya que en este proyecto la estimación se realizó para bombeo hidráulico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

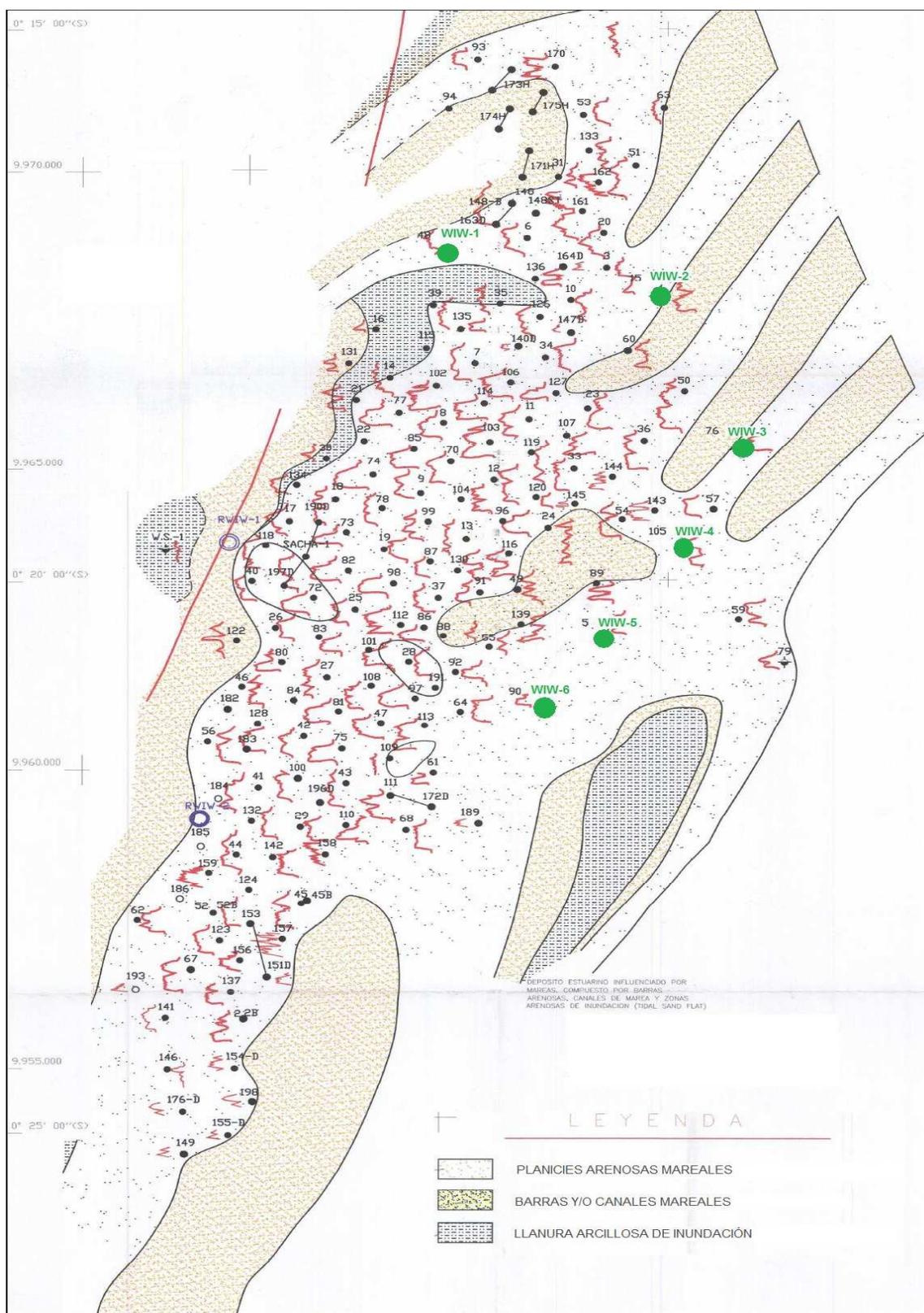
- ANGEL A., A. MACÍAS; *“Análisis del sistema de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Sacha”* Octubre 2005.
- BABY, P., BERNAL, C., CHRISTOPHOUL, F., VALDEZ, A. (1998). *“Modelo Estructural y Ciclos Tectono-Sedimentarios de la Cuenca Oriente”*, Convenio ORSTOM- PETROPRODUCCIÓN, Informe no publicado, 77 pp.
- CERÓN V., *“Estudio de la inyección de agua del campo Sacha”*, Marzo 1999.
- CEPE, TEXACO, PETROPRODUCCIÓN *“Inyección de agua y estudio de los yacimientos “U” y “T” con modelo matemático campo Sacha”*, Diciembre 1981.
- DELGADO BYRON; *“Análisis Técnico-Económico para incrementar la producción mediante recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Auca sur”* Diciembre 2005.
- GEOCONSUL, PETROPRODUCCIÓN; *“Simulación Matemática del Campo Sacha”*, Diciembre 2008.
- GONZALES D; *“Ubicación de pozos de relleno en el campo Sacha”* Julio 2007.
- LANCHIMBA A., TOAPANDA S.; PETROPRODUCCIÓN *“Estudio geológico del campo Sacha”* ,2006.
- NOROÑA, F. *“Actualización de reservas del Campo Sacha.”* Petroproducción. Quito. 2007.
- RV. / W. G. PETROPRODUCCIÓN *“Estudio de simulación de yacimientos formación Napo arenas “U” y “T” ”*, Julio 1982
- VALENCIA RAÚL; *“Recuperación Secundaria por Inyección de Agua”*, EPN, Octubre 2008.
- VEGA C., PETROPRODUCCIÓN *“Análisis económico del incremento de producción del campo Sacha”*, Septiembre 2008.

ANEXOS

ANEXO No. 1

**AMBIENTES DEPOSITACIONALES Y FALLAS DEL
CAMPO SACHA**

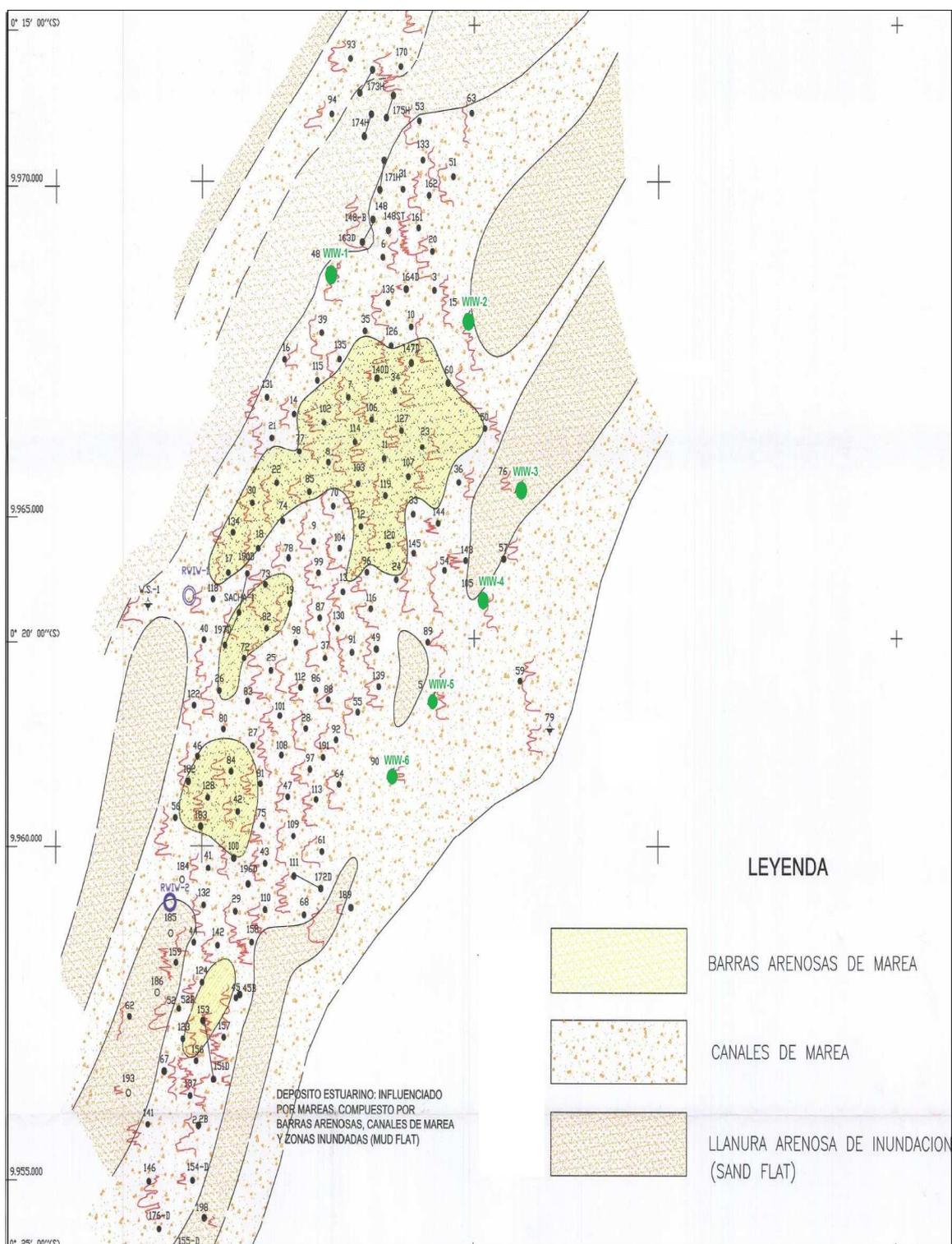
FIGURA 1.1
AMBIENTES DEPOSITACIONALES DEL CAMPO SACHA, ARENA "U"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

