

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEO
MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO
IB / BS 101 DEL CAMPO BOSCÁN**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Morales B. Omar E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEÓ MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO IB / BS 101 DEL CAMPO BOSCÁN

Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas

Tutor Industrial: Ing. Erick Santander

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Morales B. Omar E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

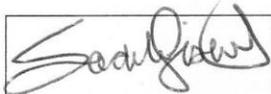
Caracas, 2014

Caracas, junio 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Morales B. Omar E.:

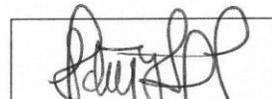
“ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEO MEDIANTE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO IB / BS 101 DEL CAMPO BOSCÁN”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Jurado

Sando Gasbarri



Jurado

Adriana Zambardo



Prof. Alberto Vegas
Tutor Académico



DEDICATORIA

A MIS PADRES...

AGRADECIMIENTOS

A la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, la casa que vence la
sombra

Morales B. Omar E.

**ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEÓ MEDIANTE
LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO IB / BS 101 DEL CAMPO
BOSCÁN**

**Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad
de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 143 pag.**

**Palabras clave: yacimiento IB/BS 101. Campo Boscán (Estado Zulia).
Inyección de agua. Recuperación secundaria de petróleo. Factor de
recobro. Curvas de declinación. Reservas.**

Resumen. Al ser el yacimiento IB/BS 101 de Campo Boscán un yacimiento que presenta grandes retos y oportunidades de explotación; ya que, el mismo cuenta con un POES de 35,3 MMMBP , pero que sus condiciones son bastante peculiares (crudo pesado de 10,5 API y profundidades alrededor de los 9000 pies) que produce por gas en solución y al ver que existían zonas muy agotadas incluso con una presión por debajo del punto de burbuja, se toma la decisión de arrancar proyectos de inyección de agua de tal forma de restaurar presiones en el campo y además de lograr una recuperación mejorada de petróleo. Este trabajo de especial de grado plantea el estudio de esta recuperación secundaria de petróleo, desde un punto de vista de recuperación de reservas evaluando dos escenarios de producción, el primero donde se supone la no inyección de agua y el segundo que representa la realidad donde se está inyectando agua; se comparan ambos escenarios y de esta forma se puede medir el impacto que tiene la inyección de agua obteniendo como resultado final que gracias a esta se han logrado recuperar 45,2 MMMBP lo que representa un aumento local del 1,1 % en el factor de recobro; por lo que se llega a la conclusión, que la inyección de agua en campo Boscán es un método de recuperación mejorada de petróleo que ha dado resultados positivos en las zonas donde ha sido aplicado por lo que la recomendación es expandir los proyectos de inyección de agua a otras zonas del campo y de esta forma aportar energía al yacimiento y lograr recuperar mayor número de reservas.

Contenido

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS.....	xvii
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I.....	5
EL PROBLEMA	5
1.1. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
1.2. ANTECEDENTES BIBLIOGRAFICOS.....	8
1.3. OBJETIVOS	9
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	9
1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	9
CAPITULO II.....	10
MARCO TEORICO	10
2.1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	10
2.2. DESCRIPCION DEL CAMPO Y CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS	12
2.2.1. AREA DE ESTUDIO.....	12
2.2.2. GEOLOGIA ESTRATIGRAFICA.....	14
2.2.3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL.....	18

2.2.4.	CONTACTO AGUA – PETROLEO.....	20
2.2.5.	CARACTERISTICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS.....	21
2.2.6.	PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	30
2.2.7.	PRESIONES DE FORMACIÓN	31
2.2.8.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	34
2.3.	INYECCION DE AGUA ⁴	37
2.3.1.	ANTECEDENTES HISTORICOS	37
2.3.2.	FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	38
2.3.3.	MODELOS DE INYECCION.....	39
2.4.	CURVAS DE DECLINACION.....	46
2.4.1.	PRINCIPIOS GENERALES ⁵	46
2.4.2.	TASA LÍMITE ECONÓMICA ⁵	48
	CAPÍTULO III.....	49
	MARCO METODOLÓGICO	49
3.1.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN ⁷	49
3.2.	TIPO DE INVESTIGACIÓN ⁷	50
3.2.1.	INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA.....	50
3.2.2.	INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL	51

3.2.3.	INVESTIGACIÓN DE CAMPO	52
3.3.	POBLACIÓN Y MUESTRA ⁷	52
3.4.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	53
3.4.1.	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	53
3.4.2.	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	54
3.5.	PROGRAMAS Y SIMULADORES USADOS	54
3.5.1.	OFM (OIL FIELD MANAGER)	54
3.5.2.	CENTINELA (CENTRO DE INFORMACIÓN Y NEGOCIOS LAGOVEN)	56
3.5.3.	AICO (AMBIENTE INTEGRADO DE CONSULTAS OPERACIONALES)	59
3.5.4.	MICROSOFT OFFICE EXCEL	60
3.5.5.	MICROSOFT OFFICE WORD.....	61
3.5.6.	MICROSOFT POWER POINT.....	61
3.6.	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	61
CAPITULO IV		72
ANALISIS DE RESULTADOS		72
4.1.	CURVAS DE INYECCION	72
4.1.1.	ZONA I.....	72

4.1.2. PILOTO DE INYECCION	81
4.1.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION	89
4.2. SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION PARA LOS ESCENARIOS 1 Y 2.....	95
4.2.1. ZONA I.....	95
4.2.2. PILOTO DE INYECCION	101
4.2.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION	109
4.3. EFECTIVIDAD DEL PROYECTO	115
4.3.1. ZONA I.....	115
4.3.2. PILOTO DE INYECCION	116
4.3.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION	117
CONCLUSIONES.....	122
RECOMENDACIONES.....	124
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICA	125
ANEXOS	126

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1. Ubicación del campo Boscán. ²	13
Figura N° 2. Zonas de inyección existentes en campo Boscán. ²	14
Figura N° 3. Modelo depositacional de Boscán sistema deltaico proximal Mareal. ²	15
Figura N° 4. Intervalos yacimientos del campo Boscán. Boscán Superior e Inferior. ²	16
Figura N°5. Columna estratigráfica de Boscán. ²	17
Figura N° 6. Marco Estructural de Campo Boscán. ²	19
Figura N° 7. Pozo BN-0135 mostrando el contacto agua petróleo original a - 9345 pies. ²	20
Figura N° 8. Curvas de permeabilidad relativa del sistema agua – petróleo.	24
Figura N° 9. Datos de Perfiles de Presión mediante MDT. ²	33
Figura N° 10. Mapa de Presiones de Campo Boscán Diciembre 2010. ²	34
Figura N° 11. Producción histórica de crudo, agua y gas de Campo Boscán.	35
Figura N° 12. Tasas de producción Inicial por Áreas (BNPD). ²	36
Figura N° 13. Arreglos de pozos para la inyeccion de agua. ⁴	43
Figura N° 14. Arreglo de pozos en el área de estudio. ²	45

Figura N° 15. Pantalla de inicio de OFM 2009.	55
Figura N° 16. Ventana Principal Módulo Pozo.	57
Figura N° 17. Ventana Pozo de CENTINELA 2000.	58
Figura N° 18. Ventana de AICO.	60
Figura N° 19. Peor arreglo para la Zona I.	63
Figura N° 20. Peor arreglo para el Piloto de Inyección.	63
Figura N° 21. Mejor arreglo para la Zona I.	64
Figura N° 22. Mejor arreglo para el Piloto de Inyección.	65
Figura N° 23. Mejor arreglo para la Expansión del Piloto de Inyección.	66
Figura N° 24. Mapa de la Zona I.	67
Figura N° 25. Mapa del Piloto de Inyección.	68
Figura N° 26. Mapa de la Expansión del Piloto de Inyección.	69
Figura N° 27. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I.	73
Figura N° 28. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I del período 2004-2014.	74
Figura N° 29. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo de la zona I.	75
Figura N° 30. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo de la zona I en el periodo 1997-2014.	76

Figura N° 31. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la zona I.....	77
Figura N° 32. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la zona I durante el periodo 1997-2014.	78
Figura N° 33. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del de la zona I.....	79
Figura N° 34. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del de la zona I durante el periodo 1997-2014.	80
Figura N° 35. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.	81
Figura N° 36. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección durante el periodo 2002-2014.....	82
Figura N° 37. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo del piloto de inyección.	83
Figura N° 38. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo del piloto de inyección durante el periodo 2004-2014.	84
Figura N° 39. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo del piloto de inyección.	85
Figura N° 40. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo del piloto de inyección durante el periodo 2004-2014.	86
Figura N° 41. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del piloto de inyección.....	87

Figura N° 42. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del piloto de inyección durante el periodo 2003-2014.	88
Figura N° 43. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.	89
Figura N° 44. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2006-2014.	90
Figura N° 45. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la expansión del piloto de inyección.....	91
Figura N° 46. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2006-2014.....	92
Figura N° 47. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua de la expansión del piloto de inyección	93
Figura N° 48. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua de la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2007-2014.	94
Figura N° 49. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I.....	95
Figura N° 51. Declinación de producción para el escenario 1 del peor arreglo perteneciente a la zona I.....	96
Figura N° 52. Declinación de producción para el escenario 2 del peor arreglo perteneciente a la zona I.....	97

Figura N° 53. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente a la zona I.....	98
Figura N° 54. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente a la zona I.....	98
Figura N° 55. Declinación de producción para el escenario 1 de la zona I. .	99
Figura N° 56. Declinación de producción para el escenario 2 de la zona I.	100
Figura N° 57. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.	101
Figura N° 58. Declinación de producción para el escenario 2 del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.	101
Figura N° 59. Declinación de producción para el escenario 1 del peor arreglo perteneciente al piloto de inyección.	103
Figura N° 60. Declinación de producción para el escenario 2 del peor arreglo perteneciente al piloto de inyección.	103
Figura N° 61. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente al piloto de inyección.	105
Figura N° 62. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente al piloto de inyección.	106
Figura N° 63. Declinación de producción para el escenario 1 del piloto de inyección.	107
Figura N° 64. Declinación de producción para el escenario 2 del piloto de inyección.	107

Figura N° 65. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.....	109
Figura N° 66. Declinación de producción para el escenario 2 del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.....	109
Figura N° 67. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente a la expansión del piloto de inyección.	111
Figura N° 68. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente a la expansión del piloto de inyección.	111
Figura N° 69. Declinación de producción para el escenario 1 de la expansión del piloto de inyección.	113
Figura N° 70. Declinación de producción para el escenario 2 de la expansión del piloto de inyección.	113
Figura N° 71. Mapa de presiones de Campo Boscán para el año 2007. ² ..	120
Figura N° 72. Mapa de presiones de Campo Boscán para el año 2007. ² ..	121

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Valores de porosidad y permeabilidad de Boscán. ¹	23
Tabla N° 3. Clasificación del crudo según API.....	25
Tabla N° 4. Datos básicos de PVT del yacimiento IB/BS 101. ²	27
Tabla N° 5. Reservas de campo Boscán. ¹	31
Tabla N° 6. Características de los arreglo de pozos. ⁴	42
Tabla N° 7. Resultados de la zona I	115
Tabla N° 8. Resultados del Piloto de Inyección	117
Tabla N° 9. Resultados de la Expansión del Piloto	118

INTRODUCCION

Campo Boscán fue descubierto en el año de 1946 con la perforación del pozo BN_0257 (localización Zulia 7F-1), el cual produjo inicialmente 730 BNPD de crudo de gravedad 10,5° API a partir del año 1948. Durante sus primeros años Campo Boscán estuvo bajo la operación de tres compañías: Richmond Exploration Co. (predecesora de Chevron Oil Company de Venezuela), Shell de Venezuela y Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). Estas operadoras desarrollaron diferentes áreas del campo con programas de perforación hasta el año 1975, cuando a raíz de la nacionalización de la industria petrolera Venezolana, el campo pasó a manos de Boscanven hasta el año 1979, posteriormente a Corpoven hasta el año 1986 y luego con la integración de ambas compañías pasó a Maraven, filial de PDVSA, la cual operó en Boscán hasta el 30 de Junio 1996. A partir del 1° de Julio de 1996 Chevron se hizo cargo del campo bajo un Acuerdo de Convenios Operativos con PDVSA. Actualmente el campo es operado por la Empresa Mixta Petroboscán, la cual se formó el primero de Abril de 2006, siendo filial de PDVSA y en sociedad con la empresa Chevron.

La fase exploratoria del campo se realizó con la perforación de pozos a un espaciamiento de 333 m. en el área centro-este del campo. Sin embargo, el desarrollo general de campo se hizo con un espaciamiento nominal de 1000 m. Desde 1997 con la actividad de perforación de pozos nuevos el espaciamiento en algunas áreas del campo se llevó al espaciamiento nominal permitido de 577 m. de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos. Hasta Diciembre de 2010, se han perforado un total de 872 pozos de los cuales 702 son pozos productores, siendo 437 pozos productores activos y 265 inactivos en evaluación para determinar factibilidad de reactivación. Se tiene un total de 129 pozos abandonados por diversas

causas. Existe un total de 41 pozos inyectoros de agua, de los cuales 25 son pozos inyectoros activos, 11 son pozos inyectoros inactivos y 5 son pozos inyectoros de desecho de los cuales solo 2 están activos.

La inyección de agua en el campo Boscán inició entre 1957- 1963, con el propósito de incrementar el recobro de crudo del yacimiento, pero debido a problemas de arenamiento e irrupción de agua hicieron que se cambiara el enfoque del programa y se convirtiera en un proyecto de inyección de agua efluente.

Posteriormente estudios preliminares de simulación numérica y resultados de producción- presión observados en la zona de inyección de aguas efluentes (zonas I, II y III) motivaron la propuesta del programa de inyección de agua para el mantenimiento de presión de yacimiento con fines de recuperación secundaria. En 2004 se aprueba y da inicio al piloto de inyección de agua y posteriormente en el año 2007 se propone y aprueba una expansión de este piloto de inyección de agua al sur del Campo. Dichos proyectos buscaban restaurar la presión del yacimiento en el área, aumentar el factor de recobro de las reservas y adquirir información clave para mejorar el entendimiento del proceso de inyección en Campo Boscán.

Luego de completados estos pilotos se observó una respuesta de presión y producción favorable en las diferentes áreas de inyección. La presión promedio de formación se ha logrado incrementar desde aproximadamente los 1200 LPC hasta un rango de presión de 1800- 2900 LPC en algunas áreas de inyección. En las áreas de inyección de agua se han producido 493 MMBNP de un petróleo Original en Sitio de 6380 MMBNP generando un factor de recobro promedio de 7.8%, de los cuales el 49 MMBNP están asociadas a la recuperación secundaria. Estos resultados demuestran el benéfico impacto de la inyección de agua en Campo Boscán. Es importante mencionar que la eficiencia de un proceso de desplazamiento con agua esta impactada por la viscosidades de agua, de crudo y por las permeabilidades

relativas al agua y al crudo, estos son parámetros básicos del comportamiento del fluido fraccional, el cual controla la eficiencia del desplazamiento. Las propiedades de la roca en Boscán compensan las grandes diferencias en viscosidades, explicando los resultados positivos observados en el área de inyección.

El total de reservas recuperables primarias se ha estimado en 2,76 Millardos de Barriles y el Petróleo Original en Sitio, basado en estimaciones realizadas en los años 1995 y 1996 es de 35,3 MMMBP, lo cual representa un factor de recobro primario en el orden de 7,8%. El yacimiento IB/BS 101 produjo su primer millardo de barriles en Febrero de 2000. Hasta Diciembre de 2013 el yacimiento ha producido 1,49 millardos de barriles de crudo.¹

Siendo Boscán un yacimiento que presenta grandes retos por consistir en crudo pesado y viscoso en arenas profundas, en el año 2000 se formó un equipo multidisciplinario integrado por personal del Proyecto Boscán, especialistas de Chevron y de Intevep, filial de PDVSA, con la finalidad de realizar el estudio y selección de los métodos de recobro que podrían ser implementados en el campo. El proceso de selección inicial incluyó una revisión bibliográfica, de bases de datos para procesos de recuperación secundaria y el diseño de un modelo conceptual de yacimiento. Entre los métodos que pasaron el proceso de selección se encuentra el desplazamiento de crudo mediante inyección de agua. Los datos de inyección, presión y producción disponibles en áreas donde se ha realizado históricamente la inyección de agua de desechos mostraron indicios de una respuesta favorable del yacimiento. De la misma forma, varios estudios preliminares de simulación han demostrado el potencial de la inyección de agua para la recuperación mejorada de crudo. Estos resultados alentadores, motivaron la propuesta del Programa de Inyección de Agua para el Mantenimiento de Presión de Yacimiento con fines de recuperación secundaria.

En el 2010 se observó una respuesta de presión y producción parcial en el área de Expansión del Piloto de Inyección, sin embargo, no pudo cuantificarse, en cuanto será el aumento del factor de recobro y en cuanto ascendería el recobro de reservas por efecto de la recuperación secundaria. Por lo que se esperaría un periodo de 2 a 3 años para la presurización de las áreas de los patrones de inyección de los pozos BN_0836 y BN_0835 que iniciaron inyección de agua en Diciembre de 2010 y Enero de 2011 respectivamente, debe monitorearse la producción de los pozos de primera fila BN_0837, BN_0839, BN_0841ST y BN_0843 abiertos a producción en el año 2010, además de que en el año 2011 se perforó el ultimo pozo productor de primera fila lo que permitió obtener un barrido uniforme de los arreglos geométricos.

El objetivo fundamental de este Trabajo Especial de Grado es presentar de forma detalla la eficiencia que ha tenido la recuperación secundaria de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán en la zona I, el piloto de inyección y el área de expansión del piloto de inyección.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

La inyección de agua en un yacimiento a través de un pozo, se hace con la finalidad de aumentar la producción, optimizando las condiciones del yacimiento, mediante el mantenimiento de la presión o el barrido de los fluidos presentes, generalmente, ambos se manifiestan durante la ejecución de un proyecto de recuperación mejorada de petróleo. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento. Con ello también puede aumentarse el ritmo de producción de crudo. La inundación con agua puede aumentar la recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente.

Los procesos geomórficos a través de los cuales se formaron los yacimientos de petróleo establecen que todo el petróleo y el gas producido arrastrarán agua. El agua puede estar en cantidades residuales cuando sólo se libera el agua en solución con el petróleo o gas, al reducirse la temperatura y presión entre el yacimiento y el equipo en superficie. En los campos maduros, el agua suele percibirse como un mal necesario. El agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, pero el exceso de agua producida representa un pasivo y un costo significativo para las compañías productoras de petróleo y gas. Aunque se dispongan de las mejores técnicas de manejo de campo, la producción de agua puede aumentar al punto de presentar más del 90 por ciento del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Sin embargo, con yacimientos de empuje

hidrostático o inundados con agua, los porcentajes de agua pueden eventualmente llegar al 98 por ciento y aún realizar operaciones rentables.

La inyección de agua en los yacimientos de hidrocarburos es muy común debido a que es uno de los métodos más simples, de menor costo, cuando hablamos de métodos de recuperación de hidrocarburo y el factor de recobro puede llegar hasta un 60 por ciento. En principio los pozos de hidrocarburos producen de manera natural gracias a la energía interna del yacimiento hasta llegar a un punto en el que la energía presente en el yacimiento es menor a la necesaria para llevar el crudo desde el yacimiento hasta el pozo, por lo que es necesario implementar métodos secundarios de producción o recuperación con el fin de mantener el pozo produciendo a una tasa fija y aumentando el factor de recobro del yacimiento. El método de recuperación por inyección de agua es uno de estos métodos y por lo general se realiza por medio de pozos llamados inyectoras que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo productor y posteriormente hasta la superficie.

La inyección de agua puede ser aplicada en algunos yacimientos de crudo, en la extracción de crudo pesado mejora marginalmente la recuperación final en hasta un 20 por ciento, con respecto a la recuperación primaria. Para considerar su aplicación, los factores clave son la viscosidad del crudo, la heterogeneidad de la permeabilidad, así como la continuidad de estratos de alta permeabilidad dentro del yacimiento. La viscosidad afecta fuertemente el escape de gotas de agua por causa de inestabilidades viscosas y, a su vez, la recuperación final. De forma similar, si un yacimiento tiene un alto grado de variación en la permeabilidad, así como continuidad de estratos de alta permeabilidad entre pozos, la recuperación será afectada de forma adversa y la inyección de agua podría no ser factible.

El yacimiento IB/BS 101 se encuentra ubicado en el campo Boscán en la Costa Occidental del Lago de Maracaibo, La presión inicial del yacimiento se estimó en 3450 libras por pulgada cuadrada (lpc) al nivel de referencia, o datum de 7650 pies y la presión de burbujeo está determinada en 1140 lpc. Debido a que el yacimiento ha sido sometido a diferentes regímenes de producción, y a lo viscoso del crudo, diferentes zonas del yacimiento presentan hoy en día distintos niveles de presión, pero la mayor parte del yacimiento se encuentra aún por encima de la presión de burbujeo. Por otra parte, las presiones hacia la región sur del yacimiento se mantienen altas, influenciadas por la presencia de un acuífero activo. Buena parte de la recuperación de petróleo ocurre con altos porcentajes de corte de agua, por lo que esta investigación se propone evaluar la inyección de agua para mantener la productividad de los pozos y los resultados que presentan condiciones favorables en el yacimiento.