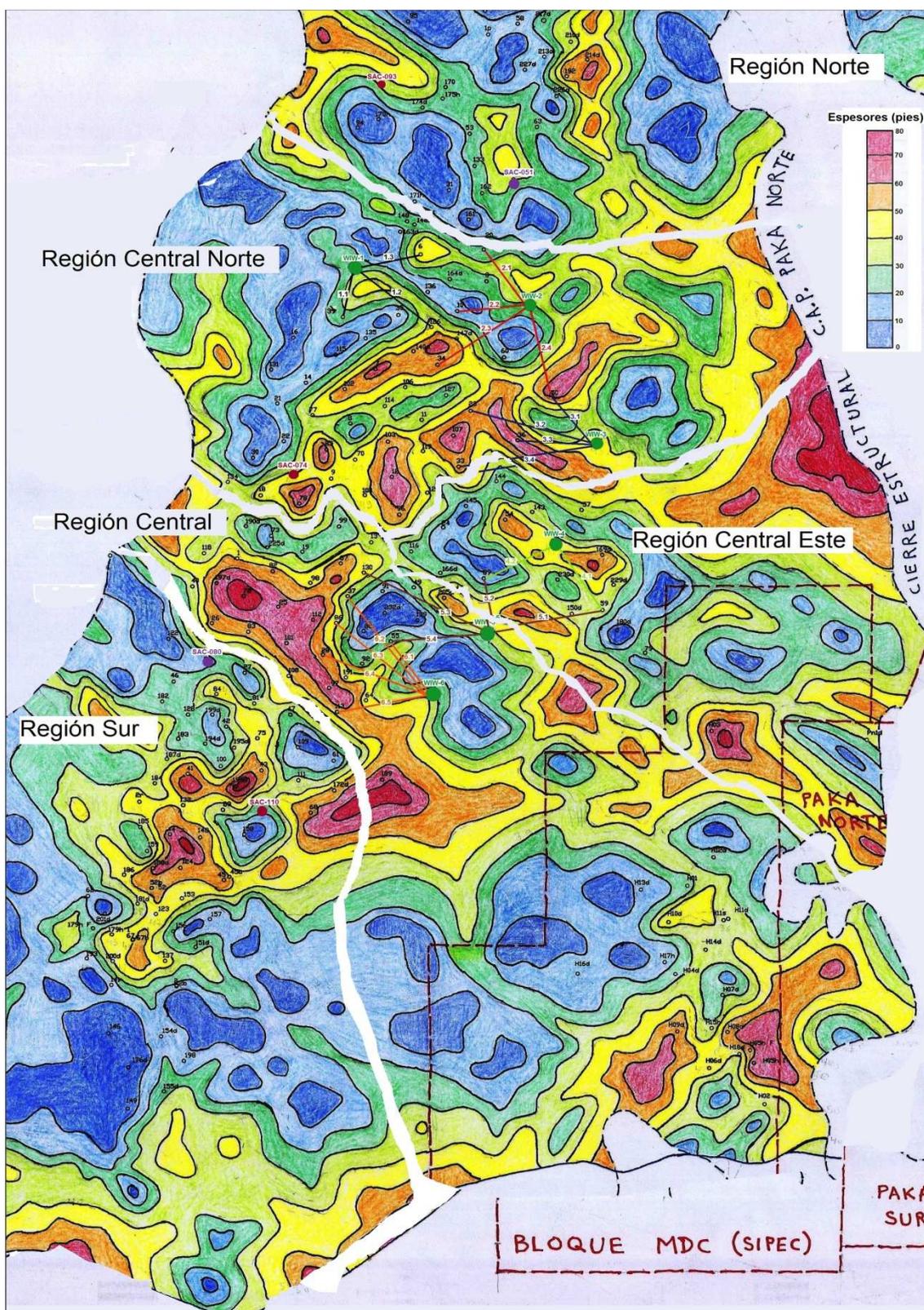
FIGURA 1.2
AMBIENTES DEPOSITACIONALES DEL CAMPO SACHA, ARENA "T"



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

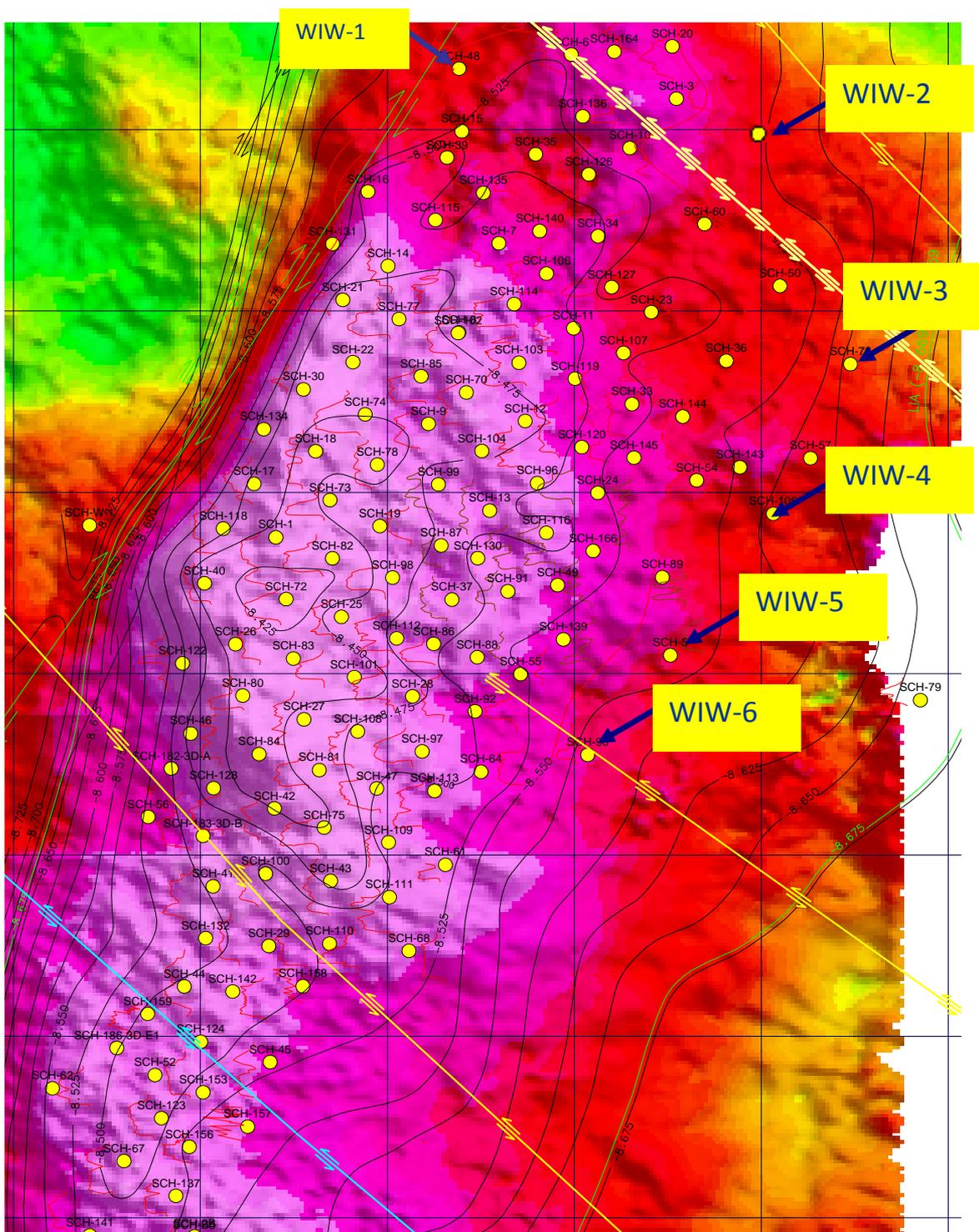
FIGURA 1.3
REGIONES ESTABLECIDAS EN EL CAMPO SACHA



FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

ELABORACIÓN: Autores

FIGURA 1.4
FALLAS DEL CAMPO SACHA

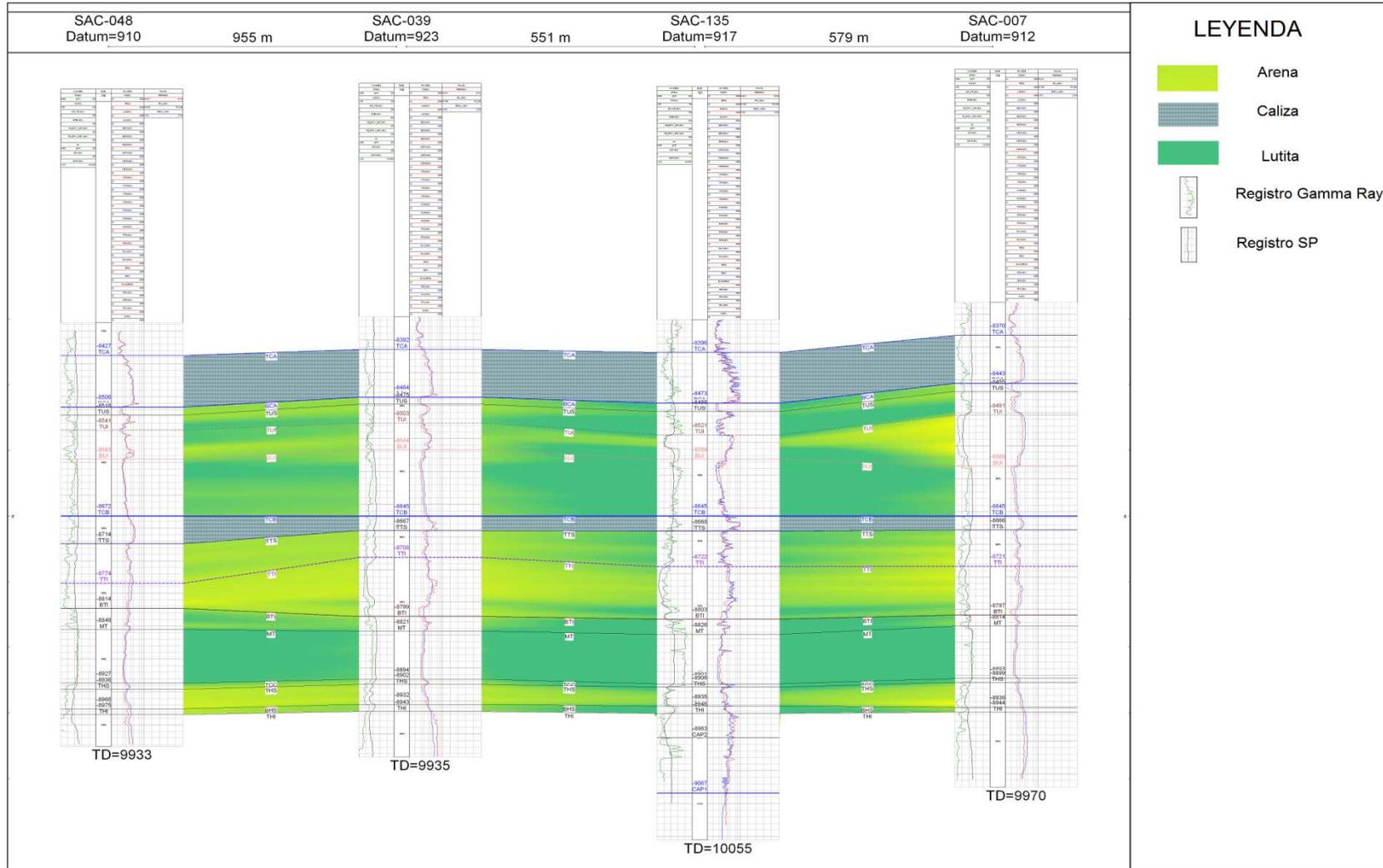


FUENTE: Archivo Campo Sacha, Petroproducción