1.2. ANTECEDENTES BIBLIOGRAFICOS

En el año 2002 para ese entonces la bachiller Castillo M., Carla E. desarrolla su trabajo especial de grado titulado “Desarrollo y prueba de una metodología para incrementar la producción en áreas bajo convenios operativos”, el cual formaba parte de un proyecto completo de PDVSA para incrementar la producción, auditar reservas y reorientar las estrategias de explotación de las áreas bajo convenios operativos mediante el estudio de curvas de declinación y se estudia el Campo Boscán debido a la complejidad que presenta el mismo, agrupando bloques del campo en grupos afines de los cuales entre uno de estos bloques se encuentra la inyección de agua y concluyendo en dicho trabajo especial de grado que Campo Boscán tiene un gran potencial a futuro.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

- Evaluar la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir las características estáticas y dinámicas del yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán.
- Estudiar la inyección y producción de fluidos en el proyecto de inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán.
- Analizar el comportamiento de producción de los pozos asociados al proyecto de inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán.
- Determinar la efectividad del proyecto de inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del Campo Boscán.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. MEMORIA DESCRIPTIVA

Históricamente se han llevado a cabo programas de inyección de agua en diferentes áreas de Campo Boscán. Estos proyectos se iniciaron entre 1957 y 1963, hasta la fecha, no existe conocimiento de la preparación y aprobación de una memoria descriptiva o propuesta para el proyecto de inyección. No se conoce el diseño original del programa ni los resultados esperados. Algunos problemas de arenamiento y supuesto irrumpimiento de agua hicieron que se cambiara el enfoque del programa y se convirtiera en un proyecto de inyección de aguas efluentes. La información sobre los objetivos generales iniciales del proyecto está basada en cartas encontradas en los archivos de algunos de los pozos convertidos a inyectoros. Sin embargo, hasta la fecha, no existe conocimiento de la preparación y aprobación de una memoria descriptiva o propuesta para el proyecto de inyección. No se conoce el diseño original del programa ni los resultados esperados.

Durante el periodo 1948-1996 un total de 21 pozos productores fueron convertidos y utilizados como inyectoros para proveer la capacidad necesaria para desechar el agua asociada a la producción de crudo. Se inyectaron cerca de 149 millones de barriles de agua (MMBA) en Campo Boscán hasta Junio de 1996.

A partir de Julio de 1996, con el incremento de la capacidad de producción en Boscán, se perforaron nuevos pozos inyectoros al noreste del campo, se

convirtió un pozo productor a inyector en esta área y se reinició la inyección en algunos pozos que habían permanecido cerrados con el fin de poder manejar el agua asociada a la producción adicional de crudo.

Recientes análisis de la data de producción y de presiones, en áreas del yacimiento donde se ha inyectado durante varios años, indican que se han observado signos de incremento/mantenimiento de la presión de formación y en algunos casos la data de producción muestra un incremento en la recuperación de crudo. Es importante resaltar que la cantidad y baja calidad de la data histórica disponible hace que el análisis de los resultados sea complejo. Por esta razón se hace necesario basar la evaluación en la información correspondiente a los últimos años.

Una de las áreas donde se ha enfocado el estudio de la respuesta del yacimiento a la inyección del agua es el área de la Zona I de Inyección (estación de flujo 11), donde actualmente se encuentran cuatro pozos inyectores que forman cuatro arreglos de siete puntos invertidos. Los tres primeros inyectores son pozos productores convertidos a inyectores entre los años 1957-1958, los cuales estuvieron inyectando hasta el año 1965. Posteriormente se obtuvo la aprobación del piloto de inyección de agua por parte del MINISTERIO DE AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES (MARN), el 15 de septiembre de 2003 con oficio No. 815 y del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA (MEM), actualmente MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA EL PETROLEO Y MINERIA (MPPPM) aprueba el programa de inyección de agua para el mantenimiento de presión el área de las estaciones de flujo 10 y Z-9, denominada piloto de inyección, más los 4 pozos existente de la zona 1 de inyección en el campo que conforman un área con 12 pozos inyectores. También se perforaron 10 nuevos pozos productores en esta área para lograr el balance de los patrones de inyección.

El 31 de enero del 2006 se sometió al MINISTERIO DE ENERGIA Y PETROLEO (MENPET) la memoria descriptiva para la expansión del piloto

de inyección ubicado al sur del piloto de inyección original y aprobada el 14 de septiembre del 2006 con oficio No. 3253. Dicha expansión consistía en iniciar inyección en las áreas cercanas a las estaciones de flujo Z-9 / Z-10, con la instalación de las líneas de instalación así como también las conversiones de cuatro (04) pozos productores a inyectores, la perforación de cuatro (04) nuevos pozos inyectores, para un total de ocho (08) patrones de siete (07) puntos invertidos y la perforación de ocho (08) nuevos pozos productores en el área.

Entre los años 2007 y el 2011, se realizó la conversión de los cuatro (04) pozos productores a inyectores en el área de expansión, la perforación de ocho (08) pozos productores, ubicados en el área de inyección para mantenimiento de presión, estos pozos forman parte de la primera y segunda línea del área de expansión del piloto de inyección. También se perforaron cuatro (04) pozos inyectores AL-51 (BN_0827), AK-48 (BN_0829), AM-54(BN_0835) y AH-39 (BN_0836), pertenecientes a esta área de expansión del piloto de inyección de agua. Completando así todo lo planificado en la propuesta de expansión del piloto de inyección al sur del campo

2.2. DESCRIPCION DEL CAMPO Y CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS

2.2.1. AREA DE ESTUDIO

Campo Boscán está situado a 40 Km. al suroeste de la ciudad de Maracaibo en el estado Zulia de Venezuela, en la cuenca del Lago de Maracaibo, como se muestra en la Figura N° 1. Cubriendo un área aproximada de 660 Km², se ubica entre las coordenadas UTM este 156.000 – 184.000 y norte 1.136.000 - 1.172.000. El campo produce crudo asfáltico de 10,5 °API de la formación Misoa de edad Eoceno, localmente denominadas Arenas de Boscán. El

yacimiento presenta un buzamiento sur-suroeste de aproximadamente 2° con variaciones en profundidad entre los 4000-9500 pies.

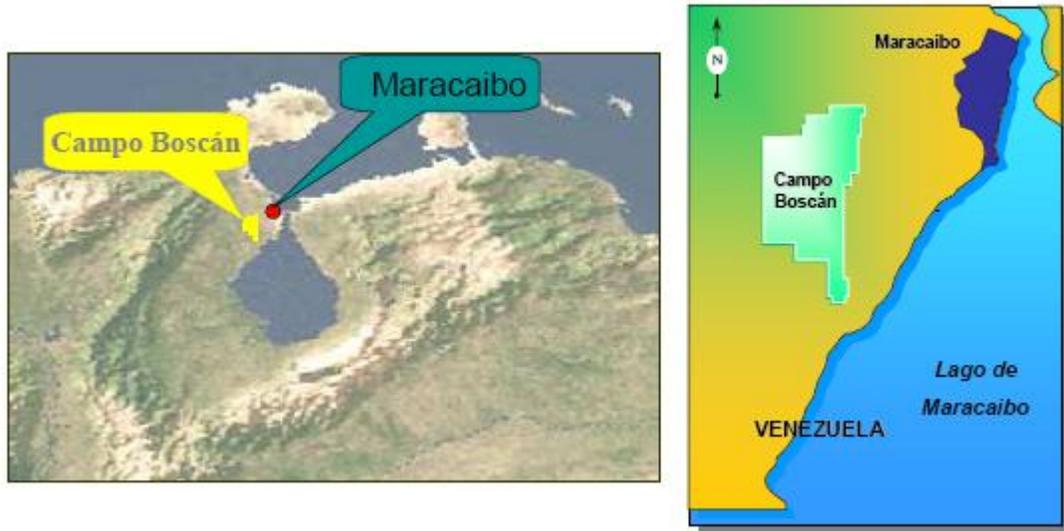


Figura N° 1. Ubicación del campo Boscán.²

Este trabajo especial de grado tomara como área específica para su desarrollo; área de **“Expansión del piloto de inyección”** del proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de agua del campo Boscán, el cual está ubicado hacia la zona sur del campo y es el resultado del estudio de la historia de inyección de agua existente en el campo correspondiente a la zona I (EF-11) y a las zona II y III al noreste del campo, como se muestra en la figura N° 2 y del resultado hasta la fecha del piloto de inyección aprobado por el MEM el 12 de Marzo de 2004 con oficio N° 287.

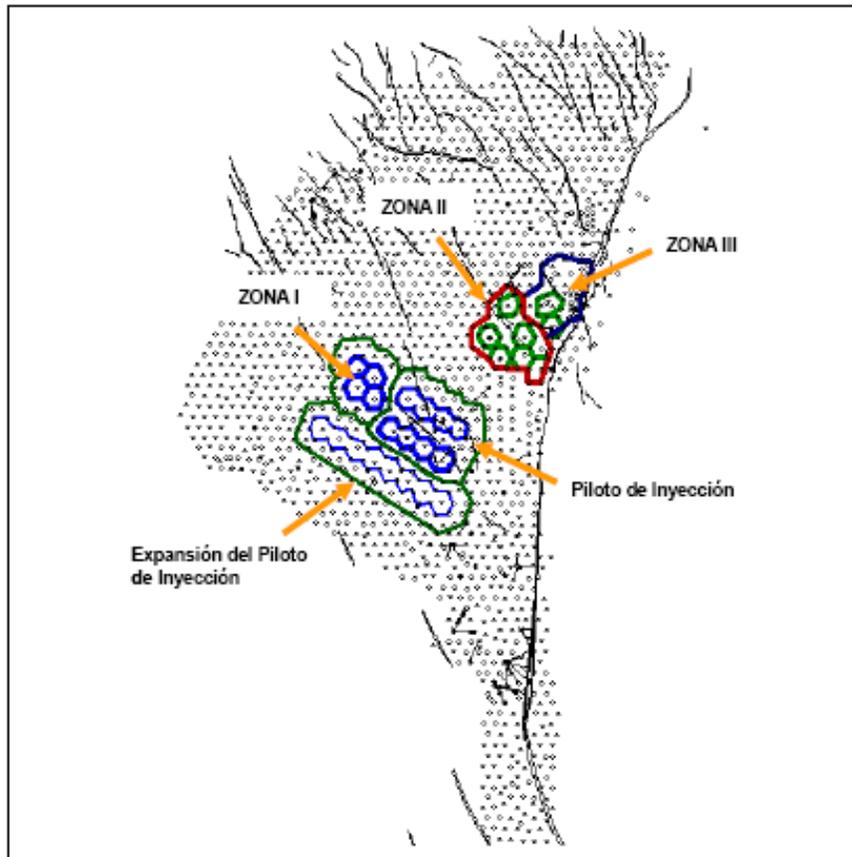


Figura N° 2. Zonas de inyección existentes en campo Boscán.²

2.2.2. GEOLOGIA ESTRATIGRAFICA

La sección estratigráfica principal del campo Boscán consiste de sedimentos de edad Oligoceno y Eoceno depositados en un ambiente fluvio deltaico. Los sedimentos Oligoceno comúnmente no están impregnados de hidrocarburos y son predominantes lutíticos.

Las areniscas del Eoceno son parte de la formación Misoa y forman la sección productiva del yacimiento, como se muestra en la figura N° 3.

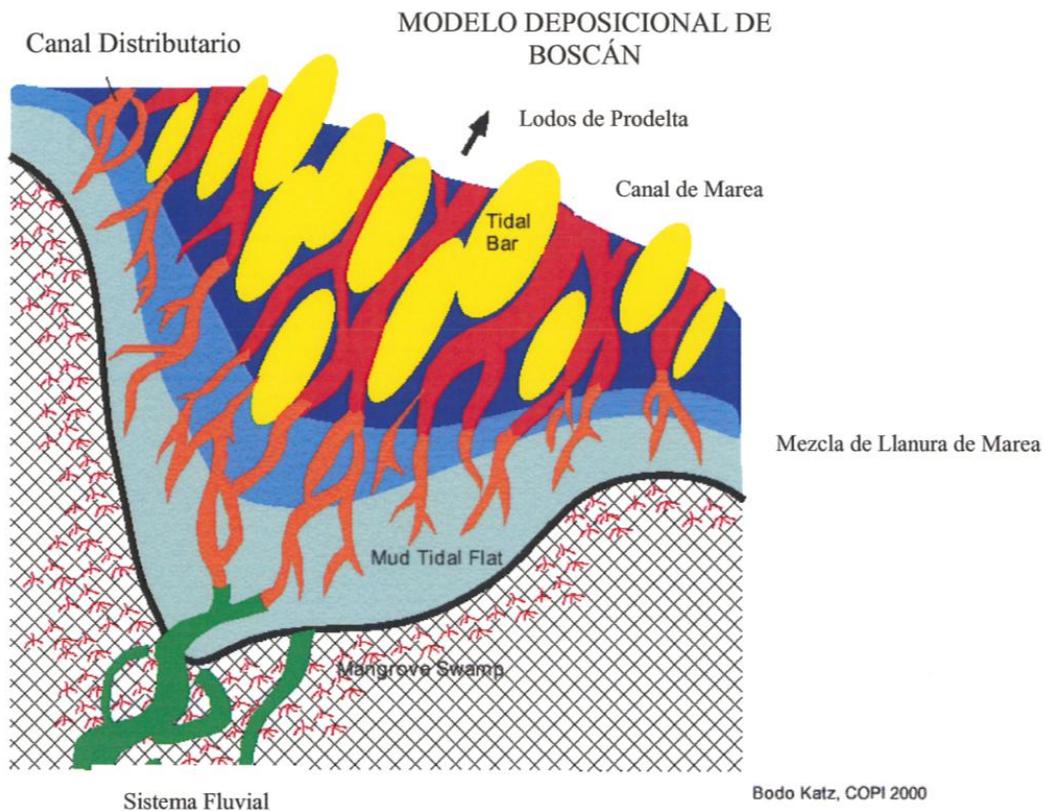


Figura N° 3. Modelo deposicional de Boscán sistema deltaico proximal Mareal.²

Las arenas de la formación Misoa de edad Eoceno, fueron depositadas en un gran complejo fluviodeltaico influenciado por mareas cubriendo gran parte de la cuenca de Maracaibo y siendo la unidad de yacimiento principal la cual consiste primeramente de canales y barras amalgamados. La dirección de transporte, basada en estudio regionales de núcleo es SE – NO, la relación arena neta – arena bruta esta entre 70 y 80 por ciento. En el campo Boscán, el yacimiento ha sido dividido en Boscán Superior y Boscán inferior. Estas dos unidades están separadas por la lutita de Boscán, la cual consiste de un intervalo lutítico denso, más desarrollado hacia el norte del campo y adelgazándose hacia el sur, como se muestra en la figura N° 4.

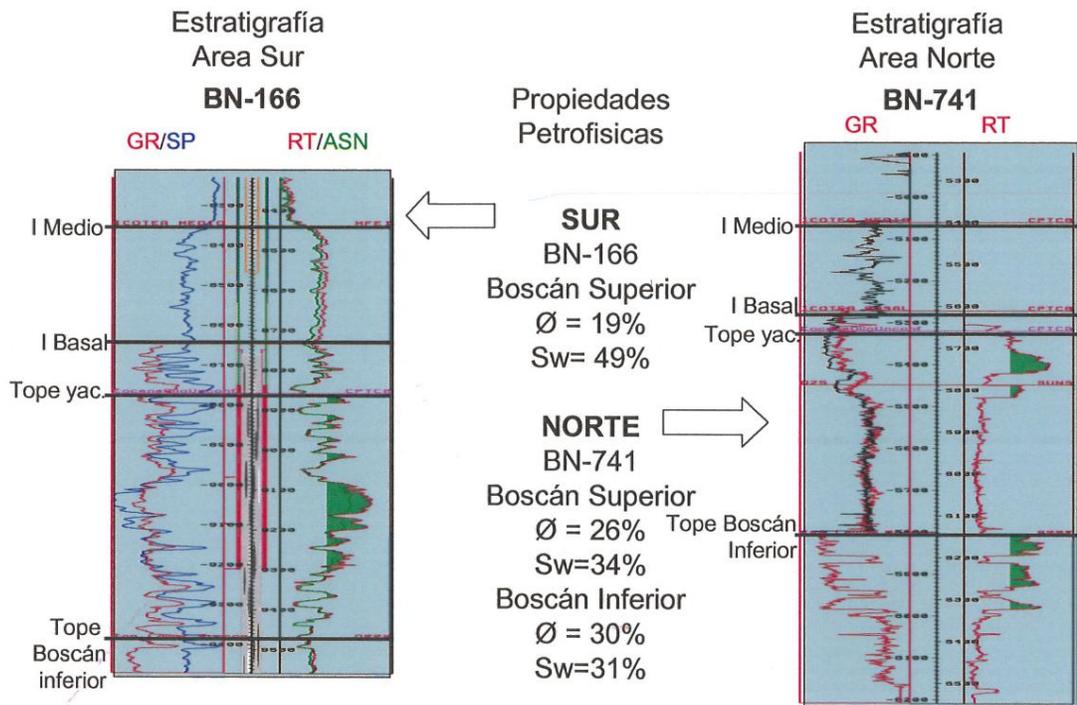


Figura N° 4. Intervalos yacimientos del campo Boscán. Boscán Superior e Inferior.²

Debido a su naturaleza erosiva y de presiones Paleo – Topográficas rellenas con sedimentos fluviales Oligoceno, el tope de la discordancia Eoceno / Oligoceno es usualmente difícil de identificar en algunos registros de pozos. Depositaciones de arena – arena son comúnmente vistas en las correlaciones a través del campo. El tope se reconoce como el tope de la discordancia Eoceno – Oligoceno.

Las arenas productivas del yacimiento Boscán superior al oeste del campo han sido truncados por la discordancia angular del Eoceno / Oligoceno, por lo que dicho miembro se acuña de esa dirección, disminuyendo de espesor. Los datos sísmicos muestran que Boscán superior e inferior se encuentra en diferentes niveles estratigráficos hacia el norte y hacia el sur del campo por lo que las arenas productivas son estratigráficamente más profundas en la

parte sur del campo, aumentando también el espesor de la roca yacimiento hacia el sur como se muestra en la sección transversal SE –NO (figura N° 5).

Aunque la relación arena neta – arena bruta es alta y el yacimiento esta efectivamente conectado en las arenas en un cien por ciento, las correlaciones de cuerpos de arenas y lutitas entre pozos individuales a una distancia de 577 metros, que es la distancia aceptada para el Eoceno en campo Boscán virtualmente no existe. Aún en un espaciamiento de 333 metros las correlaciones son tenues. Las unidades de flujo en cada pozo pueden ser claramente identificables, pero frecuentemente no se observa que se extiendan a los pozos circundantes.

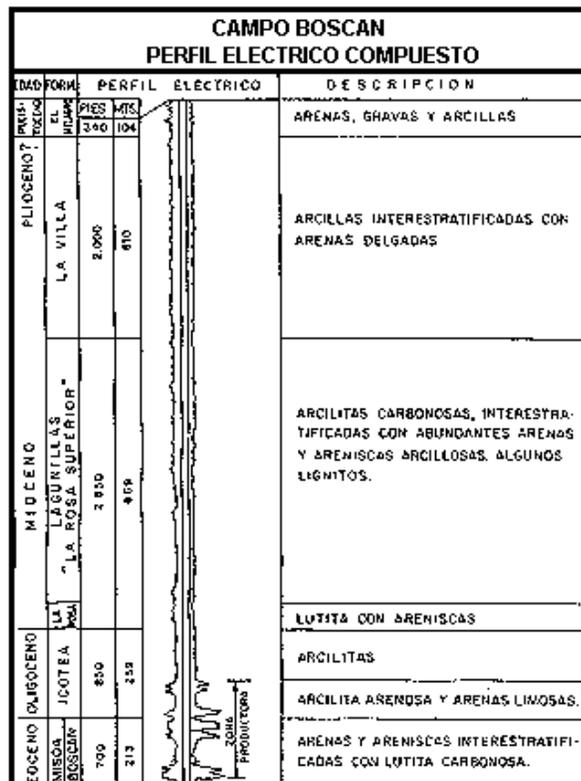


Figura N°5. Columna estratigráfica de Boscán.²

2.2.3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Estructuralmente el campo Boscán es un monoclinal que buza hacia el suroeste. La roca de los miembros Boscán que infrayacen la discordancia Eoceno-Oligoceno, exhiben buzamiento entre 2° - 3° debido a que dicha sección involucra rasgos estructurales que son productos de los movimientos que indujeron el levantamiento y posterior erosión, representados por la discordancia. La trampa de curdo formadora de yacimiento consiste en una combinación de cierres estructurales y estratigráficos con crudo acumulado en acuñamiento de arenas y truncamiento de canales y acumulados estructuralmente contra la discordancia del Eoceno / Oligoceno.

El fallamiento a nivel del yacimiento es primordialmente normal con algunas evidencias estructuralmente lateral. Los desplazamientos verticales son mínimos (en el orden de los 10 – 50 pies) con algunas excepciones. Las fallas fueron divididas en tres periodos de actividades. Los tres periodos de fallamiento corresponden a:

- Fallamiento extensional Pre-Paleoceno, Muchas de esta falla parecen extinguirse dentro de las lutitas de Colon / Mito Juan del cretacio. La dirección de rumbo de la falla es SO – NE y es más pronunciada en la mitad norte del área de cobertura.
- Fallamiento Pre-Oligoceno, el cual fue truncado por la discordancia Eoceno / Oligoceno. El rumbo de la falla es SE – NO formando ángulo recto al sistema de fallamiento más viejo.
- Dos fases de fallamiento más recientes: corrimientos en altos ángulos y movimientos transcúrrente lateral sinistral reactivado. La fase más temprana incluye fallas inversas (sobre corrimiento) en la porción occidental del campo. Esta falla han invertidos los paquetes depositacionales del Eoceno a reciente con un adelgazamiento general de los paquetes hacia el

oeste terminando tanto en “onlaps” como de modo conformable sobre los altos estructurales ubicados al oeste del campo.