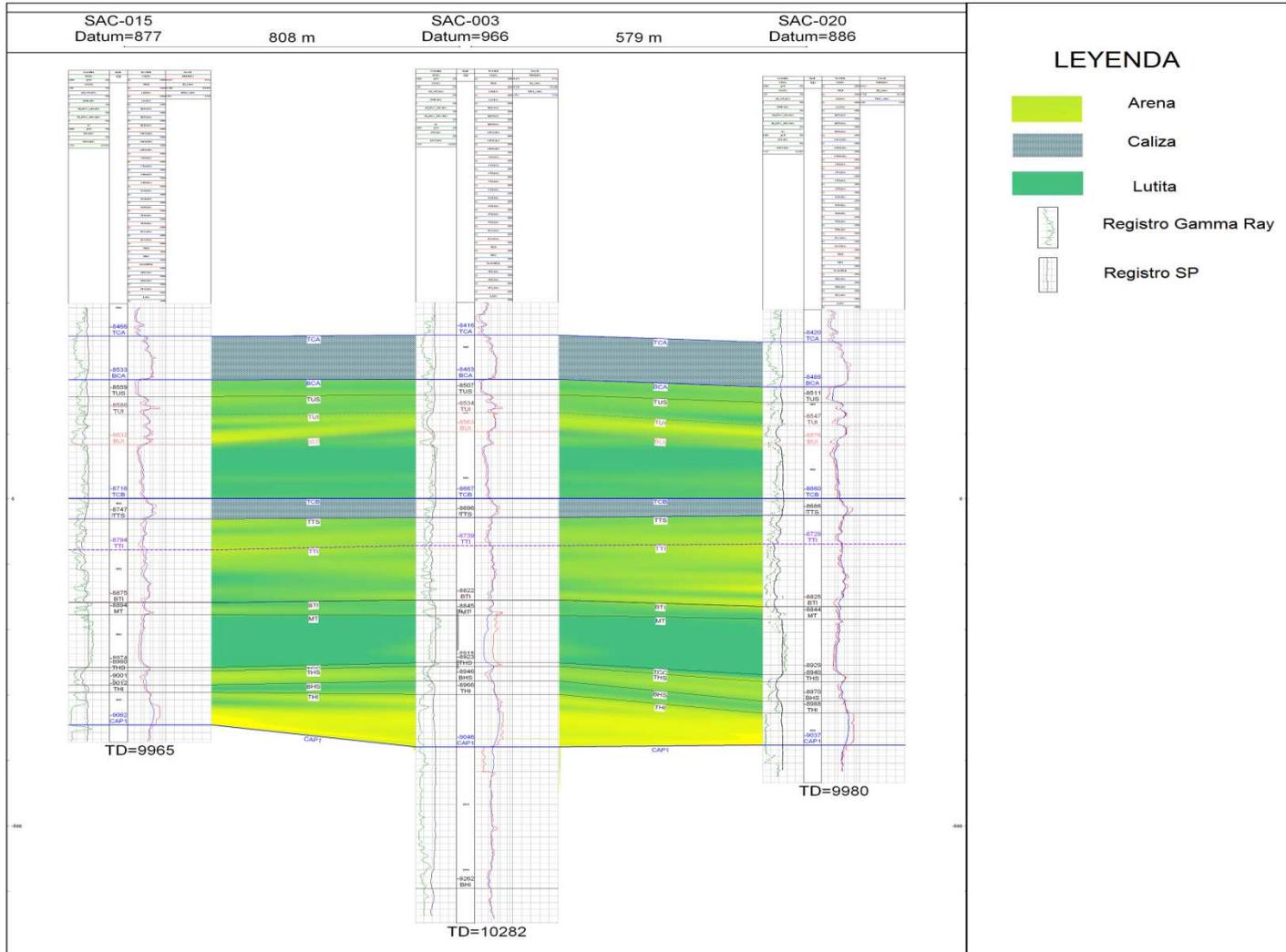
ANEXO No. 2

CORRELACIONES DE REGISTROS DE POZOS

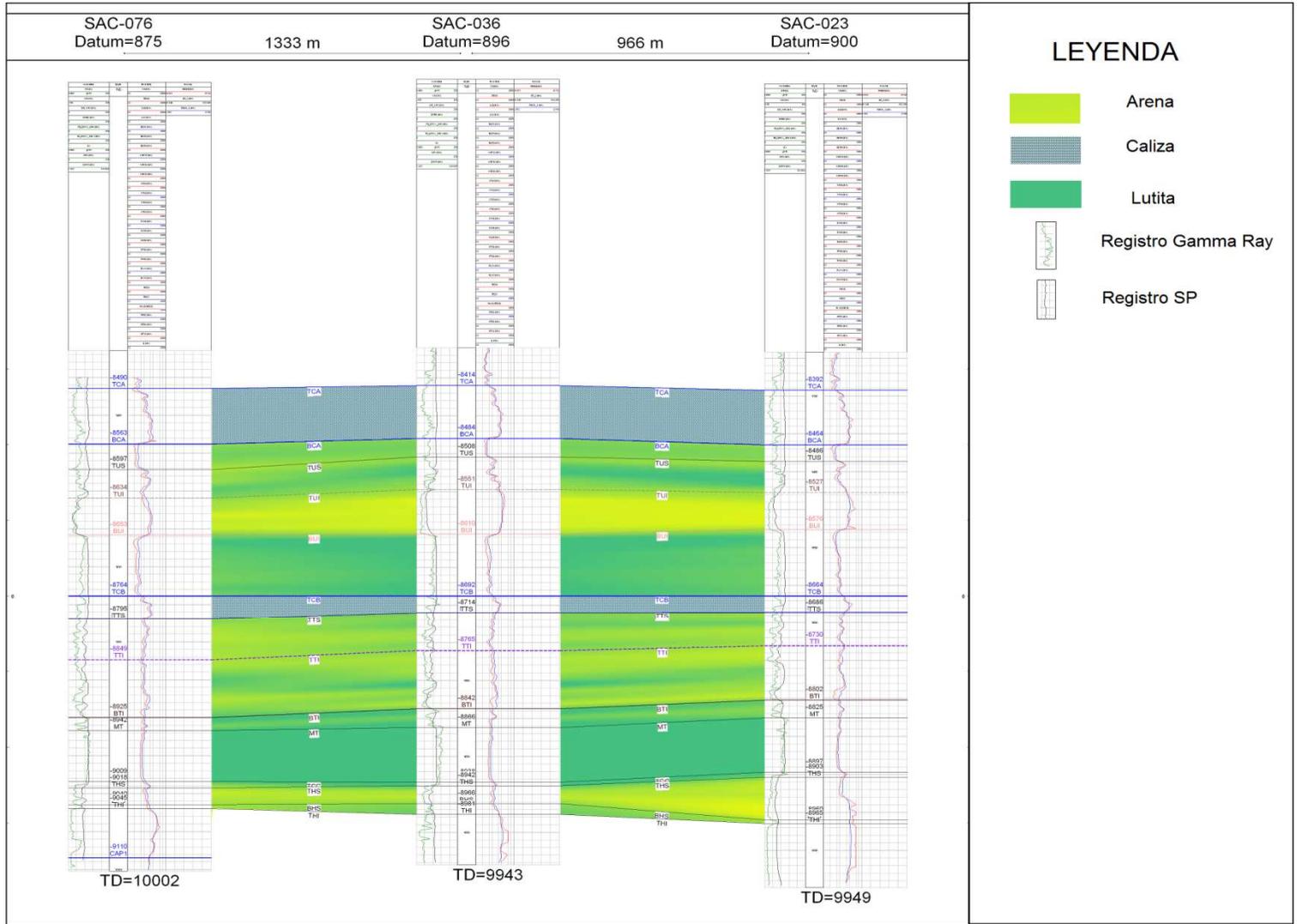
CORRELACIÓN 2.1



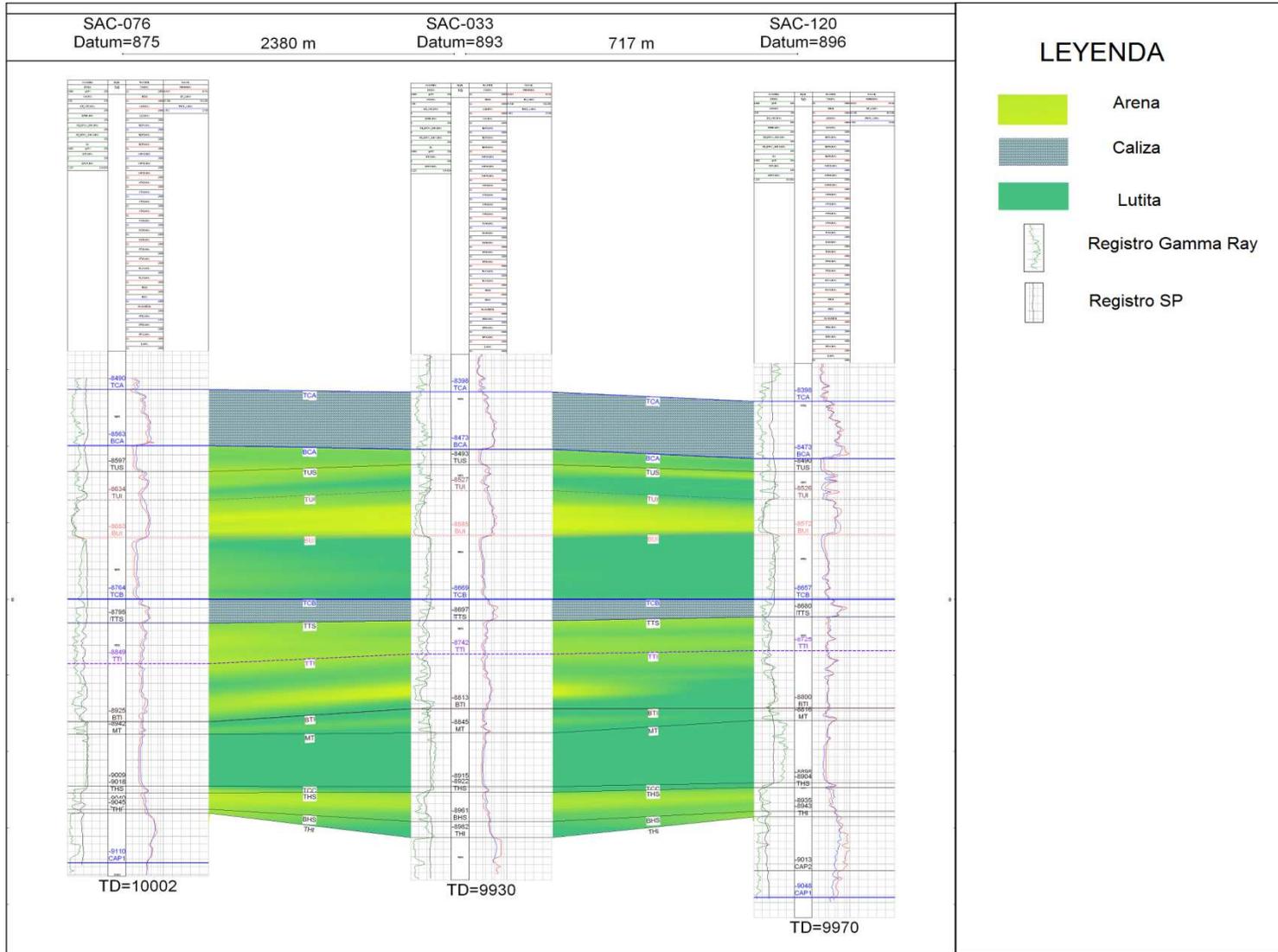
CORRELACIÓN 2.4



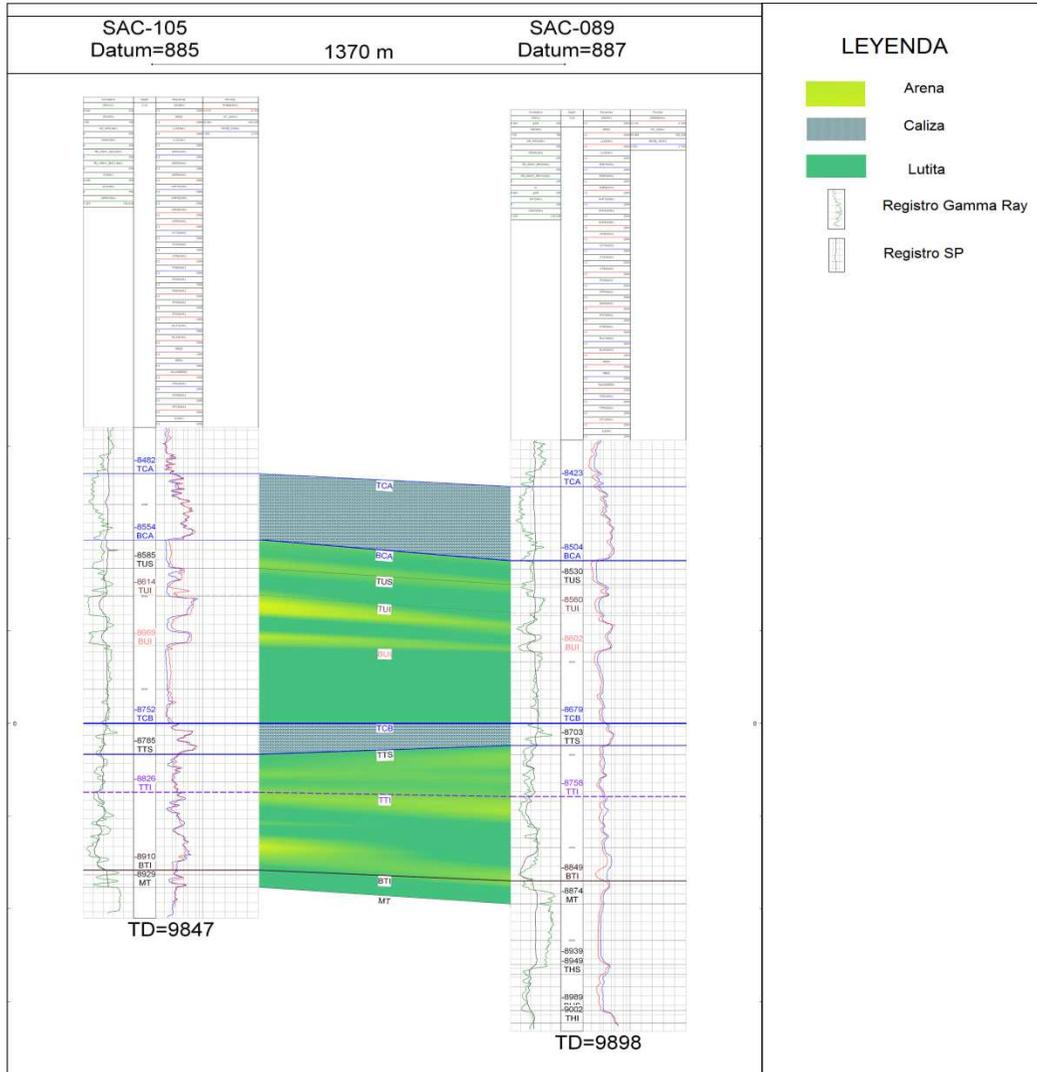
CORRELACIÓN 2.7



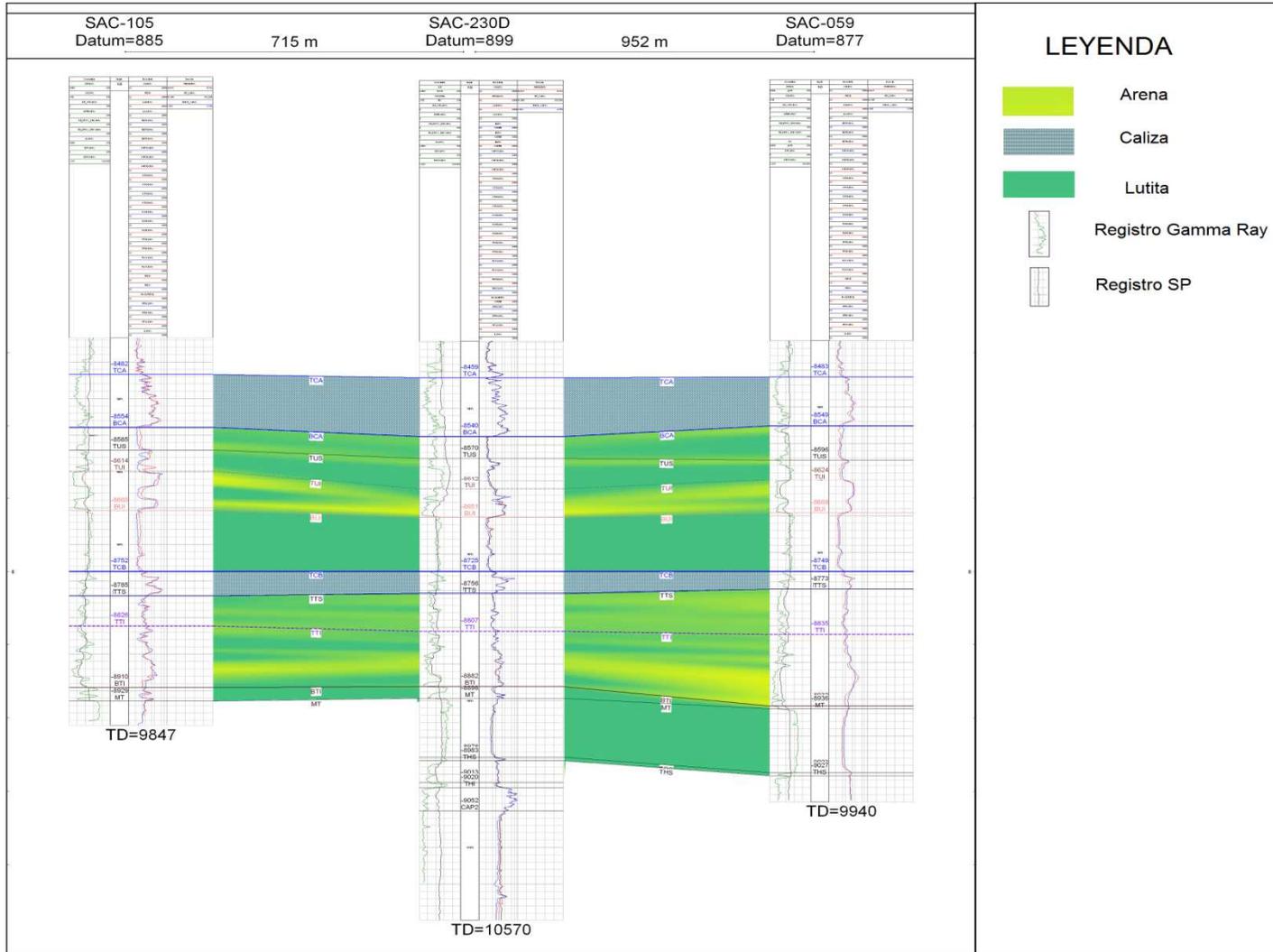
CORRELACIÓN 2.8



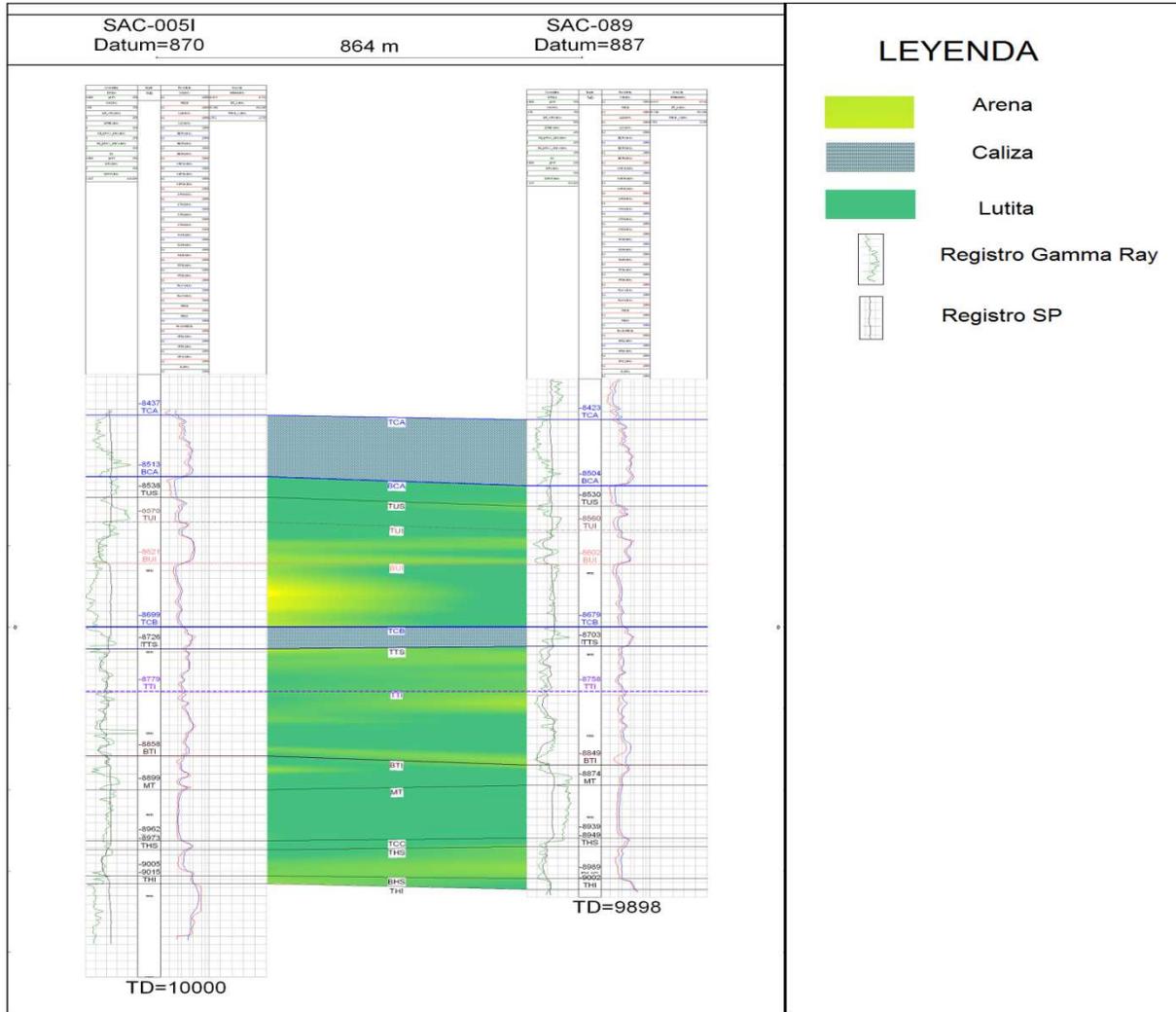
CORRELACIÓN 2.9



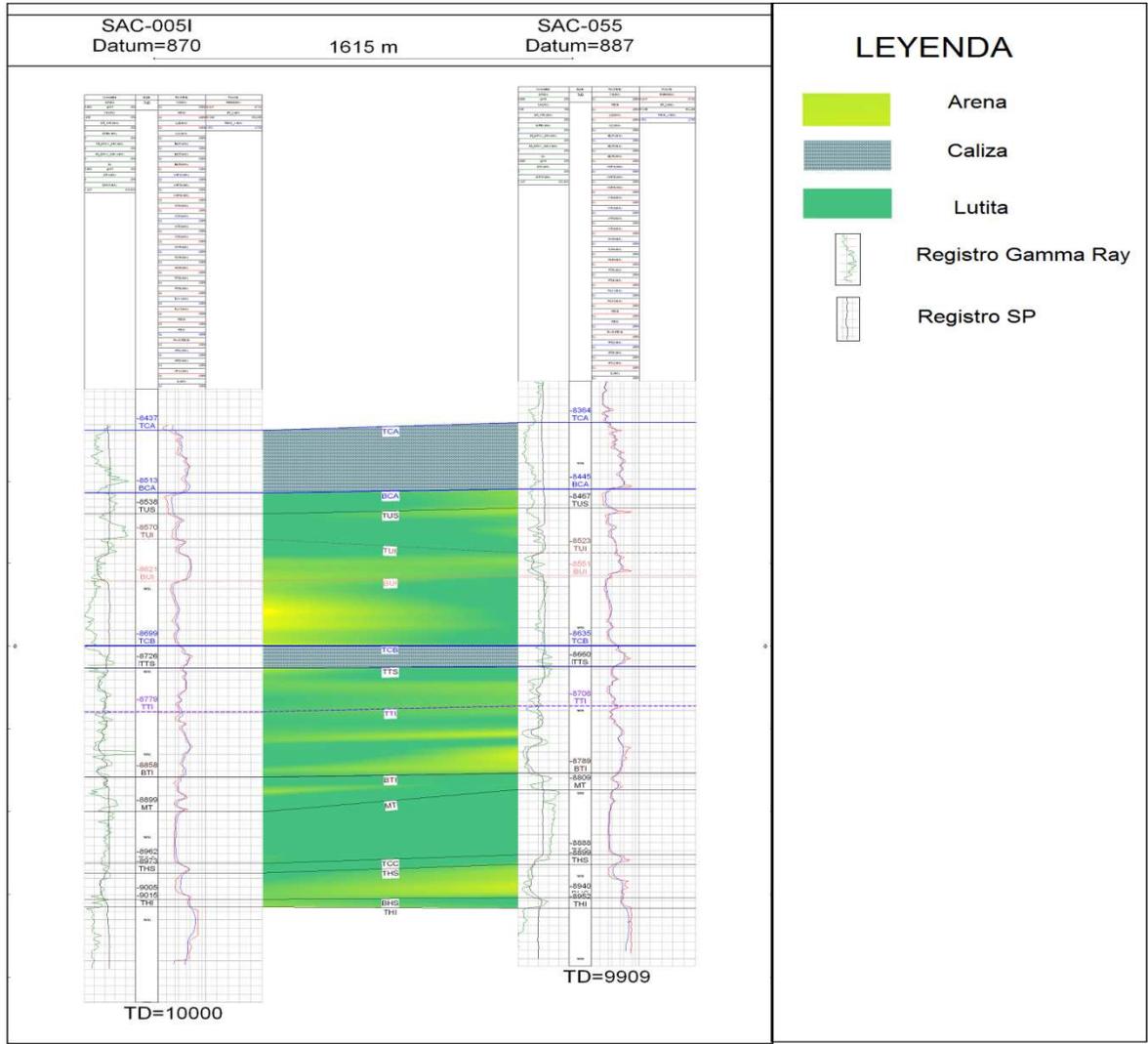