- La fase siguiente de fallamiento incluye la falla principal de Boscán, la cual sirve de límite oriental del campo. Muchas de estas fallas más jóvenes muestran desplazamiento para los carbonatos del Cretácico como también para el Mioceno y los horizontes más jóvenes denotando así múltiples reacciones y movimientos. Excluyendo la falla principal de Boscán, el rumbo de estas fallas jóvenes es predominantemente SE-NO siendo consistente con el desplazamiento lateral izquierdo a lo largo de la falla principal de Boscán, como se muestra en la figura N° 7. Se observó que el fallamiento forma una serie de deflectores a lo largo del yacimiento, los cuales, en general, no dividen al yacimiento en diferentes compartimientos con regímenes de presión separados en diferente contacto agua – petróleo.

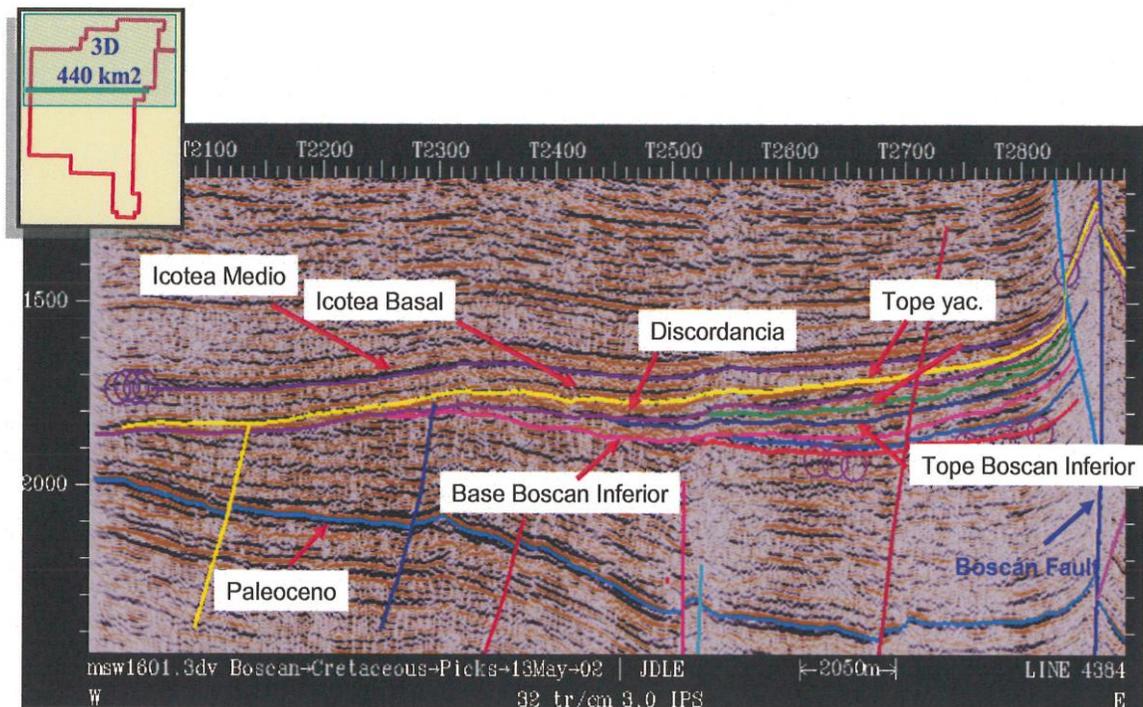


Figura N° 6. Marco Estructural de Campo Boscán.²

2.2.4. CONTACTO AGUA – PETROLEO

En el flanco SE del campo solo seis pozos encontraron un contacto dentro de la sección perforada: el pozo BN-135 (Marzo 1971), BN-134, BN-237, BN-246, BN-198 y BN-253. Los pozos perforados tempranamente entre los años 1950 y 1970 en la parte norte del campo no ofrecen datos confiables debido a su profundidad somera y la penetración parcial del yacimiento. Los pozos perforados entre 1970 y 1980 en la parte sur del campo con penetración total del yacimiento fueron claves en la interpretación. La figura N° 7, indica que el contacto original agua – petróleo (CAPO) en la parte SO del campo se encuentra en el rango de los -9.345 y -9.420 pies mientras que hacia el SE el rango oscila entre -9.400 y -9.585 pies, siendo el valor más probable -9.525 pies.

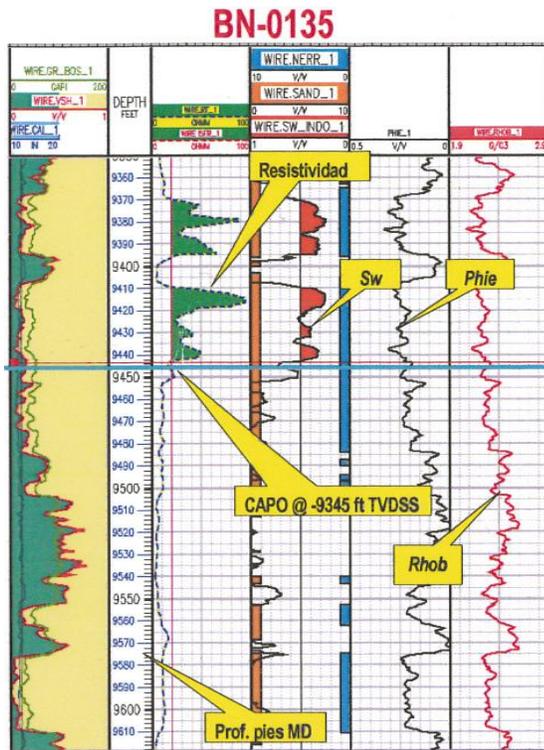


Figura N° 7. Pozo BN-0135 mostrando el contacto agua petróleo original a -9345 pies.²

Para el área del piloto de expansión, la sección productora no muestra la existencia de un contacto agua – petróleo. La profundidad total de los pozos existentes permaneció por encima de dicho contacto.

2.2.5. CARACTERISTICAS DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS

2.2.5.1. POROSIDAD

Se define como el espacio vacío que se encuentra presente en la roca disponible para almacenar fluidos y se expresa como fracción o porcentaje entre el volumen del poroso y el volumen de la roca del yacimiento. Se representa con el símbolo Φ . La porosidad es uno de los parámetros fundamentales para la evaluación de todo reservorio, esta se obtienen de forma directa de muestras de laboratorio de análisis de núcleos y de forma indirecta de registros eléctricos.

CLASIFICACION DE LA POROSIDAD

La clasificación de la porosidad se realiza en base a dos criterios, considerando el tiempo geológico en el que fue depositado el material y a la conectividad que existe entre los espacios porosos. Si se considera el tiempo geológico en el cual se fueron depositando los sedimentos la porosidad se clasifica en:

- **Primaria.** Es aquella que se origina durante el periodo de depositación del material. Los yacimientos que tienen este tipo de porosidad presentan uniformidad a lo largo del yacimiento.
- **Secundaria.** Es la desarrollada mediante varios procesos geológicos o químicos subsecuentes a la depositación de la roca, tales como: lixiviación, fracturamiento y fisuramiento.

Si se considera la conectividad que existe entre los espacios porosos, la porosidad se clasifica como:

- **Absoluta.** Considera a todos los espacios porosos, aquellos que se encuentran interconectados entre si y aquellos que no lo están.
- **Efectiva.** Es la que considera únicamente a aquellos espacios porosos que se encuentran interconectados entre sí. Es la más importante debido que es la que se usa en los cálculos de ingeniería de yacimientos y representa el espacio poroso que contiene hidrocarburos recuperables.

2.2.5.2. PERMEABILIDAD

Es una propiedad de la roca que representa la facilidad que presenta la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella; cuando se le aplica un gradiente de presión sin deteriorar la estructura interna o desplazar las partículas. Los factores que afectan la permeabilidad son: la presión, el tamaño y distribución de las partículas; y la porosidad efectiva de la roca. Se le expresa en milidarcis y se le simboliza K.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Considera que en el medio poroso está presente un solo fluido que se encuentra fluyendo a través de ella y representa la facilidad que presenta la roca para permitir el paso del fluido, se la simboliza K, y está definida por la ley de Darcy.

PERMEABILIDAD EFECTIVA

Considera que en el medio poroso existe más de un fluido y se la define como la factibilidad que presenta al flujo el medio poroso a un determinado fluido en presencia de otros fluidos inmiscibles bajo ciertas condiciones de

saturación del mismo, se considera la permeabilidad de un fluido completamente independiente del resto. Se simboliza K_e . Esta permeabilidad es una función de la saturación de los fluidos, la humectabilidad de la roca y de la geometría del medio poroso.

Tabla N° 1. Valores de porosidad y permeabilidad de Boscán.¹

Porosidad (\emptyset)	18 – 31 % (23%)
Permeabilidad	~ 500 Md

PERMEABILIDAD RELATIVA

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad base o absoluta. Se simboliza K_r , la permeabilidad relativa es adimensional, positiva y siempre será menor o igual a la unidad.

Para cualquier medio poroso donde se tiene un proceso de desplazamiento es necesario determinar las curvas de permeabilidad relativa para cada par de fluidos. La permeabilidad relativa está controlada por los siguientes factores:

- Geometría del poro.
- Humectabilidad.
- Distribución de los fluidos.
- Saturaciones e historia de saturación.

A continuación se muestra las curvas de permeabilidad relativa de petróleo y agua para el yacimiento IB/BS 101.

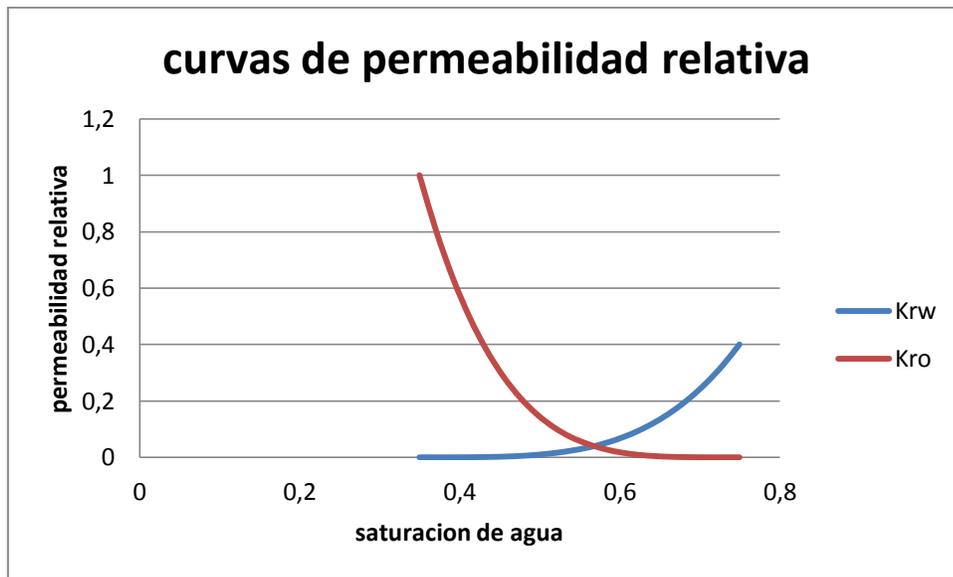


Figura N° 8. Curvas de permeabilidad relativa del sistema agua – petróleo.

2.2.5.3. COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La compresibilidad del volumen poroso C_r , para cualquier cambio entre las presiones internas y externas se la define como el cambio en volumen poros por unidad de volumen poroso por cambio unitario de la presión.

2.2.5.4. VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la resistencia de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el contenido de gas en solución y la presión, se simboliza con μ y se le expresa en centipoises.

2.2.5.5. DENSIDAD

Expresa la cantidad de masa contenida por unidad de volumen. Depende de varios parámetros como son la presión y temperatura. Se la simboliza con P . dentro de la industria petrolera se mide en °API. La densidad de un crudo es

de vital importancia en los procesos de refinación mas no en los procesos de extracción y transporte, no existe una relación directa entre la densidad de un crudo y su viscosidad, sin embargo es una medida para caracterizar al tipo de crudo que se tiene y si este es de tipo crudo condensado, liviano, pesado o extrapesado

Tabla N° 3. Clasificación del crudo según API.

Tipo de crudo	Gravedad API
Condensado	> 40
Liviano	39.9 – 30
Mediano	29.9 – 20
Pesado	21.9 – 10
Extrapesado	< 10

El campo Boscán produce crudo de 10,5 °API, por lo tanto el mismo es clasificado como crudo pesado.

2.2.5.6. COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO

La compresibilidad es una propiedad debido a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constante otros parámetros. El petróleo es un fluido ligeramente compresible, su volumen varia con el cambio de la presión.

2.2.5.7. SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad del gas R_s , se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se encuentra disuelto en un barril de petróleo a cierta

presión y temperatura. La solubilidad del gas natural en el petróleo es una fuerte función de la presión, temperatura, gravedad API, y gravedad del gas. Mientras menor sea la gravedad API de un crudo menor es la solubilidad del gas en el crudo.

2.2.5.8. PRESION DE BURBUJA

La presión de burbuja P_b de un hidrocarburo se define como presión a la cual se libera la primera burbuja de gas que se encuentra disuelto en el petróleo, esta propiedad del petróleo puede ser medida experimentalmente a través de pruebas de laboratorio o a partir de diferentes correlaciones matemáticas.

2.2.5.9. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO

El factor volumétrico del petróleo β_0 , se define como al relación que existe entre el volumen del petróleo que se encuentra a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen de petróleo a condiciones estándar ($P=14.7$ lpc y $T=60$ °F). El factor volumétrico de petróleo siempre es mayor o igual a la unidad.

En campo Boscán hasta los momentos, se han recolectado seis muestras de fluidos para análisis PVT.

A continuación se muestra la tabla con las propiedades PVT del fluido del yacimiento IB/BS 101.

Tabla N° 4. Datos básicos de PVT del yacimiento IB/BS 101.²

Propiedad	Valor	Rango
Gravedad del petróleo, °API	10,5	9,5-11,5
Gravedad del gas	0,7	0,7
Relación gas/petróleo en solución inicial, PCN/BN	105	100-110
Factor volumétrico de formación, BY/BN	1,08	1,08
Presión inicial del punto de burbuja, LPC	1,530	1200-1500
Viscosidad del petróleo al punto de burbuja, cp	112,5	100-300
Presión inicial, LPC	3450	3450
Temperatura, °F	185	155.195
Salinidad del agua, ppm	1500-1300	1500-1300

2.2.5.10. SATURACION

El espacio vacío de un medio poroso puede estar ocupado por uno o más fluidos lo importante es conocer que fracción del espacio poroso esta ocupado por cada fluido. La saturación de un fluido se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el fluido. Se le representa por S. la sumatoria de todas las saturaciones parciales de los fluidos que se encuentran presente en un medio poroso es igual a la unidad.

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

El valor de la saturación inicial del agua se puede obtener de:

- Núcleos.
- Registros eléctricos de los pozos.
- Curvas de presión capilar.

2.2.5.11. TENSION SUPERFICIAL Y TENSION INTERFACIAL

La tensión superficial se define como la fuerza ejercida en el límite de la superficie entre una fase líquida y una fase de vapor por unidad de longitud. Esta fuerza es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares del vapor y de la fase líquida y también por el desequilibrio de estas fuerzas en la interfase.

El término tensión superficial es utilizado para el caso en el cual la superficie está entre un líquido y su vapor o aire. Si la superficie está entre dos diferentes líquidos o entre un líquido y un sólido es utilizado el término tensión interfacial. La tensión superficial entre el agua y el aire a temperatura ambiente está alrededor de 73 dinas/cm. La tensión interfacial entre el agua e hidrocarburo puros a temperatura ambiente está alrededor de 30 a 50 dinas/cm (Willie Paul y Green Don; 1998 Enhanced Oil Recovery).

2.2.5.12. HUMECTABILIDAD

La humectabilidad es la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con una superficie sólida, una fase es usualmente atraída fuertemente a la superficie sólida. La fase más fuertemente atraída se conoce como la fase humectante.

La definición clásica de humectabilidad se basa en la medida del ángulo de contacto entre la gota de un fluido y la superficie sólida, basándose en este criterio se tienen las siguientes definiciones de humectabilidad para los yacimientos:

- $\Theta < 90^\circ$ = humectable al agua.
- $\Theta = 90^\circ$ = humectabilidad intermedia.
- $\Theta > 90^\circ$ = humectable al petróleo.

2.2.5.13. PRESION CAPILAR

La presión capilar en un yacimiento de petróleo es el resultado combinado de los efectos de la tensión superficial e interfacial entre la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros, y la humectabilidad del sistema. En los procesos de recuperación mejorada se tiene un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles en los cuales existe una diferencia de presión entre las fases, esta diferencia de presión se conoce como presión capilar. De las curvas de presión capilar se obtienen los valores de saturación de agua irreducible de un yacimiento.

2.2.5.14. MECANISMOS DE PRODUCCION

El comportamiento primario de los yacimientos de petróleo es regido por fuerzas naturales de viscosidad, gravedad y capilares. Es importante conocer las variaciones en la presión del yacimiento, tasas de producción, relaciones agua – petróleo ya que estos factores influyen en el comportamiento del yacimiento, propiedades del fluido y de la roca. Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del yacimiento son los siguientes:

- Expansión del fluido y de la roca.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Segregación gravitacional.

El campo Boscán su mecanismo de producción natural es por gas en solución además hacia la parte sur del campo se encuentra presente un

acuífero que no está muy activo pero sin embargo ha ayudado a mantener un poco la presión hacia esa zona.

2.2.6. PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El volumen original es uno de los parámetros más importantes en cualquier campo de petróleo, ya que la importancia de un proyecto está estrechamente relacionada con las reservas presentes en un campo.

FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro es un parámetro importante para el cálculo de reservas, pues se trata del porcentaje del volumen de petróleo original que puede ser recuperado. De esta manera, su valor depende de las características petrofísicas y de fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y del método de recuperación ya sea en condiciones primarias, secundarias o mejoradas.

RESERVAS ORIGINALES Y REMANENTES

El volumen de reservas originales del campo Boscán son valores obtenidos de los archivos de producción del campo, en la tabla N° 5 se presentan resultados de estudios previos de actualización de reservas; las reservas remanentes se obtienen de la diferencia entre las reservas recuperables y la producción acumulada a diciembre del 2013

Tabla N° 5. Reservas de campo Boscán.¹

POES, MMMBP	35,5
Factor de recobro primario, %	7,8
Reservas primarias recuperables, MMMBP	2,77
Reservas producidas, MMMBP	1,49
Reservas Remanentes, MMMBP	1,28

2.2.7. PRESIONES DE FORMACIÓN

La presión original del Yacimiento Boscán es de 3450 lpc al nivel de referencia (-7650 pies b.n.m.), este valor fue medido mediante sensores de presión en algunos de los primeros pozos perforados en el campo.

Los datos históricos de presión del yacimiento provienen de mediciones mediante sensores de presión, análisis de restauración de presión y niveles de columna de fluido en pozos cerrados. Estos últimos, constituyen la fuente de información menos confiable, puesto que, al ser el crudo de alta viscosidad y baja difusividad requiere tiempos prolongados antes de alcanzar condiciones estables y proveer una medida representativa de la presión de la formación. Se cree que algunos de los valores históricos de presión medidos mediante niveles de fluido fueron determinados antes de alcanzar las condiciones necesarias.

A partir del año 2000, y para aumentar el conocimiento y entendimiento de la dinámica del yacimiento, se inició una campaña de adquisición de presiones mediante la herramienta MDT, para medir perfiles de presión de formación en hoyo desnudo. Hasta Diciembre de 2010, 124 pozos han sido registrados en toda la extensión del campo.

Los perfiles adquiridos se presentan en la Figura N° 9 y muestran que existen diferentes niveles de agotamiento en todo el campo.

Los datos de presión, han sido procesados y plasmados en un mapa de contornos para la arena de Boscán Superior, el cual se muestra en la Figura N° 10, del cual pueden hacerse las siguientes observaciones: a) Existen Zonas cercanas al acuífero en el flanco sur del campo donde las presiones son cercanas a la presión original correspondiente a las áreas mostradas en el mapa en tonos de color verde y azul; b) Las zonas de alta presión que no se encuentran cercanas al acuífero, corresponden a zonas de inyección de agua de desechos (Zona I, II y III) las cuales también corresponden a las áreas mostradas en tonos de color verde y azul; c) Existen también zonas extensas agotadas donde la presión de formación ha caído o está muy cercana al punto de burbuja ($P_y < \sim 1350$ lpc) correspondiente a las áreas mostradas en tonos color rojo claro; d) Este mapa es objeto de revisión continua; e) Existe una campaña de adquisición de datos de presión para actualizar la información disponible, lo cual facilitará el entendimiento del comportamiento del yacimiento Boscán.