CORRELACIÓN 2.10



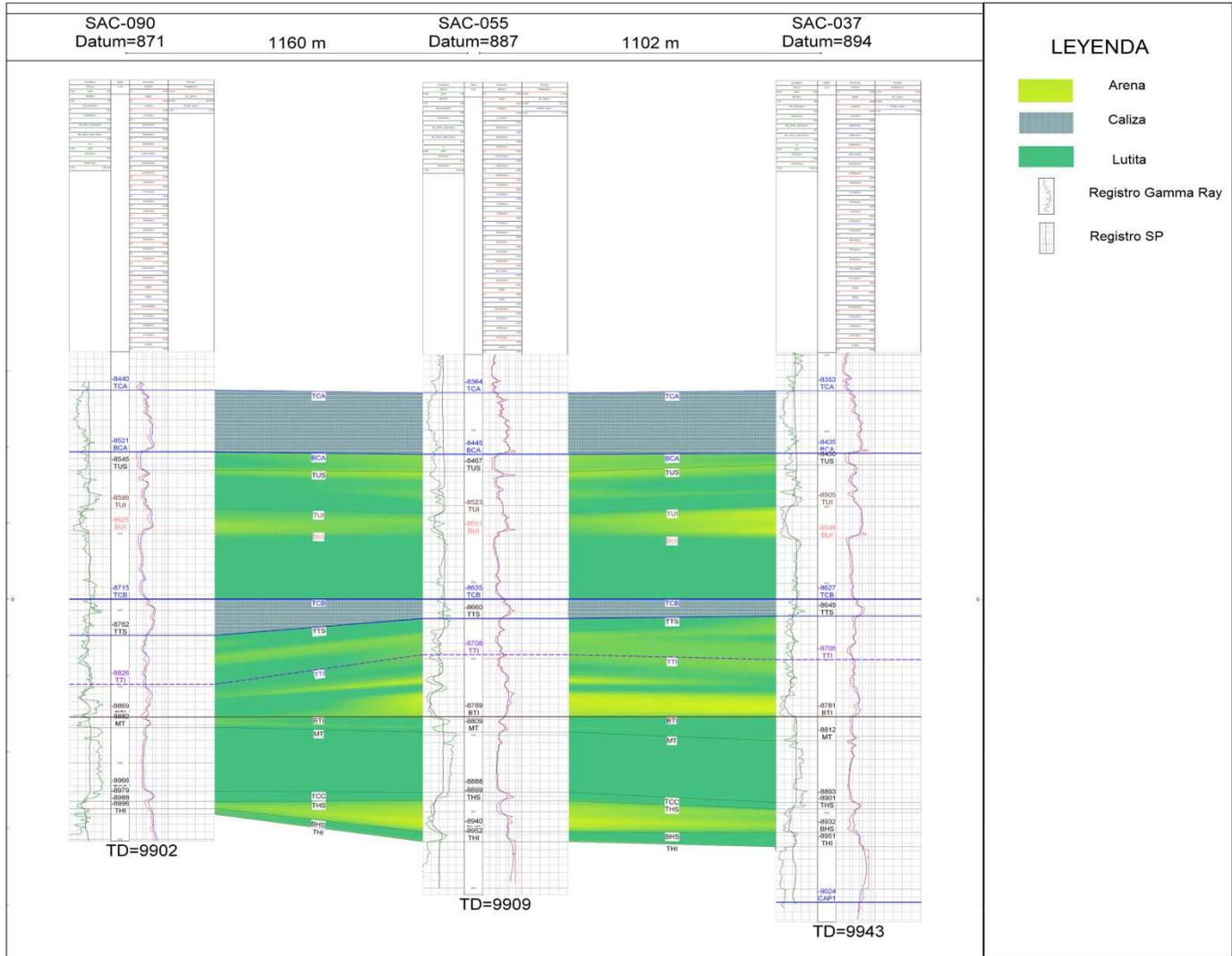
CORRELACIÓN 2.11



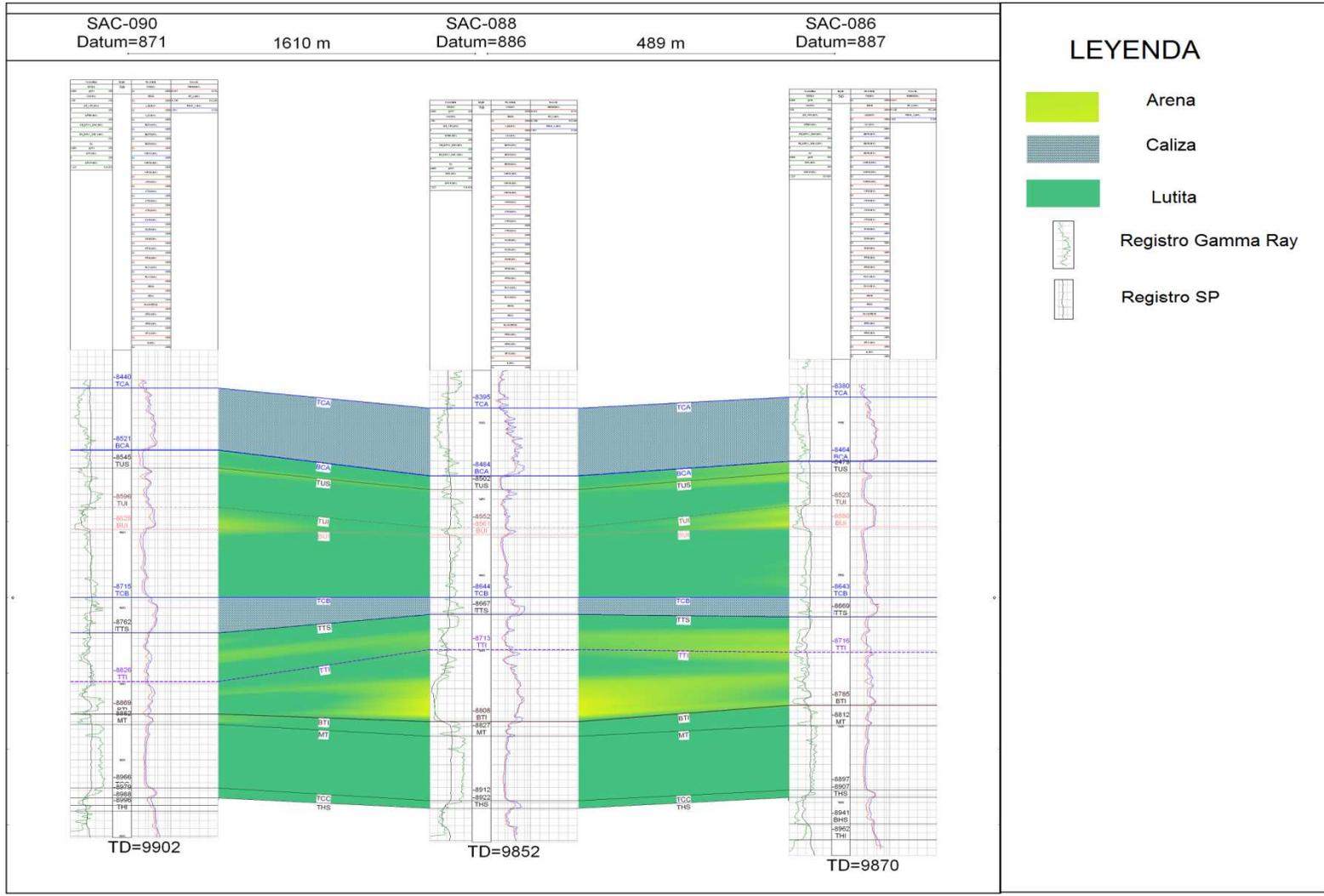
CORRELACIÓN 2.13



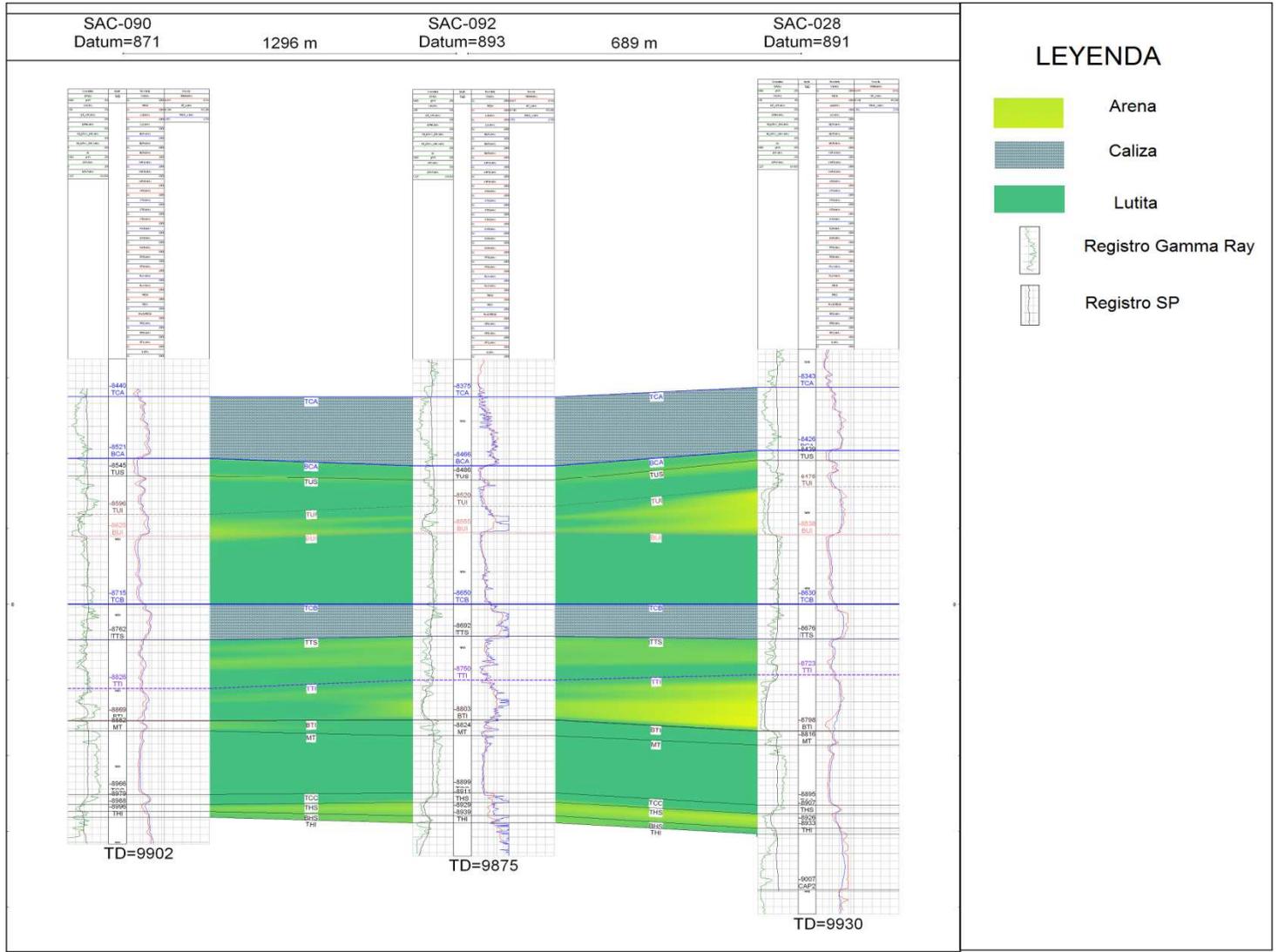