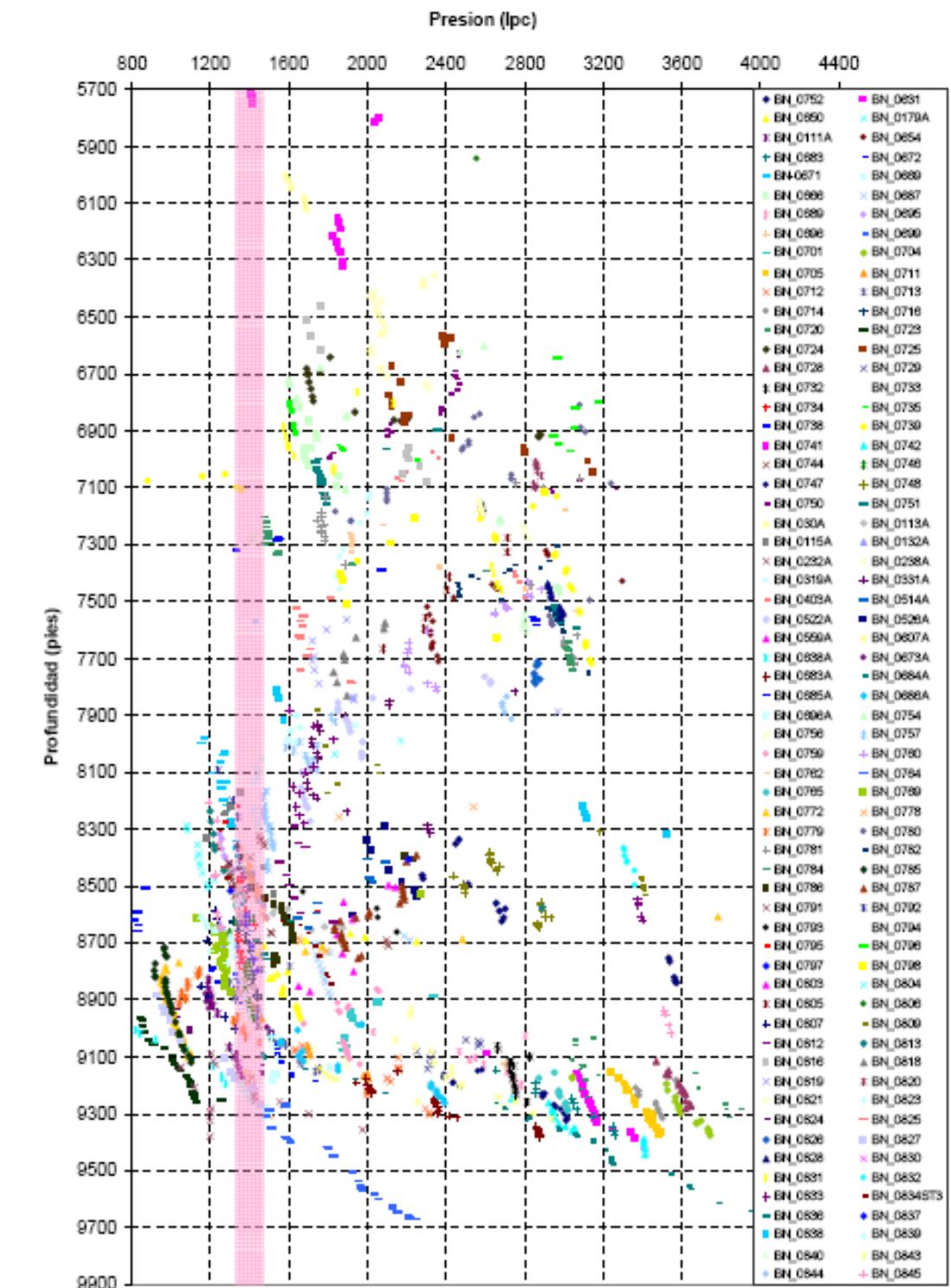


Figura N° 9. Datos de Perfiles de Presión mediante MDT.²

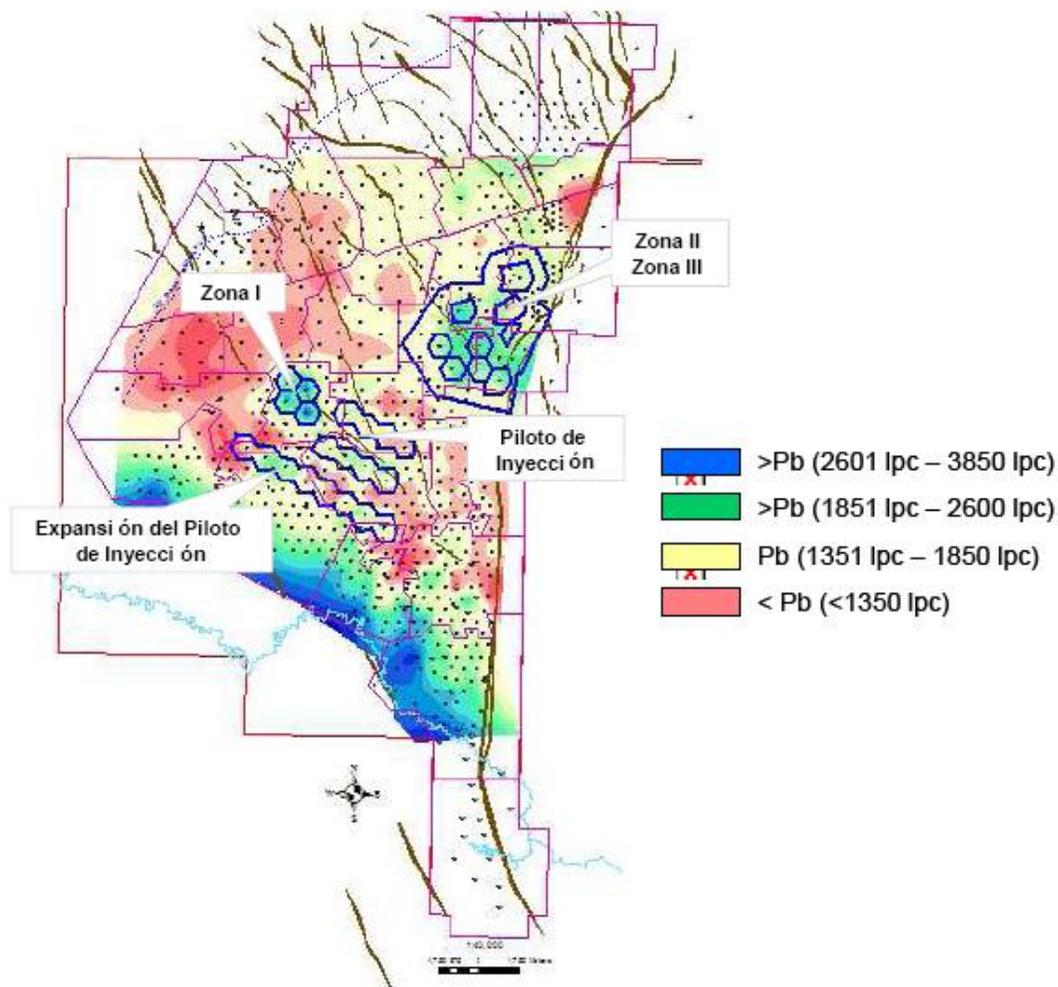


Figura N° 10. Mapa de Presiones de Campo Boscán Diciembre 2010.²

2.2.8. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Campo Boscán fue descubierto en el año 1946. La producción se inició en el año 1948 y alcanzó una producción de 80.000 BNPD en Junio de 1996, para lo cual se realizaron campañas de optimización de pozos. Con la suscripción del Convenio de Servicios Operativos con PDVSA en Julio de 1996, Chevron inició operaciones y se comprometió a mantener una capacidad de producción de 115.000 BNPD. Para tal fin, desde 1997 se inició un exitoso programa de perforación, de trabajos mayores y rehabilitaciones que permitió

alcanzar la capacidad objetivo en Julio del año 2000. Durante los años 2001 y 2002 (al igual que durante períodos anteriores al convenio operativo) la producción de Boscán se vio sujeta a cierres por razones de mercado.

Desde el año 2003 hasta la fecha, la actividad del taladro continúa con el propósito contrarrestar la declinación del yacimiento y poder garantizar la meta de producción establecida de 101,4 MBPD para el año 2011. En la Figura N° 11 se presenta la producción promedio histórica de crudo, gas y agua del campo.

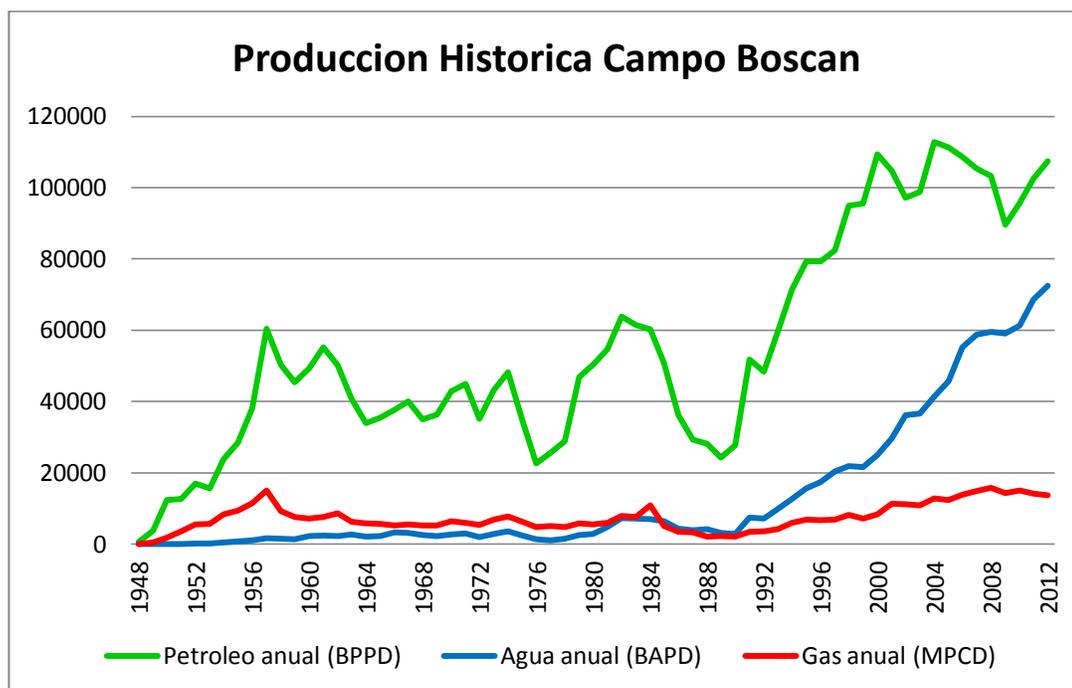


Figura N° 11. Producción histórica de crudo, agua y gas de Campo Boscán.

La distribución de la producción en Campo Boscán para pozos verticales y horizontales es mostrada en la Figura N° 12. En el área norte las tasas de producción se encuentran en un rango de 150-400 BNPD para verticales y 400-600 BNPD para pozos altamente desviados. En el área central contamos

con una menor producción debido al alto índice de arenamiento y al adelgazamiento de las arenas netas presentes, es por ello que el rango de producción por pozo para esta área varía entre 150-350 BNPD para verticales y entre 200-300 BNPD para pozos altamente desviados. En el área de inyección de agua la producción varía entre 200-600 BNPD para pozos verticales, en esta área no hay planes de perforar pozos altamente desviados. En el área sur del campo las tasas de producción promedio por pozo están en un rango entre 250 - 350 BNPD para verticales y entre 300-800 BNPD para pozos altamente desviados, dado que en esta área la menor viscosidad del crudo aunada al soporte del acuífero favorecen el drenaje de reservas.

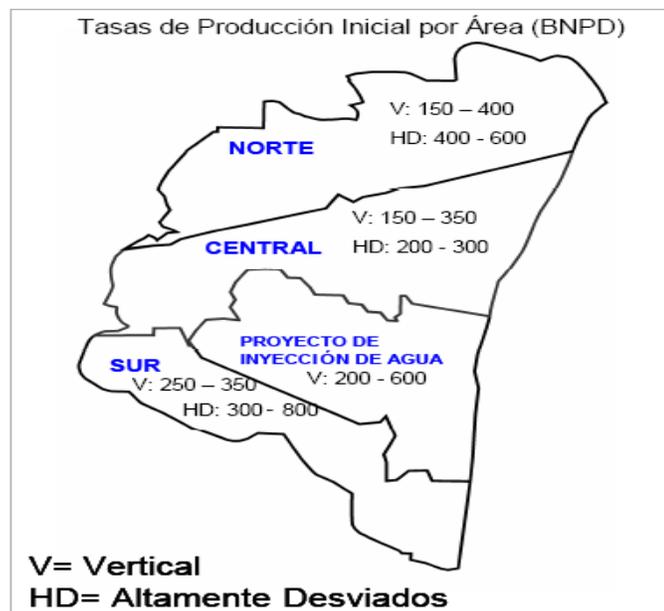


Figura N° 12. Tasas de producción Inicial por Áreas (BNPD).²

Boscán produjo su primer millones de barriles en noviembre de 1998. Desde el inicio de operaciones de Chevron Texaco la producción acumulada es de 300 MMBN. Se estima que bajo recuperación primaria las reservas se

encuentran en el orden de 1,6 millardos de barriles. Se prevé que los principales factores que impactaran la producción del campo y el recobro efectivo de reservas son: el manejo de la declinación de presión de yacimiento, el control, el manejo y disposición del agua, la optimización de espaciamiento entre pozos en algunas áreas del campo y la implementación de tecnología para procesos de recuperación mejorada.

2.3. INYECCION DE AGUA⁴

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación son generalmente complementadas mediante la inyección de agua y gas con el fin de incrementar la energía y, por consecuencia, obtener una mayor recuperación de petróleo. Se han implementado otras tecnologías para recuperar hidrocarburos, sin embargo su aplicación ha sido limitada debido a la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Es por eso que la inyección de agua, así como la del gas, continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

2.3.1. ANTECEDENTES HISTORICOS

En el año de 1865 en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, se dio origen a la inyección de agua. Este evento sucedió por accidente debido a que el agua que provenía desde alguna acumulación, que se encontraba a poca profundidad, se desplazaba hacia el intervalo productor aumentando la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensaba que la inyección de agua era para mantener la presión. Sin embargo, cuando se dieron cuenta que el frente de agua había entrado al yacimiento y como consecuencia de ello la producción de petróleo había mejorado notablemente, fue cuando vieron desde otra perspectiva la

aplicabilidad de este proceso. Al comenzar a producir con la ayuda de la inyección de agua, pero ya con otro enfoque, se puso en práctica un patrón de flujo que se denominaba invasión circular, el cual consistía en inyectar agua por un solo pozo y cuando el frente invadía los pozos productores que estaban en los alrededores, éstos pasaban a ser inyectoros también para aumentar de esta manera el frente de invasión.

Como consecuencia de la búsqueda de nuevos arreglos para aumentar el recobro de petróleo, la invasión circular que se conocía para esa época fue sustituida por un arreglo en línea y posteriormente cambiada por un arreglo de cinco pozos. De 1940 en adelante la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y permitió mayores tasas de inyección-producción. Ya en la actualidad, es el principal y más conocido método de recuperación secundaria.

En Venezuela la inyección de agua se inició en el año de 1966 en proyectos del Campo Oficina, pero estos fueron suspendidos por presentarse problemas de canalizaciones. En el occidente del país, las experiencias se remontan hasta el año de 1959 cuando se inyectaban las aguas efluentes de los yacimientos del lago de Maracaibo con fines de mantener la presión, pero fue en el año de 1979 cuando en la cuenca de Maracaibo se comienza la inyección de agua mediante los arreglos de pozos.

2.3.2. FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua es necesario considerar los siguientes factores:

- **Geometría del yacimiento:** la estructura y estratigrafía del mismo controlan la localización de los pozos y en gran medida determinan los

métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o de gas.

- **Litología:** es un factor de notable influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas de un yacimiento en particular, debido a que la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcillas son factores litológicos que afectan la invasión.
- **Profundidad del yacimiento:** la saturación de petróleo residual es más baja en yacimientos profundos que en yacimientos someros. También es necesario emplear mayores presiones en superficie para inyectar el fluido así como un amplio espaciamiento entre pozos. En consecuencia la recuperación de petróleo extra se ve influenciada por este factor.

2.3.3. MODELOS DE INYECCION

Uno de los primeros pasos de un proyecto de inyección de agua es la selección del modelo de inyección, el objetivo es seleccionar un modelo apropiado que mejore la inyección del fluido contactando la mayor cantidad de petróleo posible en el yacimiento. Cuando se realiza la selección del modelo de inyección se debe considerar los siguientes factores:

- Proporcionar una capacidad productiva deseada.
- Proporcionar la suficiente tasa de inyección de agua para un adecuado rendimiento en la productividad del petróleo.
- Maximizar el recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua.
- Tomar ventajas de las anomalías conocidas en el yacimiento como: permeabilidad regionales y direccionales, fracturas, etc.
- Ser compatible con el patrón de pozos existentes y requerir un mínimo de nuevos pozos.

- Ser compatibles con modelos de inyección ya existentes en el campo.

En general la selección de un modelo de inyección para un yacimiento depende del número y la localización de pozos existentes, en algunos casos los pozos productores pueden convertirse en pozos inyectoros mientras que en otros casos puede ser necesaria la perforación de nuevos pozos.

2.3.3.1. MODELOS DE INYECCION IRREGULAR

La inyección irregular se debe a la tipología en la superficie y bajo ella, así como el uso de técnicas de perforación direccional puede provocar que los pozos de producción e inyección se encuentren localizados de manera no uniforme en el yacimiento. En estas condiciones, la región afectada por la influencia de los pozos inyectoros resulta diferente para cada pozo productor.

Algunos yacimientos pequeños son desarrollados para la recuperación primaria con un número limitado de pozos, a medida que pasa el tiempo solo pocos pozos se encuentran en producción mientras que otros pozos se convierten en inyectoros en un modelo no uniforme, cuando se localizan fallas y variaciones en la porosidad y permeabilidad también se tienen modelos irregulares

2.3.3.2. MODELOS DE INYECCION PERIMETRAL

En la inyección perimetral los pozos se encuentran localizados en el límite del yacimiento y el petróleo es desplazado hacia el interior del yacimiento.

2.3.3.3. MODELOS DE INYECCION EN EL TOPE O BASE DE UNA ESTRUCTURA

La inyección en el tope, como el nombre lo indica, la inyección es a través de pozos localizados en la cresta de la estructura, los proyectos de inyección de gas utilizan como típico este modelo. La inyección basal, el fluido es inyectado en el fondo de la estructura, algunos de los proyectos de inyección de agua utilizan un modelo de inyección en la base de la estructura que tiene algunos beneficios adicionales provenientes de la segregación gravitacional.

2.3.3.4. MODELOS DE INYECCION REGULAR

Anteriormente los pozos eran espaciados de una manera irregular, sin embargo una vez que se fue entendiendo el comportamiento de los yacimientos se dio origen a los arreglos y espaciamientos uniformes, lo que significa que a la hora de planificar un proceso de recuperación secundaria el campo estaría desarrollado basándose en un arreglo regular entre pozos productores e inyectores formando figuras geométricas. En la actualidad existe una gran variedad de arreglos entre los pozos inyectores-productores, de los cuales los más comunes son mostrados en la figura N° 13

Cabe comentar sobre la figura N° 13 que los arreglos de dos y tres pozos que aparecen identificados como 1 y 2 son patrones para posibles pruebas piloto de inyección de agua, también el término “invertido” que identifica a las figuras f) y h) es utilizado para hacer referencia a un tipo de arreglo en especial, señalando que tiene un solo pozo inyector por patrón. En la tabla N° 6 se da de una manera resumida las características de los tipos de arreglos más comunes.

Tabla N° 6. Características de los arreglo de pozos.⁴

TIPOS DE ARREGLOS	RELACIÓN ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	PATRÓN REQUERIDO
Cuatro Pozos	2	Triángulo equilátero
Cinco Pozos	1	Cuadrado
Siete Pozos	½	Cuadrado
Invertido De Siete Pozos	2	Triángulo Equilátero
Nueve Pozos	1/3	Cuadrado
Invertido De Nueve Pozos	3	Cuadrado
Empuje De Línea Directa	1	Rectángulo
Empuje De Línea Alterna	1	Modificación del arreglo de empuje de línea directa, desplazando los pozos inyectores a lo largo

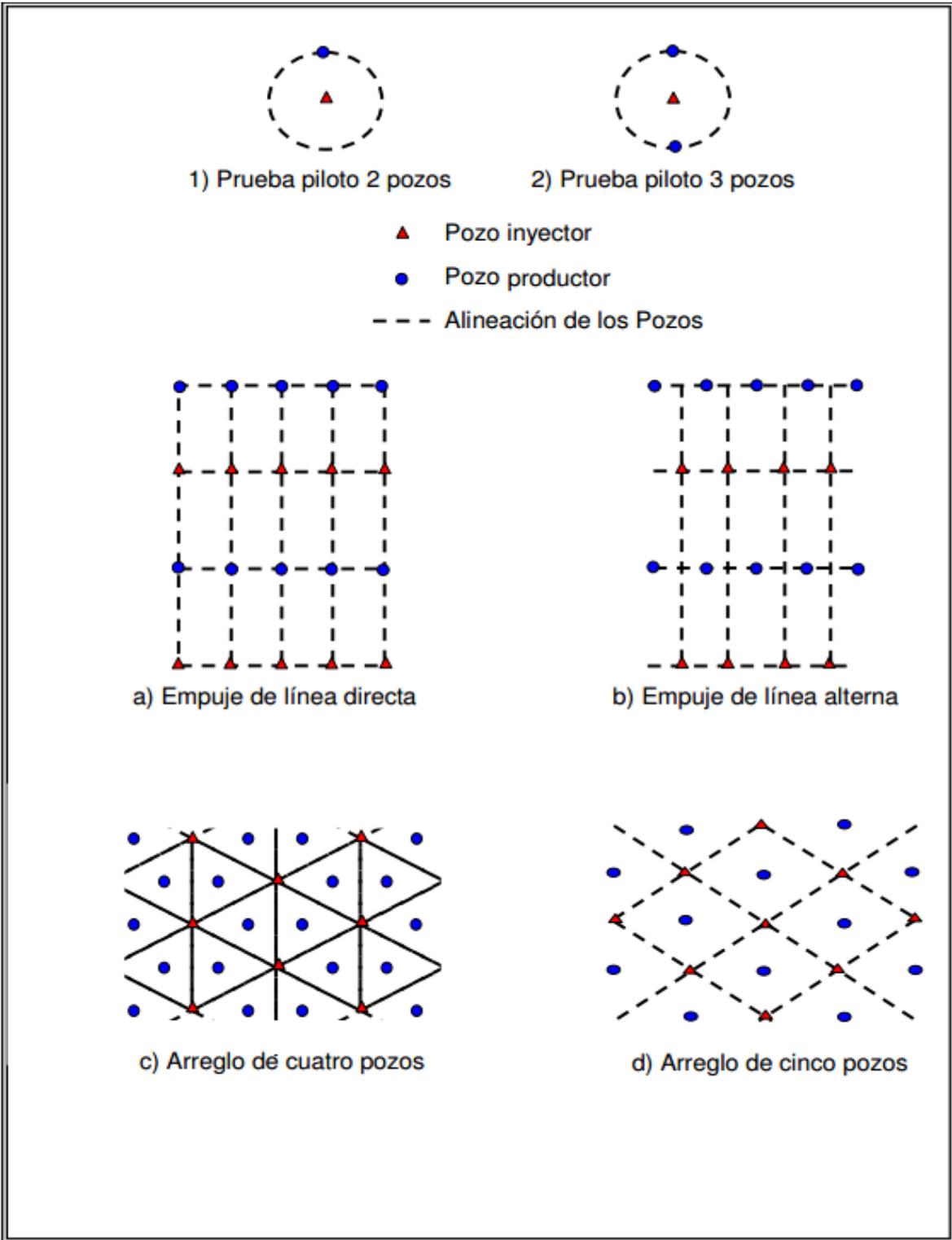


Figura N° 13. Arreglos de pozos para la inyeccion de agua.⁴

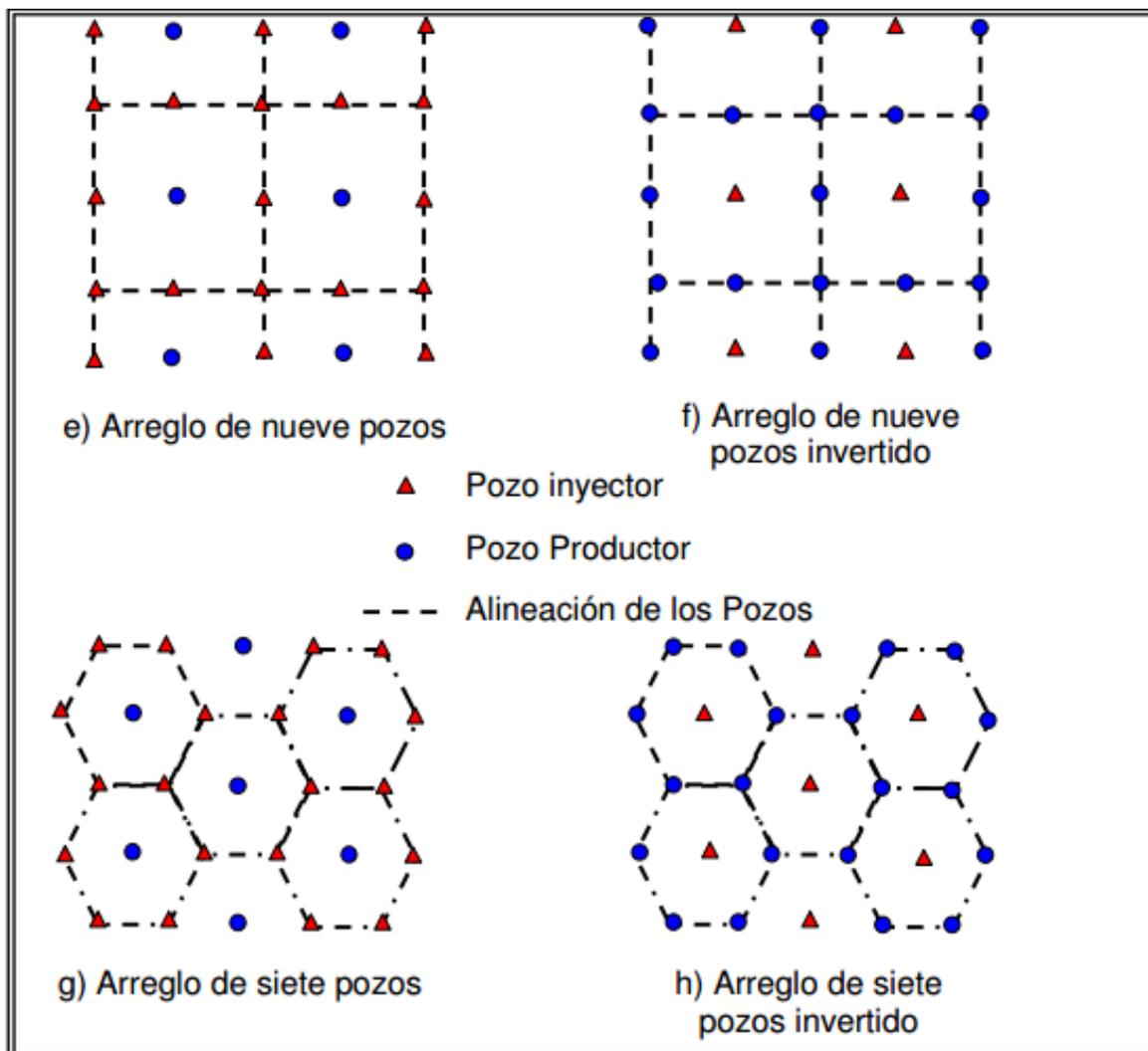


Figura N° 13. Arreglos de pozos (continuación).

Para este estudio, se usará un modelo regular con un patrón de siete pozos invertidos. El espaciamiento mínimo para cada arreglo es de 577 m. lo que representa un área aproximada de 214 acres por arreglo de inyección. Bajo el arreglo actual como se muestra en la figura N°14; la zona I (superior izquierda) cuenta con 4 pozo inyector y 16 productores representa un POES de 700 MMBP, el piloto de inyección (superior derecha) con 8 pozos inyectores y 36 productores representa un POES de 1500 MMBP mientras

2.4. CURVAS DE DECLINACION

2.4.1. PRINCIPIOS GENERALES ⁵

Básicamente, para realizar los estimados de recobro final por extrapolación de una tendencia de comportamiento de tasa, generalmente se sigue el mismo patrón. Las dos cantidades usualmente estimadas son las reservas remanentes de crudo y/o el tiempo de vida productiva remanente. La producción acumulada y el tiempo, generalmente, se seleccionan como variables independientes y se grafican en el eje de las abscisas. Una característica cambiante del comportamiento de un pozo, por ejemplo tasa de petróleo, que sea fácilmente medida y registrada, puede seleccionarse como una variable dependiente para generar una curva de tendencia. Para fines de la extrapolación, esta variable tiene que cumplir con dos requisitos: (1) su valor debe ser una función más o menos continua de la variable independiente y debe cambiar de una manera uniforme; y (2) debe tener un punto final conocido o que se pueda estimar.

Un estimado de las reservas remanentes o de la vida productiva remanente, puede obtenerse graficando los valores de la variable dependiente y continuamente cambiante en el eje de las ordenadas versus los valores de la variable independiente (producción acumulada o tiempo) en el eje de las abscisas, y extrapolando gráficamente la tendencia aparente hasta alcanzar el punto final conocido. La suposición básica en este procedimiento, es que “lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuará dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado”.

El procedimiento de extrapolación es de naturaleza estrictamente empírica. Por lo tanto, sólo para determinados casos es posible establecer una

expresión matemática para una curva de tendencia basada en consideraciones físicas del yacimiento.

Cuando no existen restricciones en la producción, entre las distintas variables dependientes que pueden ser utilizadas para hacer los estimados basados en tendencias de comportamiento, la más utilizada es la tasa de producción. En tales casos, se hace referencia a curvas de declinación de la tasa de producción. En este procedimiento destacan las curvas tasa/tiempo y tasa/producción acumulada. La tasa de producción de petróleo como variable dependiente tiene las ventajas de estar disponible como dato registrado continuamente y que puede ser medida en forma confiable. El punto final requerido es fácil de hallar, ya que, la estimación o determinación de los costos de operación permiten determinar con confianza la tasa económica límite de petróleo y así, representa el punto final de la curva, bien sea para un pozo o para un grupo de pozos en un área.

Los cambios graduales en la tasa de producción de un pozo generalmente tienen las siguientes causas:

- Cambios en la presión de fondo por agotamiento, relación gas-petróleo (RGP), corte de agua u otra propiedad del yacimiento.
- Reducción del índice de productividad o incremento del daño como resultado de cambios físicos en el hoyo y sus alrededores tales como deposición de cera, sales, o asfaltenos provenientes de los fluidos producidos; o acumulación de arena, sedimentos, lodo, entre otros.
- Disminución de la eficiencia o efectividad del equipo de levantamiento.

Para estimaciones de reservas, debe diferenciarse la declinación de producción causada por condiciones en el yacimiento, de aquella causada por condiciones del hoyo o por fallas del equipo de levantamiento.

Si las condiciones irregulares de producción de un pozo (por razones de yacimiento o mecánicas) no son detectadas o corregidas oportunamente, la

primera estimación de reservas realizada a partir de análisis de curvas de declinación estará limitada y no será alcanzable físicamente.

Cuando el equipo de levantamiento opera de manera adecuada y las condiciones del pozo son satisfactorias, una tendencia de la declinación de su producción debería reflejar los cambios en las condiciones del yacimiento, y la extrapolación de tal tendencia debería ser una guía confiable para la predicción de las reservas remanentes recuperables, a menos que se modifiquen en el futuro las condiciones históricas de operación.

2.4.2. TASA LÍMITE ECONÓMICA⁵

La tasa económica límite es la tasa de producción mínima requerida para cubrir los gastos de operación de un pozo. En la determinación del límite económico es aconsejable analizar detalladamente los gastos adjudicados a un pozo, así como estipular la cantidad que se economizaría si el pozo se abandona. Este ahorro será la principal consideración en la selección del límite económico, puesto que ciertos gastos se mantendrían de continuarse la producción de pozos cercanos.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se dan a conocer todos los procedimientos metodológicos aplicados en la realización de este Trabajo Especial de Grado, especificando las características de la investigación, tales como: el tipo de investigación, la población en estudio, las técnicas e instrumentos utilizados en la selección de la información. Además de los pasos y organización con la que se cumplió para llevar a cabo la metodología utilizada y cumplir con los objetivos propuestos en el presente estudio.

3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN⁷

El diseño constituye el plan general del investigador para obtener respuestas a sus interrogantes o, si es el caso, comprobar la hipótesis de investigación. El diseño de investigación desglosa las estrategias básicas que el investigador adopta para generar información exacta e interpretable. En otras palabras, el diseño es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. El diseño de esta investigación apunta a realizar un estudio dentro del concepto de la ingeniería de petróleo en el que se estudia la producción e inyección de fluidos, como forma de medición de la eficacia que tiene o no el proyecto de recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán.

3.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN⁷

La investigación es un proceso que mediante la aplicación del método científico procura obtener información relevante y fidedigna para entender el conocimiento, tomando este concepto en consideración se obtendrá la consecución del objetivo fundamental de esta investigación.

El tipo de investigación tiene como objetivo definir la información que se necesita, así como el nivel de análisis que se le deberá dar a la investigación. Esto corresponde al siguiente criterio: El nivel de conocimiento trasciende a las explicaciones y se expresa en acciones concretas que de manera intencional y planificada, modifica o el evento. Por lo antes mencionado, la presente investigación se clasifica de la manera siguiente:

3.2.1. INVESTIGACIÓN DESCRIPTIVA

La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Mediante este tipo de investigación, que utiliza el método de análisis, se logra caracterizar al objeto de estudio, señalar sus características y propiedades. Combinada con ciertos criterios de clasificación sirve para ordenar, agrupar o sistematizar los parámetros involucrados en la investigación y de base para investigaciones que requieran un mayor nivel de profundidad.

Según el grado o nivel de profundidad con el cual se abordará el problema, se realizó una investigación de nivel descriptivo, ya que se analiza e interpreta el impacto que tiene la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán; para establecer la eficiencia del mismo mediante diversos métodos. Para ello, se involucra todo un conjunto de variables relacionadas en un sistema que enlaza a los pozos involucrados en el proyecto de recuperación ,

y que toma en consideración todos aquellos factores que puedan conducir a estudiar su comportamiento , mediante el análisis de las condiciones de los mismos conociendo los mecanismos de producción, inyección, declinación, entre otros.

3.2.2. INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Este tipo de investigación es la que se realiza, como su nombre lo indica, apoyándose en fuentes de carácter documental. Como subtipos de esta investigación se encuentra la investigación bibliográfica, la hemerográfica y la archivística; la primera se basa en la consulta de libros, la segunda en artículos o ensayos, y la tercera en documentos que se encuentran en los archivos, como cartas, oficios, expedientes, entre otros.

Con respecto a la estrategia que se adoptó para responder al problema planteado, fue necesario definir el diseño de la investigación como documental, debido a que la información y los datos requeridos se obtuvieron a través de la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos primarios (Historias de Producción) recopilados en la data y archivos del MPPPyM. Además de abarcar parte de la investigación archivista, ya que fue de lo que se conoce como carpeta de pozos (archivo de historia del pozo) de donde se obtuvo gran parte de la información para clasificar los mismos.

3.2.3. INVESTIGACIÓN DE CAMPO

La investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios).

El diseño de la investigación es de campo, ya que se basó en informaciones obtenidas directamente de la realidad (campo), sin intermediación de ninguna naturaleza y se orientan a evaluar, mejorar y chequear continuamente los datos recopilados para así poder interpretar eficientemente el proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de agua en el yacimiento IB/BS 101 del campo Boscán.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA⁷

Es un conjunto de finito o infinito elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. En esta investigación la población interés estuvo representada por las áreas de inyección nombradas a lo largo de este trabajo especial de grado.

La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población. Para esta investigación, la muestra representativa está conformada por: un pozo representativo de cada área, el peor arreglo de cada área que será aquel que tenga la menor cantidad de pozos productores activo y el mejor arreglo que será aquel que tenga la mayor cantidad de pozos productores activos.

3.4. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Esta fase es de relevante importancia ya que involucra la recolección y revisión de la información relacionada directa o indirectamente con el tema a desarrollar; con la finalidad de cumplir con todos los pasos que permitan lograr cada actividad, además de obtener una base para sustentar el marco teórico de la investigación. Para ello se emplearon libros, trabajos de grado, páginas web y todo material bibliográfico que ayudaron con la recopilación de los conceptos básicos de caracterización del campo/yacimiento y del proyecto de inyección del agua.

3.4.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Esta consiste en una revisión integral del campo Boscán y del proyecto de recuperación asociado, con la finalidad de realizar una buena caracterización del mismo. Se solicitó toda la información disponible, comportamiento de producción y de presiones, pozos asociados al proyecto, mecanismos naturales de producción, información geológica, entre otros. La recolección de la información de interés se inicia con la revisión de la carpeta del proyecto de inyección de agua, donde esta toda la historia de propuestas, trabajos y proyectos realizados o no para cumplir con el desarrollo del campo. La carpeta de pozo, donde está ubicada la información como la historia del pozo, elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie y de fondo, fecha de completación, trabajos de reparación o de reacondicionamiento, pruebas de producción realizadas, las pruebas de presión, además de los diagramas mecánicos o de completación del pozo. Del mismo modo, se halló la información en forma digital.

3.4.2. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Para llevar a cabo dicha recopilación y validación se utilizaron diferentes herramientas y aplicaciones suministradas por el MPPPYM: Carpeta Física de proyectos y pozos, y una variedad de software; CENTINELA, OFM y AICO. Cabe destacar que fue necesario el uso de las aplicaciones de Microsoft Office (Excel, Word y Power Point).

3.4.2.1. EXPEDIENTE HISTORIA DEL POZO (CARPETA DEL POZO)

A través de esta herramienta fue posible analizar cada uno de los pozos estudiados, permitiendo conocer el comportamiento de producción y las herramientas y métodos utilizados. Se encuentran en los Archivos de la empresa y contienen todos los datos de la vida del pozo desde sus inicios hasta la actualidad independientemente que se encuentre activo o inactivo, en dichas carpetas se recopilan datos de rehabilitaciones realizadas al pozo, cambios de completación, detalles de tuberías, informes geológicos, análisis de núcleos y reportes diarios.

3.5. PROGRAMAS Y SIMULADORES USADOS

3.5.1. OFM (OIL FIELD MANAGER)

Oil Field Manager (OFM) es una poderosa aplicación desarrollada por la compañía Schlumberger que aportando un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar comportamientos de producción por pozo y yacimiento, declinación, mapeo de propiedades, cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES), Reservas Remanentes y Reservas Recuperables. Además permite graficar cualquier variable dinámica por pozo para visualizar de manera cualitativa el aporte de cada pozo durante la vida productiva del yacimiento.

Se puede utilizar OFM para análisis de pozos y campos, programas y operaciones de optimización del campo; administración de reservas, planes de desarrollo, programa de mantenimiento y administración del flujo de caja, visualización de curvas de producción, entre otras actividades las cuales facilitan el estudio de un pozo, del yacimiento o de un campo en general. La figura representa la entrada al programa.

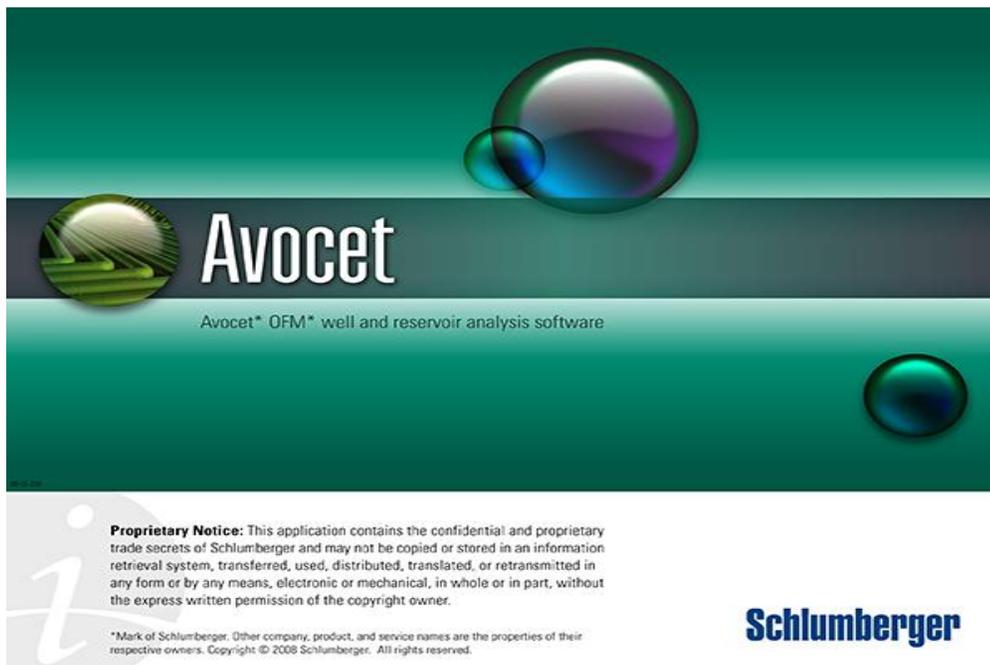


Figura N° 15. Pantalla de inicio de OFM 2009.

OFM nos ofrece una amplia variedad de tipos de datos que permite identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción. Estos tipos de datos son los siguientes:

- Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico)
- Datos que dependen de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación).

- Datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- Datos financieros (incluyendo ganancias y costos de las operaciones).

3.5.2. CENTINELA (CENTRO DE INFORMACIÓN Y NEGOCIOS LAGOVEN)

Centinela es un visualizador de información petrolera, que tiene como objetivo principal incrementar y afirmar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas. Esta base de datos funciona en una verdadera arquitectura Cliente/Servidor, abierta, con una interfaz gráfica, amigable y adaptable a las necesidades requeridas en el mundo petrolero. Permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización actualizada de las instalaciones y equipos de las Divisiones de Occidente Oriente, así como el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras, consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas.

Este sistema corporativo se encuentra conformado por nueve módulos: Pozo, Vapor, Gas, Agua, Oleo, Tabla, Estadística, Seguridad. Para ésta investigación, se utilizó solamente el módulo Centinela Pozo Informes Oficiales, el cual facilita obtener la historia de producción del yacimiento. Este es contenido de información necesaria como: código de yacimiento, fecha, método de producción, estado, segregación a la cual pertenece dicho yacimiento; y los datos de producción de petróleo, agua y gas de acuerdo al requerimiento establecido de tiempo, ya sea diaria, mensual y/o acumulada.

MÓDULOS DE LA APLICACIÓN FUNCIONAL CENTINELA

En este estudio se utilizó el módulo POZO, el cual facilita el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos y mantiene la actualización de los datos históricos de sus pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de los módulos para realizar los balances oficiales de crudo y gas. Al entrar a dicho módulo, en la ventana principal, se tienen varias opciones que nos permiten llevar el control y seguimientos de los parámetros de comportamiento y producción de los pozos



Figura N° 16. Ventana Principal Módulo Pozo.