CORRELACIÓN 2.14



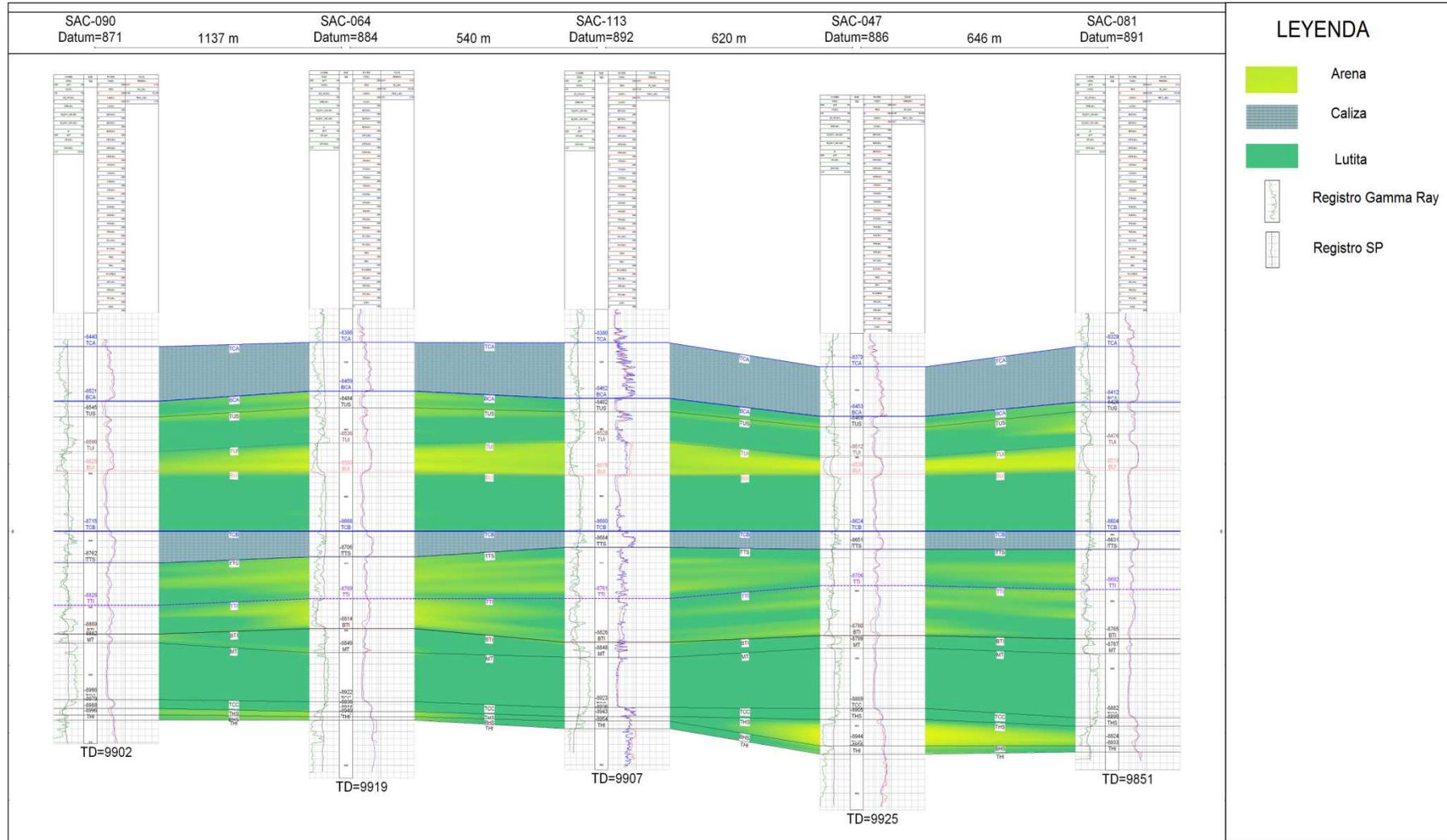
CORRELACIÓN 2.15



CORRELACIÓN 2.16



CORRELACIÓN 2.17



ANEXO No. 3
CÁLCULOS ECONÓMICOS

TABLA 3.1

FLUJO DE CAJA PARA LA ZONA 1 (OPTIMISTA)