Entre las opciones más usadas se tienen: Pozo, Eventos, Medidas, Muestras y Pruebas. Cada una de ellas brinda información que permiten validar, controlar y llevar el seguimiento de las variables a estudiar. En todas las opciones de la ventana principal, se despliega una serie de acciones, como por ejemplo en la opción PRUEBAS la acción más usada es POZO (Ver Figura N° 17), se introduce el nombre del pozo y se presiona la tecla F8,

obteniéndose los parámetros de producción que se miden con más frecuencia en el campo (BTPD, BBPD, BNPD, GAST, GASL, AyS, API, RGP, entre otros).

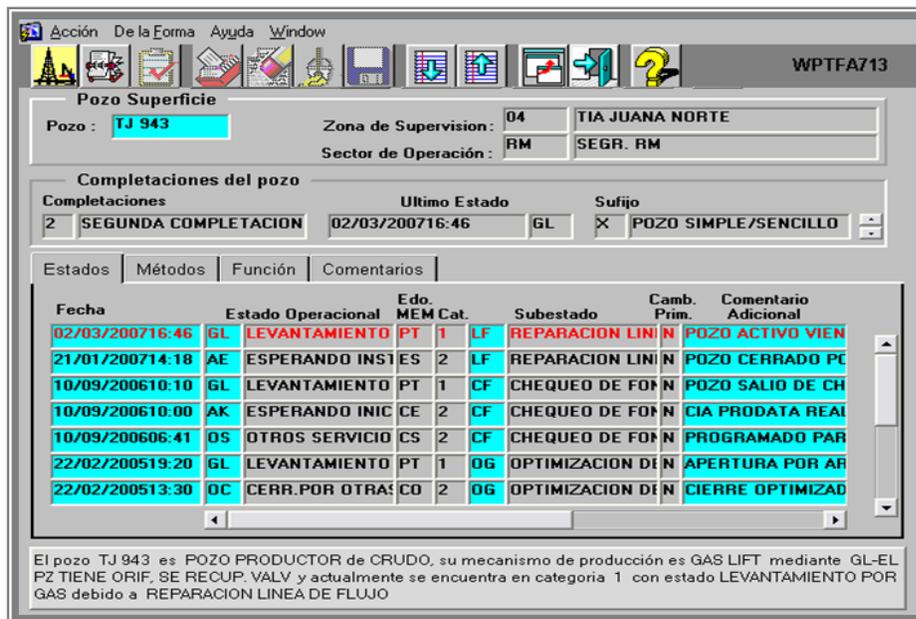


Figura N° 17. Ventana Pozo de CENTINELA 2000.

Es un programa muy amplio que permite obtener innumerable información acerca de cualquier yacimiento o pozo de la filial, el Ingeniero de Producción y de Yacimiento lo utiliza a diario para estar al día con lo referente a las últimas pruebas, condición actual del pozo, cambio o no de reductor, chequeo de fondo, etc. Apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, así como también datos de relación gas petróleo, tasa de inyección, estado actual del pozo, zona puesta a producción, grados API del crudo que maneja el pozo, presiones de superficie, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras.

En esta opción se puede obtener información acerca de la categoría en la cual se encuentra clasificado el pozo al momento de la consulta. La Corporación tiene un listado donde cataloga a los pozos según su condición, como por ejemplo: Los pozos categoría 1 son pozos activos, pozos categoría 2 son pozos cerrados por causas menores que pueden ser corregidas rápidamente y el pozo se activa en poco tiempo, pozos categoría 3, pozos que se encuentran cerrados por causas mayores, como arenamiento, altos cortes de agua, equipos dañados, que ameritan la entrada de una gabarra para poder solucionar dicha condición y la apertura del pozo es más tardía.

3.5.3. AICO (AMBIENTE INTEGRADO DE CONSULTAS OPERACIONALES)

Es un ambiente que se apoya en la herramienta Oracle Data Browser para elaborar informes de acuerdo a los requerimientos de los usuarios. Esta herramienta corporativa permitió a través de la aplicación Query la verificación de la historia de producción de los pozos (*Ver Figura N° 18*), referente a: nombre de pozo, nombre del yacimiento en el cual se encuentra completado, fechas, estado en el cual se encuentra clasificado cada pozo durante el último cierre del mes, pruebas de producción realizadas y otros datos de producción necesarios para el desarrollo de este estudio.

The screenshot shows the Oracle Browser interface. The top window is titled 'POZOS VECINOS VLC-1473.brw: Query' and contains a list of fields with checkboxes. The bottom window is titled 'POZOS VECINOS VLC-1473.brw: Results' and displays a table with 14 rows of data.

	CO_POZO	NB_YACIMIENTO	_ESTADO_POZ	ULT_PRBA_P2	BBPD_ULT_PR	RGF_ULT_PRE	API_ULT	MSTIOM_AYS_ULT	NU_COORD_UTM_EST	COO
1	PB 138	BACH 24	ES	17-DEC-09	21	2967	23.4	21.566282969536	224402.910919	
2	PB 160	BACH 24	GL	30-AUG-12	14	3846	23.4	8.53333333333333	223948.395283	
3	PB 165	BACH 24	UR	24-FEB-88	33	1848	26.5		224572.403873	
4	PB 168	BACH 24	GL	25-AUG-12	57	1574	25	2.525	224799.900965	
5	PB 335	BACH 24	GL	28-SEP-12	1	0	23.5	2.175	224495.085332	
6	PB 429	BACH 24	UNW				24.6		225366.694064	
7	PB 432	BACH 24	DW	17-JUN-86	23	12522			225481.102926	
8	PB 555	BACH 24	RC	08-NOV-97	157	33000	26.41	9.084	225415.929583	
9	PB 590	BACH 24	ES	08-APR-11	12	3917	25.2	16.162066603060	224748.000737	
10	PB 593	BACH 24	RC	04-JAN-84	180	13240			224280.367452	
11	PB 587	BACH 24	ES	27-NOV-09	31	6964	24.3	12.6666666666666	224457.704451	
12	TJ 1360	BACH 24	GL	29-SEP-12	484	90	22.9	58.860048394735	224175.957886	
13	TJ 1362	BACH 24	GL	04-SEP-12	71	488	36.6	50.223485265263	224309.443347	
14	TJ 1377	BACH 24	CH	15-MAY-10	76	3800	26.7	97.816054339565	223012.720001	

Figura N° 18. Ventana de AICO.

3.5.4. MICROSOFT OFFICE EXCEL

Es un programa (hoja de cálculo) diseñado para manejar gran cantidad de datos numéricos con la mayor facilidad posible, se utiliza para el desarrollo de las actividades operacionales y administrativas de cualquier empresa, ya que tiene la finalidad de realizar cálculos con funciones matemáticas simples y complejas, permitiendo lograr objetivos o tomar decisiones con mayor rapidez. Además, ofrece la opción de ejecutar filtros y obtener información de acuerdo al criterio de selección; un módulo de gráficos a través de los cuales se puede presentar la información en histogramas de frecuencias, diagramas de tortas, dimensiones XY (dispersión), XYZ y otras aplicaciones.

Microsoft Excel se utilizó con la finalidad de crear las hojas de cálculo empleadas durante este trabajo, la cual permitió analizar los cálculos de producción de los pozos en estudio. Igualmente se utilizó en la realización

de gráficos de producción de petróleo y agua para representar el comportamiento de producción mensual y acumulada con respecto al tiempo.

3.5.5. MICROSOFT OFFICE WORD

Utilizado como procesador de texto, que además de crear documentos y archivarlos, permite en cualquier parte del texto, agregar gráficos, ecuaciones matemáticas (simples y complejas), tablas, ilustraciones, entre otros. A través de las herramientas ofrecidas por este procesador para facilitar las tareas como transcripción de texto (copia, traslado, eliminación, o inserción), búsqueda y reemplazo de palabras, corrección automática de ortografía, entre otros; permite realizar de manera rápida y eficaz la elaboración de informes, justificaciones técnicas, resumen de historia de pozos y presentación final como documento de este estudio.

3.5.6. MICROSOFT POWER POINT

Es el programa más usado para presentaciones mediante diapositivas que permiten crear rápidamente transparencias, elementos impresos, diapositivas, cuadros, portadas, gráficos, entre otros; bajo un ambiente que permite la integración o vinculación de objetos no propios que puede utilizarse en dicha herramienta informática, mediante el intercambio dinámico de datos. Es un software especialmente utilizado en la empresa para realizar presentaciones que luego son expuestas ante el grupo de trabajo.

3.6. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Con el objeto de desempeñar y cumplir con el estudio de la investigación, fue necesario realizar un esquema metodológico de forma estructurado, el cual facilita la ejecución, seguimiento y análisis de los resultados de los objetivos

planteados, se decidió que la mejor forma de analizar estos resultados es ir estudiando cada área del proyecto desde lo micro a lo macro y así poder dar una mejor estimación de análisis de resultados para ello se definirán los siguientes aspectos.

Un pozo representativo para cada área de estudio los cuales serán:

- El pozo BN_0390 para la Zona I
- El pozo BN_0112 para el Piloto de Inyección
- El pozo BN_0131 para la Expansión del Piloto de Inyección

Un peor arreglo para cada zona, definido como, el arreglo de inyección de 7 puntos invertidos que actualmente tiene la menor cantidad de pozos productores activos, y que será llamado según el nombre de su pozo inyector, estos son los siguientes:

- El arreglo BN_0475 para la Zona I, el cual está conformado por 2 pozos productores activos, 6 productores inactivos y el pozo inyector como se muestra en la figura N° 19.

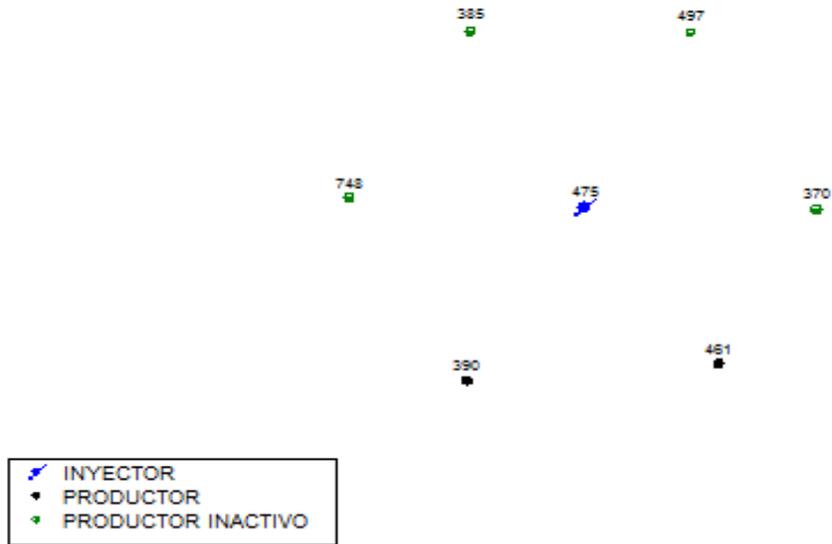


Figura N° 19. Peor arreglo para la Zona I.

- El arreglo BN_0795 para el Piloto de Inyección, el cual consta de un respectivo pozo inyector 1 pozo productor activo y 5 productores inactivos como se muestra en la figura N° 20.



Figura N° 20. Peor arreglo para el Piloto de Inyección.

- La zona de Expansión del Piloto de Inyección, no contará con resultados para esta categoría ya que la misma no cuenta con ningún arreglo donde exista si quiera un pozo productor inactivo.

Un mejor arreglo para cada área de estudio, el cual se define como lo contrario del peor arreglo, es decir, aquel que cuenta con el mayor numero de pozos productores activos, siendo el arreglo ideal en el que los 6 pozos productores del patrón están activos y son los siguientes:

- El arreglo BN_0472 para la Zona I, el cual esta conformado por 4 pozos productores activos, 2 productores inactivos y el pozo inyector como se muestra en la figura N° 21

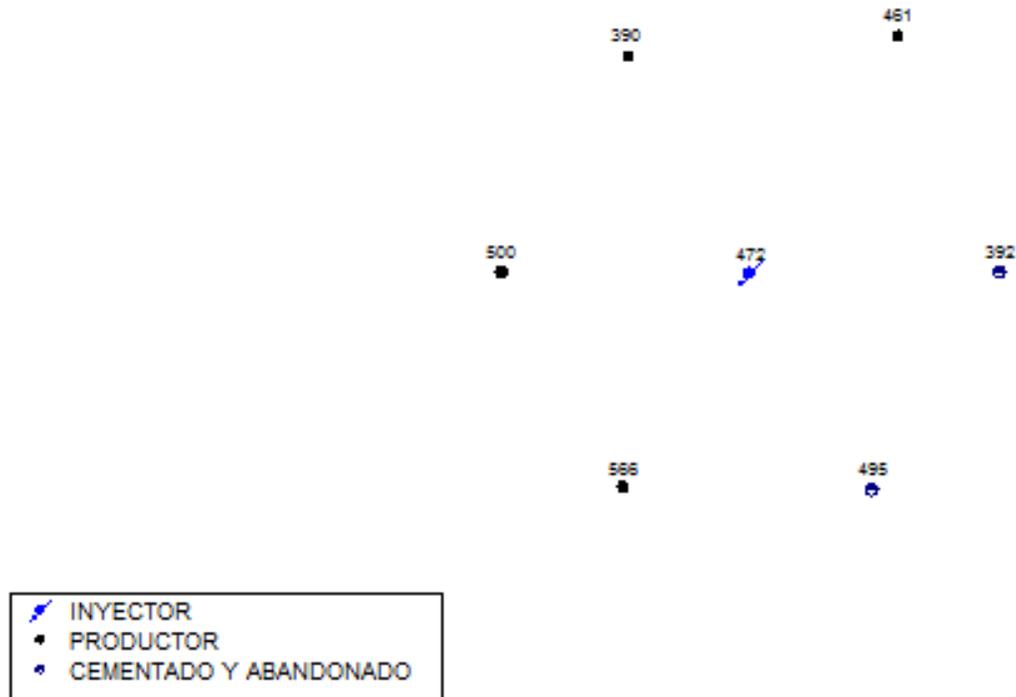


Figura N° 21. Mejor arreglo para la Zona I.

- El arreglo BN_0791 para el Piloto de Inyección, que consta de 5 pozos productores activos y 1 pozo productor inactivo con su respectivo pozo inyector como se muestra en al figura N°22.

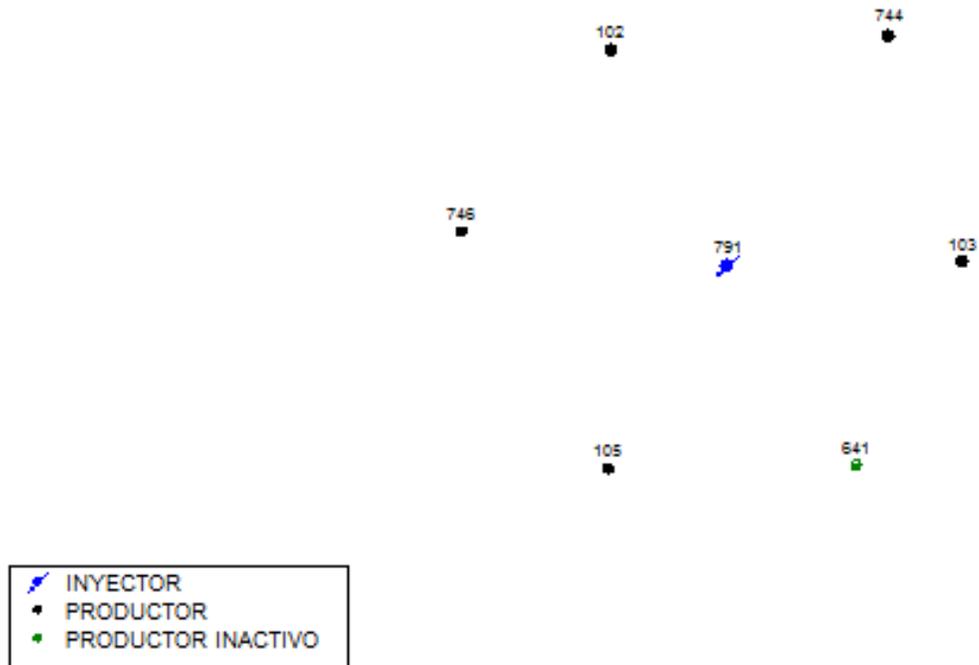


Figura N° 22. Mejor arreglo para el Piloto de Inyección.

- El arreglo BN_0603 para la Expansión del Piloto de Inyección, contando con los 6 pozos productores activos como se muestra en la figura N° 23



Figura N° 23. Mejor arreglo para la Expansión del Piloto de Inyección.

Tomando no solo todos los arreglos que conforman cada área de estudio sino que además también por decisión del MPPPyM se agruparon a esta categoría los pozos productores de segunda fila ya que en estos también se ha visto respuesta en un incremento de la producción gracias al aumento y mantenimiento de presión por efecto del proyecto de inyección de agua, siendo estas:

- La zona I, conformada por 4 patrones que consta de 4 pozos inyectores activos, 22 pozos productores activos, 8 pozos productores inactivos de primera y segunda fila y 3 pozos abandonados como se muestra en la figura N° 24

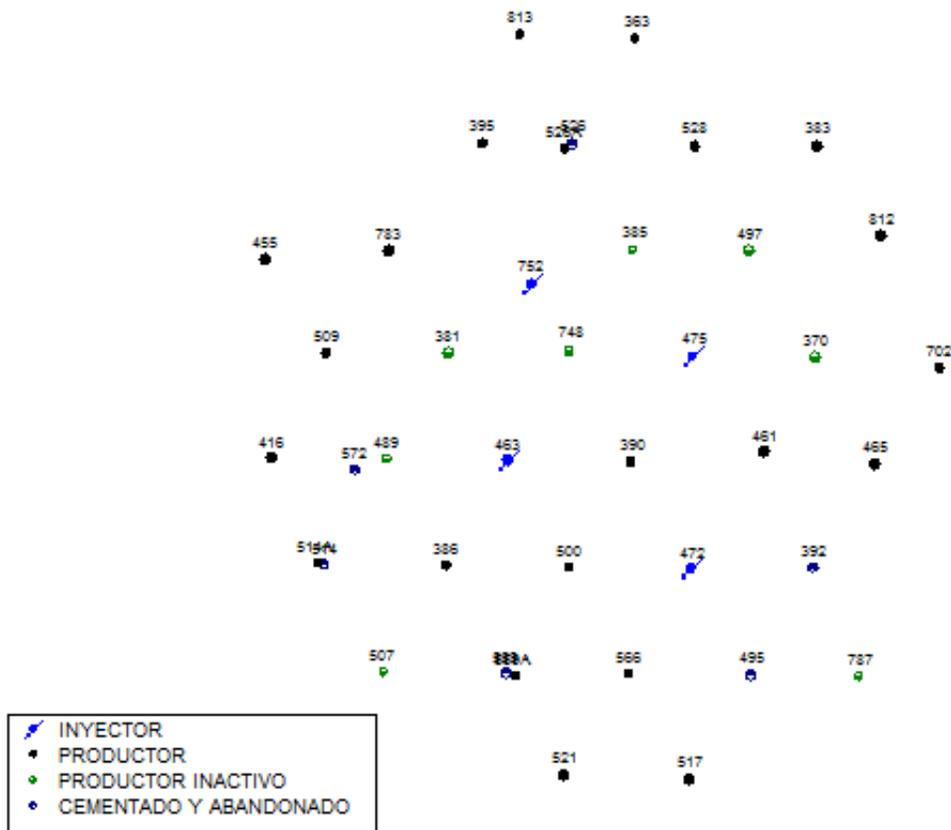


Figura N° 24. Mapa de la Zona I.

- El Piloto de Inyección, conformado por 8 patrones de inyección que cuenta con 7 pozos inyectores activos, 1 pozo inyector cerrado, 37 productores activos, 13 pozos productores inactivos de primera y segunda fila y 1 pozo productor abandonado como se muestra en la figura N° 25.

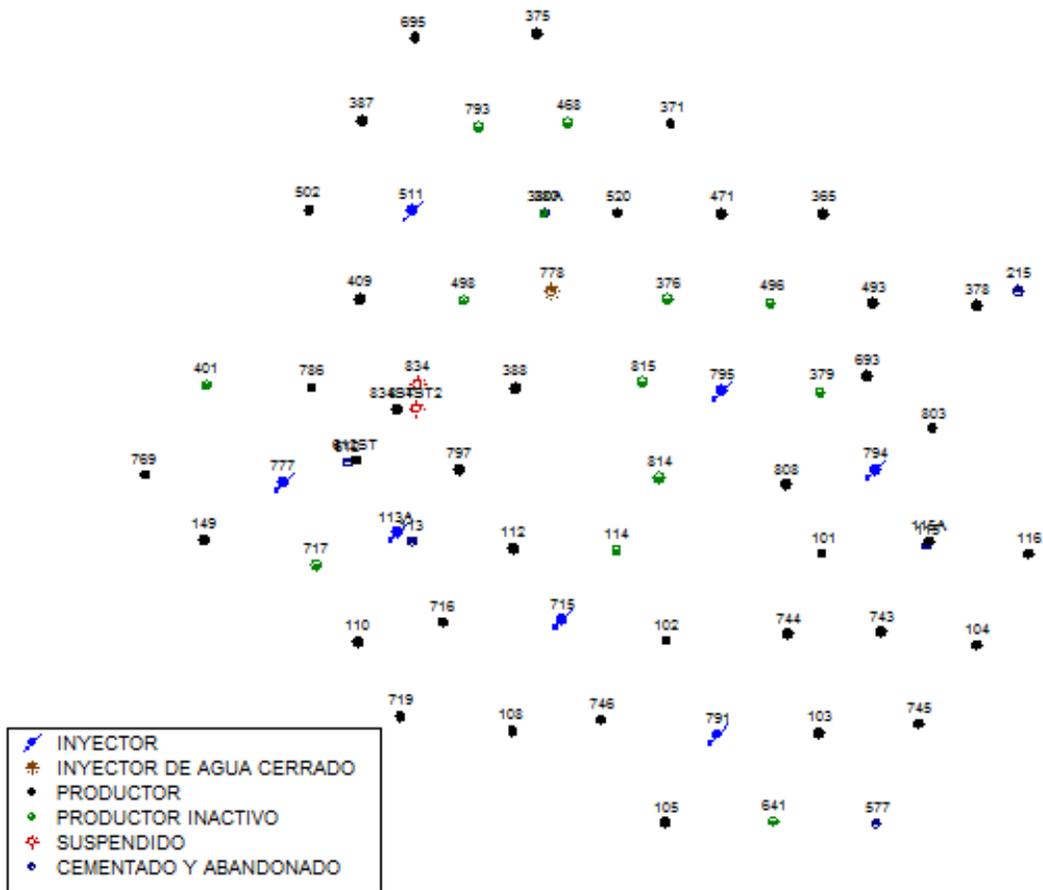


Figura N° 25. Mapa del Piloto de Inyección.

- La expansión del Piloto de Inyección, conformado por 8 patrones de inyección, donde todos sus 8 pozos inyectores están activos, además de contar con 60 pozos productores activos, tan solo 1 pozo productor inactivo y 3 pozos abandonados como se muestra en la figura N° 26, lo que la convierte en la mejor área de estudio.

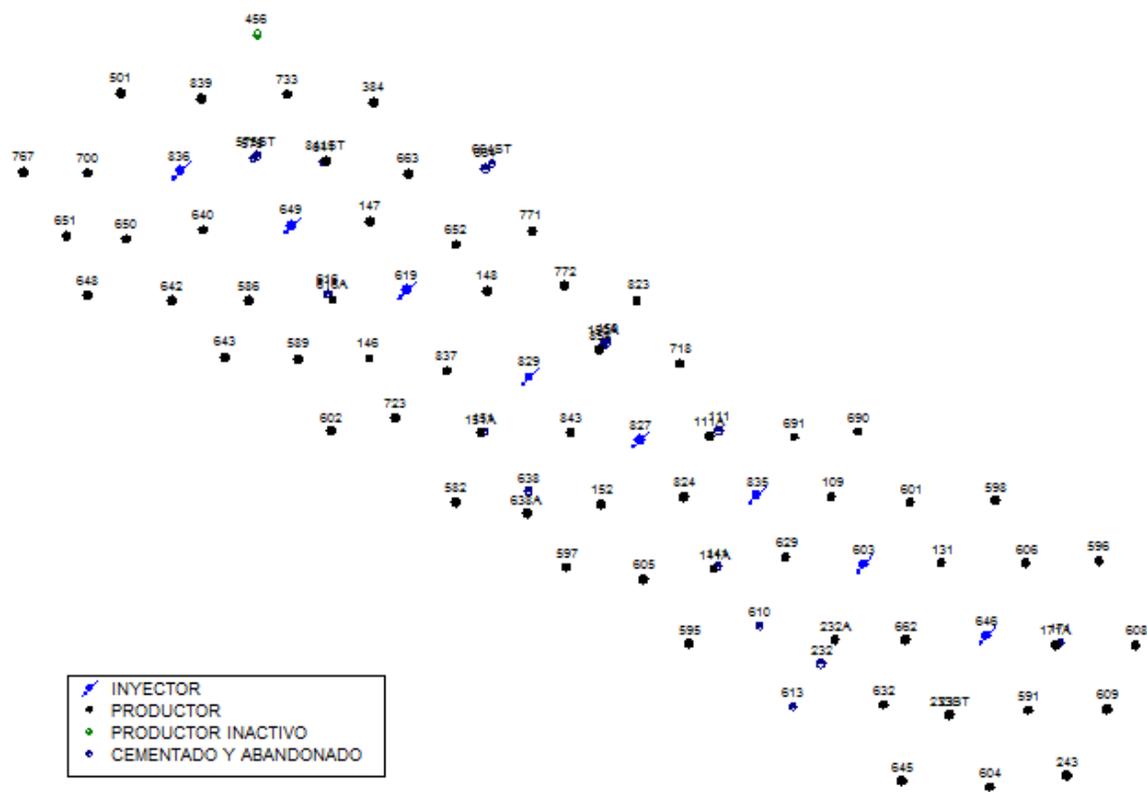


Figura N° 26. Mapa de la Expansión del Piloto de Inyección.

Para cumplir con el objetivo N° 2 sobre el estudio de los fluidos de inyección y producción se generara con OFM para cada categoría de estudio una grafica que muestre el historial de producción de petróleo y agua, además del historial de la tasa de inyección correspondiente y se realizará una ampliación de dicha grafica en el periodo en el que existe o se observa la curva de inyección de agua según sea el área que se estudia, porque la inyección de agua comenzó en diferentes años para cada una y se realizara el análisis de estas graficas, también será generado un reporte en una hoja de cálculo y exportándola Excel para estimar con mayor certeza los valores de las tasas de producción e inyección a una fecha en especifica, dichos

reportes serán adjuntados como anexos a este trabajo especial de grado en un disco compacto (CD) por motivos de ahorratividad de espacio.

Para analizar y/o predecir el comportamiento de producción de los pozos asociados al proyecto de inyección de agua en cada área, se hará una exhaustiva comparación entre dos escenarios de declinación, los cuales se definen como:

- Escenario 1, mejor conocido como el escenario actual es aquel que representa la realidad para la fecha (28/02/2014), es decir, en este escenario los pozos ya han debido de arrojar una respuesta a causa de la inyección de agua.
- Escenario 2, será definido como un escenario ocurrido en tiempo pasado donde no se tomara en cuenta la inyección de agua, y se supone que cada simulación solo tomara en cuenta lo que era el comportamiento de declinación que traían los pozos justo antes de dar respuesta a causa de la inyección de agua.

Para la simulación de cada escenario será usado la opción "*FORECAST*" de OFM, como parámetros de inicio para el escenario 1 será usando la última prueba de producción medida y cargada en la data del proyecto, para el escenario 2 los parámetros de inicios serán la fecha a la que inicio la inyección según el área que se esté estudiando y en otros casos tiempo después de inicio de la inyección donde se vea un cambio en la tendencia del comportamiento de producción de los pozos a causa de la inyección de agua.

Como condiciones de paradas para la simulación se usaran 2 parámetros, el primero será el año 2026, año en el cual expira el convenio de la Empresa Mixta PetroBoscan, basados en los volúmenes de reservas a recuperar comprometidos por la empresa con el estado venezolano a través del

MPPPM , o una tasa final aproximada de 15 BPD, siendo esta la tasa de abandono que maneja la Empresa Mixta PetroBoscan ya que tasas por debajo de este valor dejan de ser económicamente rentable para dicha empresa. Para cada escenario se obtendrá el valor de declinación de los pozos y según sea el parámetro de parada se obtendrá una tasa final aproximada de 15 BPD a un año antes del 2026, o en caso contrario en el año 2026 se obtendrá el valor de una tasa final mayor a 15 BPD, además de la cantidades de reservas recuperadas para la fecha de finalización. También se obtendrá el reporte de declinación generado por OFM de cada muestra de estudio para cada escenario los cuales se podrán visualizar en el disco compacto que contiene los anexos de este trabajo especial de grado

Las curvas de historial de producción de petróleo y agua y la de inyección de agua junto con las graficas de declinación para el escenario 1 y 2 obtenidas por medio de la simulación permitirán estudiar, medir, analizar y discutir cualitativamente los resultados de lo que ha sido el programa de inyección de agua que se lleva a cabo en las Zona I, Piloto de Inyección y Expansión del piloto de Inyección, pero serán los resultados numéricos arrojados en los reportes los que permitirán medir cuantitativamente los cambios en el comportamiento de producción que se deben observar gracias al programa de inyección de agua y así en conjunto poder medir la eficiencia que ha tenido dicho programa y cumplir con el principal objetivo de este trabajo especial de grado.

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. CURVAS DE INYECCION

4.1.1. ZONA I

La inyección de agua en esta zona comenzó en el año 1957 cuando se convirtieron 3 pozos productores a inyectoros, los cuales estuvieron inyectando hasta el año 1965. En el año 1997 y para darle flexibilidad al sistema de agua de desecho del área ubicada al noreste del campo se decidió reactivar los tres pozos inyectoros, dándole inicio a la inyección de agua en este año, pero es en el año 2003 donde se mejora y optimiza el proceso de inyección y Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) junto con el Ministerio de Energía y Minería (MEM) aprueban la inyección de agua en el Campo Boscán como un proyecto de recuperación secundaria mediante el mantenimiento de la presión del campo. A continuación se mostraran las gráficas de producción de agua y petróleo y la curva de inyección de agua para cada población y muestra de estudio con una respectiva ampliación que pertenece sólo al período desde que se aprobó dicho proyecto.

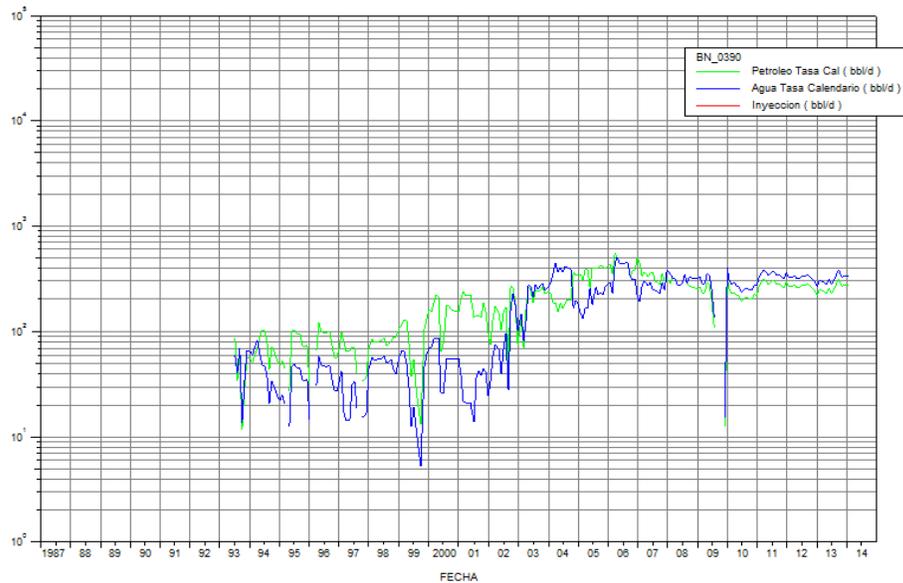


Figura N° 27. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I.

La figura N° 27 representa el pozo BN_0390 característico productor de primera fila de la zona I y se observa a lo largo de su historia de producción ha mantenido una alta producción de agua que incluso en ocasiones ha sido mayor que la producción de petróleo a partir del año 2003 donde se optimizo el programa de inyección en esa área.

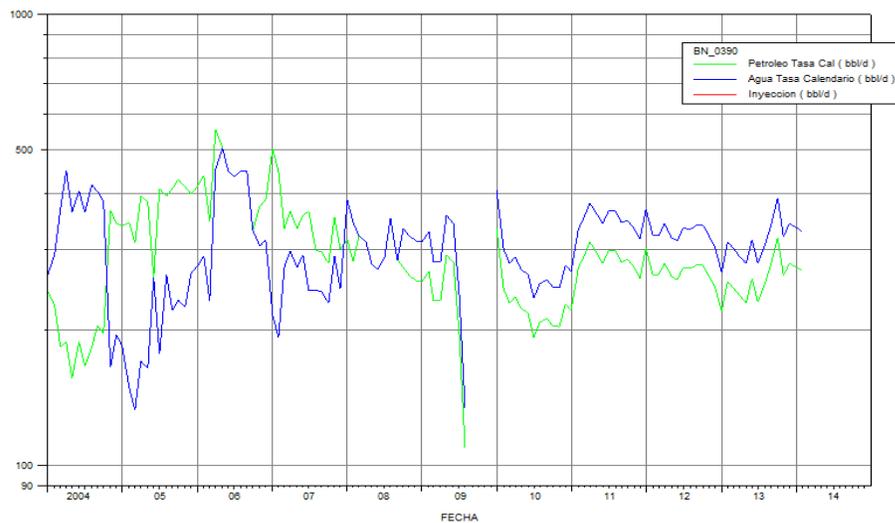


Figura N° 28. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I del período 2004-2014

En la Figura N° 28 se observa que para el año 2003 el pozo BN_0390 se encontraba produciendo alrededor de 280 BAD mientras que la producción de petróleo era cerca de 260 BPD y alrededor de un año después que se optimiza el programa el pozo aumenta la producción de petróleo y mantiene una producción de agua estable. Para febrero del 2014 este pozo se encuentra produciendo 271 BPD con un corte de agua de 55% que ha venido aumentando en el último año.

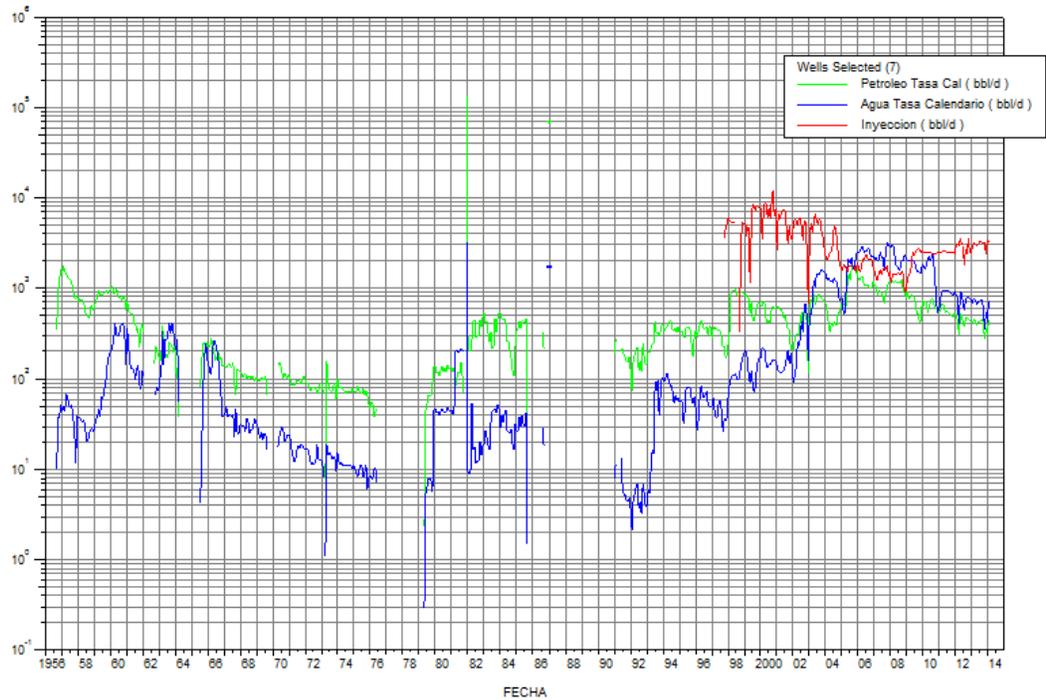


Figura N° 29. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo de la zona I.

La figura N° 29 muestra que en el peor arreglo de la zona I la producción de petróleo ha tenido cambios bruscos desde los inicio de la producción en el año 1950 y periodos (1975-1978; 1980-1991) en los cuales no hay información de la data de producción, aunque desde el año 1957 se inyectaba agua en la zona es a partir del año 1997 donde se registra la data de inyección de agua.

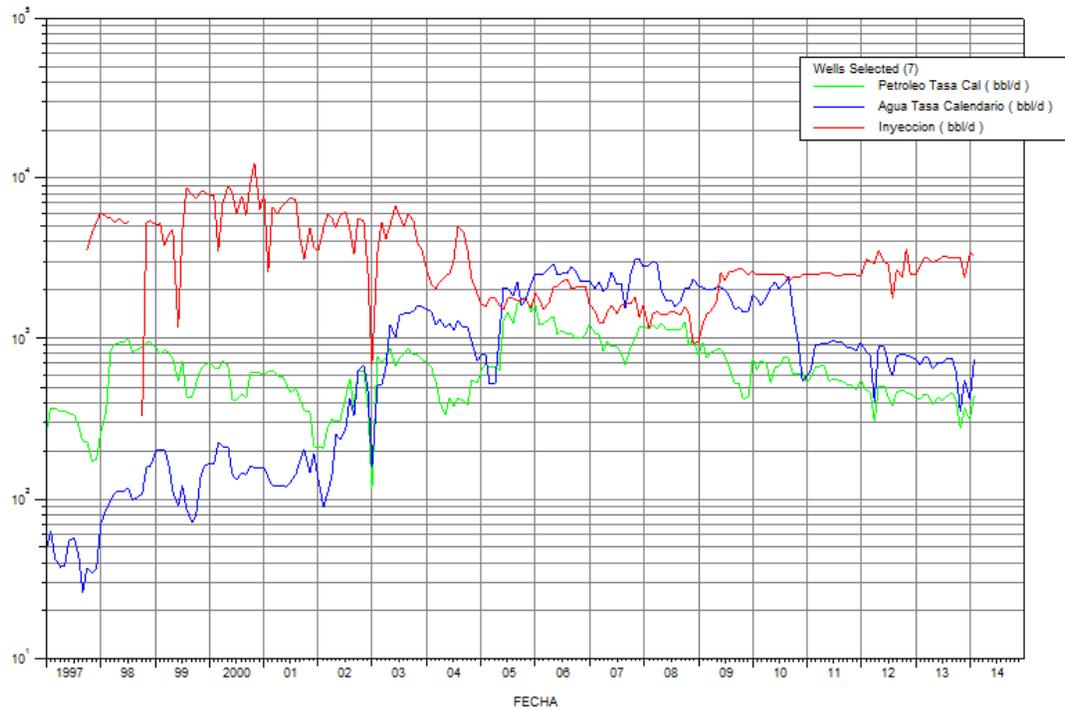


Figura N° 30. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo de la zona I en el periodo 1997-2014.

En la figura N° 30 se observa que en año 1997 se inicio la inyección de agua a una tasa de 3593 BAD, la producción era de 228 BPD y el corte de agua era de tan solo 13% el cual ha venido aumentando hasta 62% y aunque se ha disminuido la tasa de inyección en el arreglo se ha tenido que cerrar 4 pozos por alto corte de agua, lo que se conoce como pozos sacrificios son aquellos pozos de primera fila lo cuales la empresa esta dispuesta a cerrar por alto corte de agua pero que ayudan a mantener la presión en el área lo que se traduce a una respuesta de mayor producción en pozos de segunda y hasta tercera fila. Para la fecha el arreglo solo produce por dos pozos (BN_0390 y BN_0461) a una tasa de 445 BPD con un corte de agua 62% y se inyecta 3243 BAD por el pozo BN_7475.

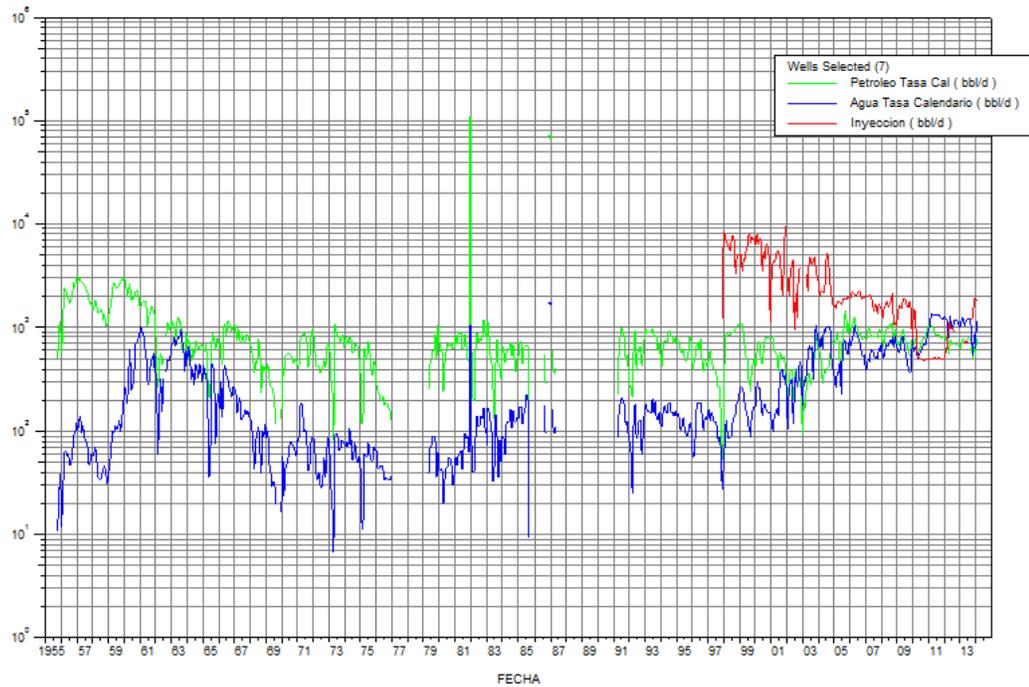


Figura N° 31. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la zona I.