Año	Producción Diaria	Producción Anual	Ingresos	Ingresos	Ingresos	egresos	TOTAL(70\$)	TOTAL(90\$)	TOTAL(100\$)	VAN(70\$)	VAN(90\$)	VAN(100\$)
	BPPD	BPA	70\$	90\$	100\$							
0						6500000	-6500000,00	-6500000,00	-6500000,00	-6500000,00	-6500000,00	-6500000,00
1	1950,0	702001,4	44226088,4	56862113,6	63180126,2	6669013,3	37557075,0	50193100,3	56511112,9	33533102,7	44815268,1	50456350,8
2	1867,5	672305,4	42355241,4	54456738,9	60507487,7	6386901,5	35968339,9	48069837,4	54120586,2	28673740,4	38320980,1	43144600,0
3	1782,5	641696,2	40426858,6	51977389,6	57752655,1	6096113,6	34330745,0	45881276,0	51656541,5	24435946,2	32657386,0	36768105,9
4	1694,0	609828,9	38419220,4	49396140,5	54884600,6	5793374,5	32625845,9	43602766,0	49091226,1	20734314,9	27710346,1	31198361,7
5	1600,6	576233,8	36302728,6	46674936,7	51861040,8	5474221,0	30828507,6	41200715,7	46386819,8	17492923,1	23378392,6	26321127,3
6	1500,8	540273,3	34037220,9	43762141,1	48624601,3	5132596,8	28904624,1	38629544,3	43492004,5	14643982,1	19570929,4	22034403,0
7	1391,9	501086,8	31568469,5	40588032,3	45097813,6	4760324,8	26808144,8	35827707,5	40337488,9	12126643,3	16206635,4	18246631,4
8	1270,9	457518,6	28823671,5	37059006,2	41176673,5	4346426,6	24477244,8	32712579,5	36830246,9	9885948,6	13212062,2	14875119,0
9	1133,4	408027,6	25705736,3	33050232,4	36722480,4	3876261,8	21829474,5	29173970,5	32846218,6	7871927,3	10520426,2	11844675,7
10	973,8	350574,7	22086206,1	28396550,6	31551722,9	3330459,6	18755746,4	25066091,0	28221263,3	6038848,4	8070610,4	9086491,5
11	784,7	282487,9	17796737,1	22881519,1	25423910,2	2683635,0	15113102,1	20197884,2	22740275,2	4344655,7	5806409,1	6537285,7
12	556,4	200306,2	12619290,7	16224802,4	18027558,2	1902908,9	10716381,8	14321893,5	16124649,3	2750628,3	3676073,3	4138795,9
13	276,7	99612,8	6275606,8	8068637,3	8965152,5	946321,7	5329285,1	7122315,6	8018830,9	1221334,6	1632250,9	1837709,1
										177253995,6	239077769,8	269989656,9

TABLA 3.2

FLUJO DE CAJA PARA LA ZONA 1 (PESIMISTA)

Año	Producción Diaria	Producción Anual	Ingresos 70\$	Ingresos 90\$	Ingresos 100\$	egresos	TOTAL(70\$)	TOTAL(90\$)	TOTAL(100\$)	VAN(70\$)	VAN(90\$)	VAN(100\$)
0						6500000	-6500000,00	-6500000,00	-6500000,00	6500000,00	-6500000,00	6500000,00
1	1950,00	702001,40	44226088,3	56862113,61	63180126,23	6669013,325	37557075,04	50193100,29	56511112,91	33533102,7	44815268,11	50456350,8
2	1859,37	669372,96	42170496,3	54219209,55	60243566,16	6359043,095	35811453,22	47860166,45	53884523,07	28548671,2	38153831,67	42956411,8
3	1752,62	630944,68	39749514,8	51106519,04	56785021,16	5993974,456	33755540,36	45112544,59	50791046,70	24026526,8	32110218,17	36152063,8
4	1612,35	580446,33	36568118,8	47016152,83	52240169,81	5514240,147	31053878,72	41501912,68	46725929,66	19735301,3	26375215,80	29695173,0
5	1402,46	504884,79	31807741,8	40895668,02	45439631,14	4796405,509	27011336,29	36099262,51	40643225,63	15326957,6	20483691,02	23062057,7
6	1048,35	377407,77	23776689,5	30570029,36	33966699,29	3585373,814	20191315,69	26984655,55	30381325,48	10229548,9	13671266,29	15392124,9
7	396,35	142685,73	8989201,03	11557544,19	12841715,77	1355514,442	7633686,60	10202029,75	11486201,33	3453092,14	4614880,15	5195774,16
										128353200,	173724371,2	196409956,

TABLA 3.3

FLUJO DE CAJA PARA LA ZONA 2 (OPTIMISTA)

Año	Producción Diaria	Producción Anual	Ingresos	Ingresos	Ingresos	egresos	TOTAL(70\$)	TOTAL(90\$)	TOTAL(100\$)	VAN(70\$)	VAN(90\$)	VAN(100\$)
	BPPD	BPA	70\$	90\$	100\$							
0						2940000	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00
1	105,98	38154,3	2403718,6	3090495,3	3433883,7	362465,5	2041253,1	2728029,8	3071418,2	1822547,4	2435740,9	2742337,6
2	99,25	35728,5	2250896,4	2894009,6	3215566,3	339420,9	1911475,5	2554588,8	2876145,4	1523816,6	2036502,5	2292845,5
3	92,34	33243,7	2094354,6	2692741,6	2991935,2	315815,4	1778539,2	2376926,3	2676119,8	1265929,1	1691849,2	1904809,2
4	85,26	30693,7	1933701,2	2486187,3	2762430,3	291589,9	1642111,3	2194597,4	2470840,4	1043591,4	1394706,3	1570263,8
5	77,98	28072,5	1768567,6	2273872,7	2526525,2	266688,8	1501878,9	2007183,9	2259836,4	852206,4	1138930,0	1282291,9
6	70,49	25375,3	1598642,1	2055396,9	2283774,4	241065,1	1357577,0	1814331,9	2042709,3	687790,7	919197,0	1034900,1
7	62,77	22598,7	1423717,1	1830493,4	2033881,5	214687,5	1209029,6	1615805,9	1819194,1	546903,6	730908,5	822911,0
8	54,84	19742,2	1243756,9	1599116,0	1776795,5	187550,6	1056206,2	1411565,3	1589244,9	426584,0	570107,6	641869,4
9	46,69	16809,4	1058990,3	1361559,0	1512843,3	159689,0	899301,3	1201870,0	1353154,3	324297,1	433406,4	487961,0
10	38,36	13810,1	870038,7	1118621,2	1242912,4	131196,3	738842,4	987424,9	1111716,1	237887,5	317924,4	357942,8
11	29,90	10763,3	678089,1	871828,9	968698,7	102251,5	575837,6	769577,3	866447,2	165539,5	221235,1	249082,9
12	21,39	7700,4	485128,1	623736,1	693040,1	73154,2	411973,9	550581,9	619885,9	105743,4	141320,7	159109,3
13	12,97	4670,7	294254,3	378326,9	420363,2	44371,7	249882,6	333955,2	375991,5	57266,6	76533,9	86167,6
										6120103,4	9168362,4	10692492,0

TABLA 3.4

FLUJO DE CAJA PARA LA ZONA 2 (PESIMISTA)

Año	Producción Diaria	Producción Anual	Ingresos	Ingresos	Ingresos	egresos	TOTAL(70\$)	TOTAL(90\$)	TOTAL(100\$)	VAN(70\$)	VAN(90\$)	VAN(100\$)
	BPPD	BPA	70\$	90\$	100\$							
0						2940000	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00	-2940000,00
1	106,0	38154,3	2403718,6	3090495,3	3433883,7	362465,5	2041253,1	2728029,8	3071418,2	1822547,4	2435740,9	2742337,6
2	98,1	35331,7	2225899,6	2861870,9	3179856,6	335651,5	1890248,1	2526219,4	2844205,0	1506894,2	2013886,6	2267382,8
3	89,0	32024,8	2017560,2	2594005,9	2882228,8	304235,3	1713324,9	2289770,7	2577993,6	1219510,8	1629813,5	1834964,9
4	77,7	27956,9	1761287,8	2264512,9	2516125,5	265591,0	1495696,8	1998921,9	2250534,5	950542,4	1270351,0	1430255,3
5	63,1	22700,4	1430127,0	1838734,7	2043038,6	215654,1	1214473,0	1623080,7	1827384,5	689124,6	920979,6	1036907,1
6	43,3	15597,9	982669,3	1263432,0	1403813,3	148180,3	834489,0	1115251,7	1255633,0	422778,1	565021,2	636142,8
7	15,7	5649,1	355890,8	457573,9	508415,5	53666,1	302224,8	403907,8	454749,4	136711,1	182707,4	205705,5
										3808108,6	6078500,2	7213696,1

ANEXOS	185
ANEXO No. 1	186
AMBIENTES DEPOSITACIONALES Y FALLAS DEL CAMPO SACHA	186
ANEXO No. 2	195
CORRELACIONES DE POZOS.....	195
ANEXO No. 3	215
CÁLCULOS ECONÓMICOS	215