La figura N° 31 representa el mejor arreglo de la zona I con 4 pozos productores activos (BN_0390; BN_0500; BN_0461 y BN_0566), se observa una producción de petróleo estable a lo largo de todo el historial de producción del arreglo y que ha tenido un leve aumento en los últimos años gracias a la inyección de agua mientras que el corte de agua se ha comportado de igual forma.

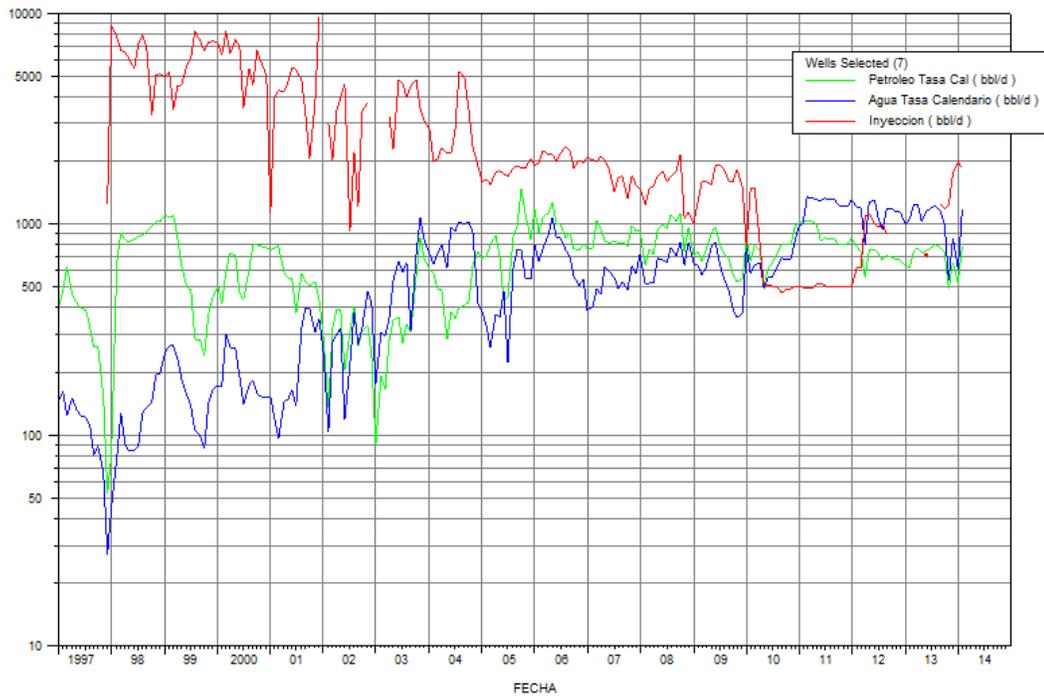


Figura N° 32. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la zona I durante el periodo 1997-2014.

En la figura N°32 se muestra el inicio de la inyección para el mejor arreglo iniciando a una de 7759 BAD, una producción de 655 BPD y un corte de agua de 12%. La tasa de inyección ha venido disminuyendo en los últimos años mostrando una respuesta de aumento en la producción de petróleo. Para la fecha se producen 790 BPD con un corte de agua de 59% y se inyecta 1842 BAD por el pozo BN_0472.

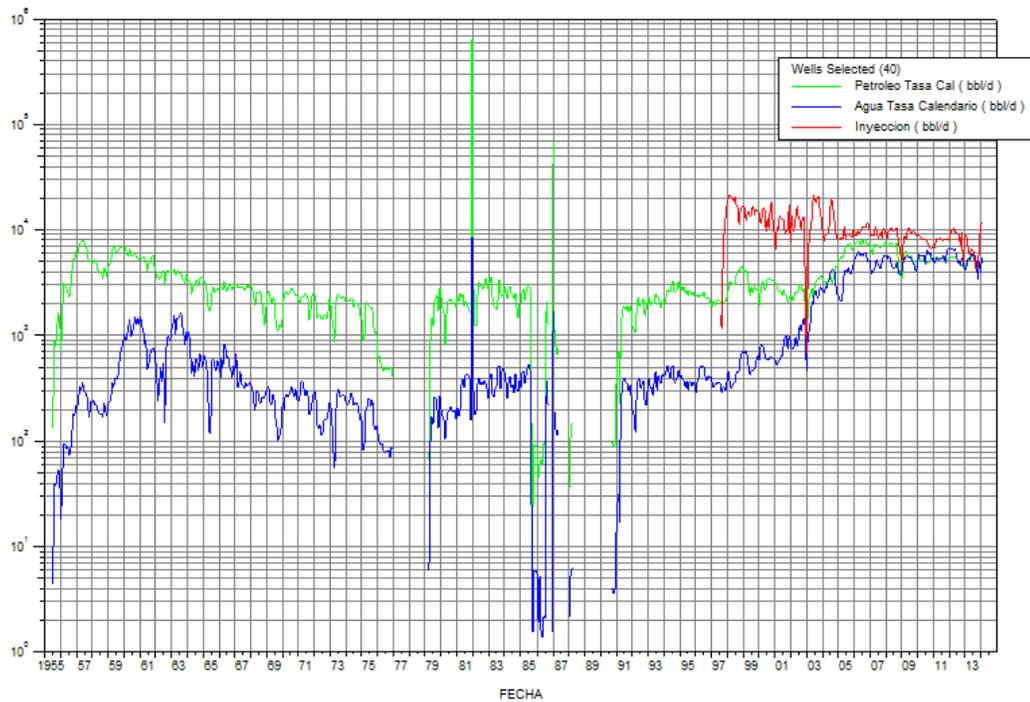


Figura N° 33. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del de la zona I.

En la figura N° 33 se observa que la producción de petróleo se mantuvo estable desde los inicio de la producción aun cuando hay peiroduos en los que se observa ningún registro de data de producción, la misma ha venido incrementadno ene los últimos años justo cuando se comienzo a ver el efecto de la inyección de agua en la zona. Por otra parte el corte de agua tuvo un salto brusco a los inicios de la inyección pero se ha estabilizado en los últimos años probablemente gracias a la optimización del proyecto.

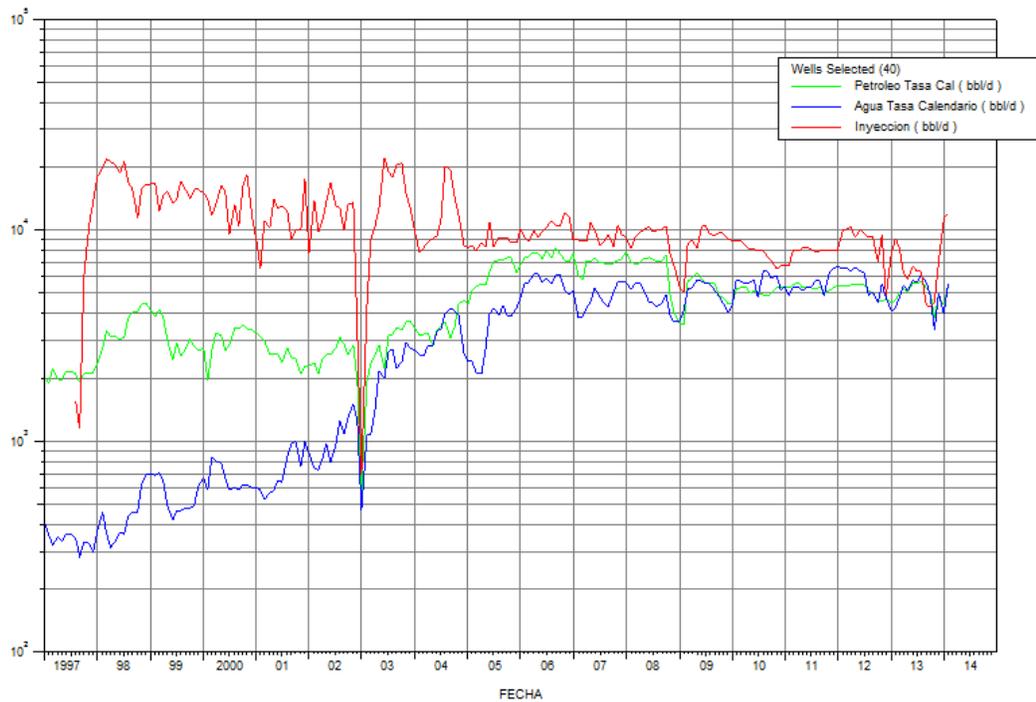


Figura N° 34. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del de la zona I durante el periodo 1997-2014.

En la figura N° 34 se observa que a los inicios de la inyección en la zona I la tasa a la que se inyecta no fue de forma paulatina sino que hubo grandes cambios por ejemplo se paso de una tasa de 1544 a tasa que incluso estuvieron alrededor de los 21000 BAP obteniendo una respuesta oscilante en la producción de petróleo, desde el periodo 2003 se ve un notable aumento en la producción de petróleo gracias a que se estabilizó la tasa a la que se inyectaba aunque esto también trajo un aumento en la producción de agua.

Para la fecha la producción de petróleo es de 5436 BPD con un acumulado de 85,6 MMBP en la zona I, la producción de los pozos ubicados dentro de los patrones de inyección oscila entre 100 y 550 BNPD con corte de agua de

51% se inyecta a una tasa de 12301 BAD mediante 4 pozos por lo que la tasa de inyección promedio es cerca de 3000 BAD por pozo y se tiene un acumulado de 77,9 MMBA inyectados en la zona.

4.1.2. PILOTO DE INYECCION

Junto con la optimización del programa de inyección de la zona I la empresa mixta Petroboscán inició un programa de inyección de agua para el mantenimiento de presión en las estaciones de flujo 10 y Z-9 conocida como el *piloto de inyección* y aprobada por el Ministerio de Energía y Minería el 12 de marzo del 2004. La inyección en esta zona comenzó en el año 2003.

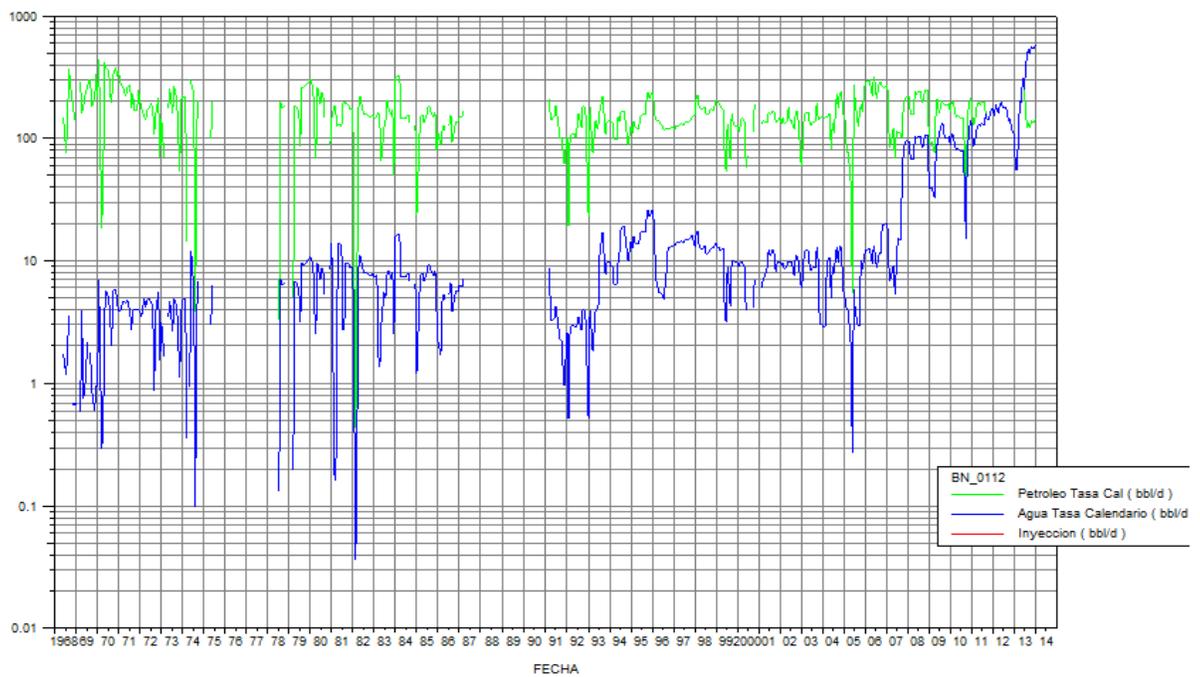


Figura N° 35. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.

En la figura N° 35 se muestra un pozo representativo de primera fila del piloto de inyección donde se ve que el corte de agua aumento bruscamente apartir del año en que se inicio la inyección de agua en comparación con lo que es su historial de producción.

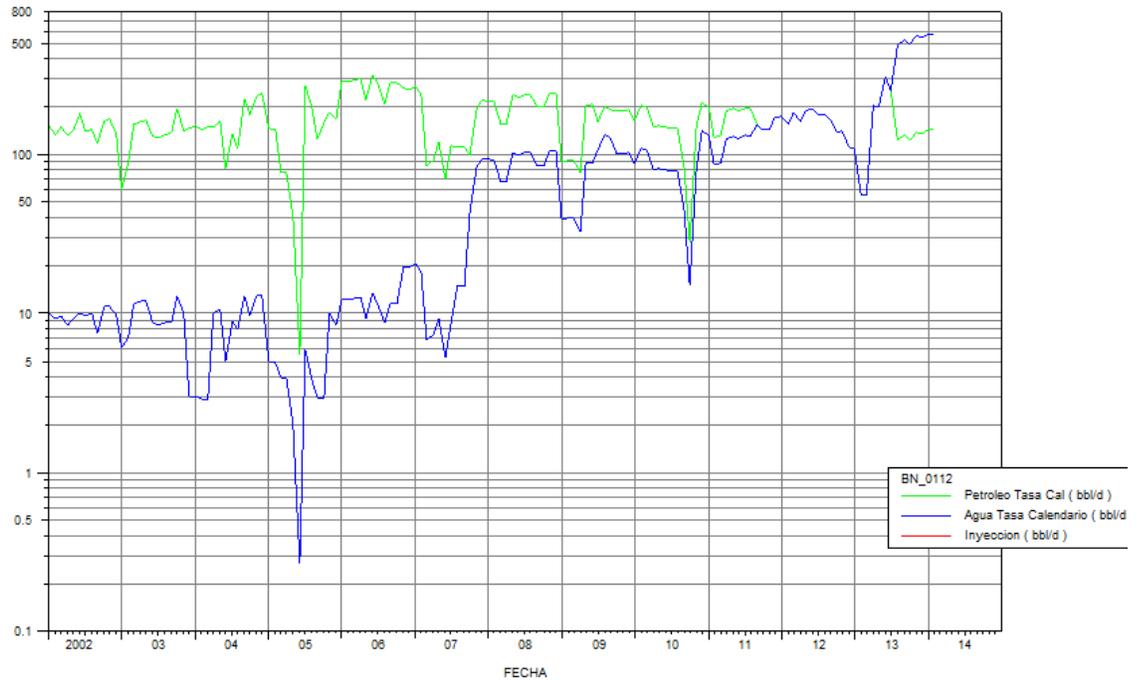


Figura N° 36. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección durante el periodo 2002-2014.

En la ampliación de la figura N° 35 se observa que efectivamente los pozos productores más cercanos a los pozos inyectoros reflejan un brusco aumento en el corte de agua entre uno y dos años después en el que se inició la inyección de agua mientras que la producción de petróleo se mantiene estable, por lo que si predice a futuro el comportamiento de este pozo el mismo tendrá que ser cerrado por alto corte de agua (pozo sacrificio). Para la fecha el pozo produce 144 BPD con un corte de agua de 79 %, como se muestra en la figura N° 36.

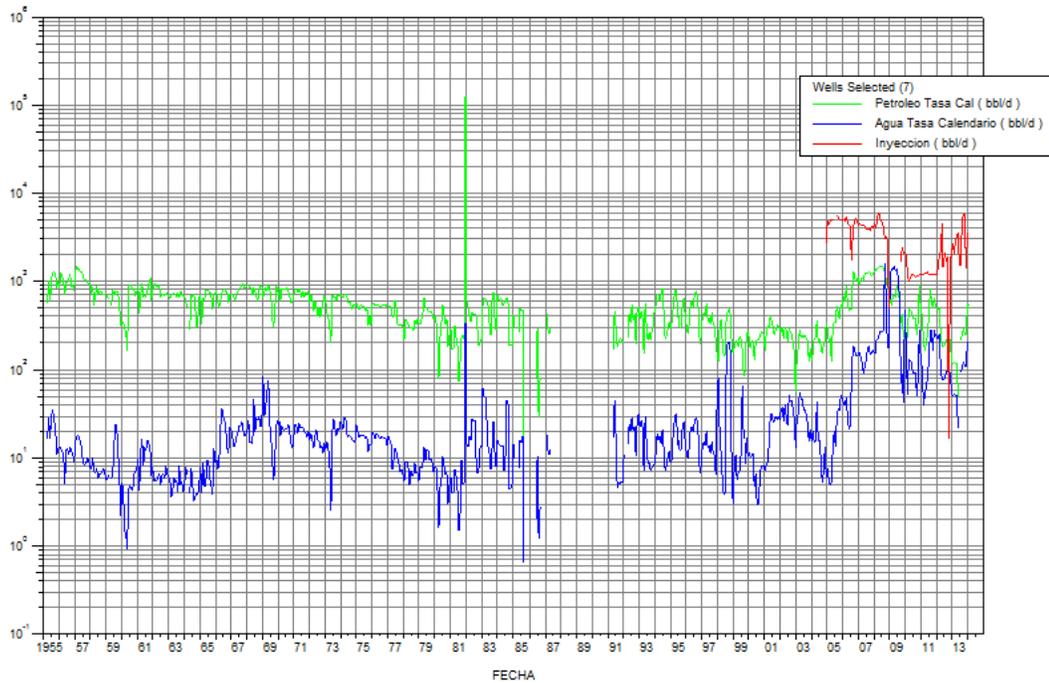


Figura N° 37. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo del piloto de inyección.

La figura numero N° 37 representa el peor arreglo al piloto de inyección en cual sólo se encuentra produciendo por un pozo (BN_808). Para inicios de la inyección el arreglo tuvo un aumento en la producción de petróleo pero ha venido decayendo en los últimos años debido al cierre de los pozos del arreglo.

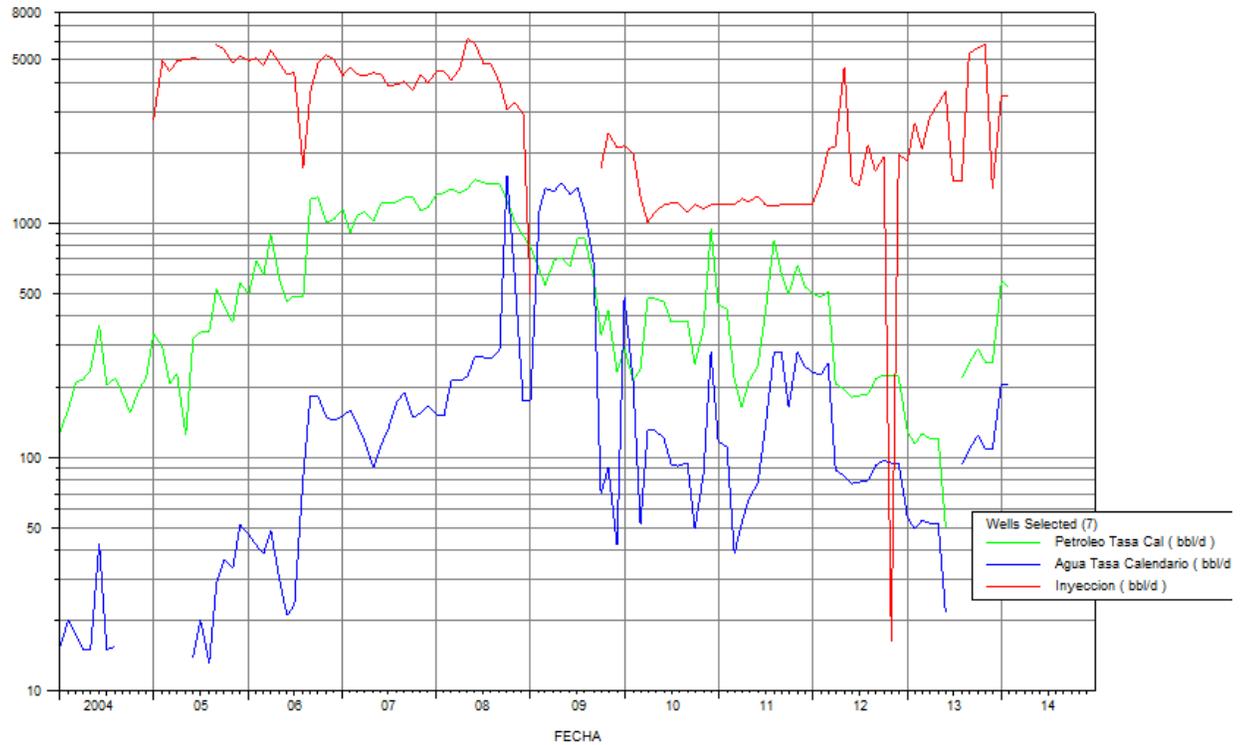


Figura N° 38. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del peor arreglo del piloto de inyección durante el periodo 2004-2014.

En la figura N° 38, la tasa inicial de inyección en el arreglo fue de 2779 BAD obteniendo una rápida respuesta al aumentar la producción de petróleo. Para la fecha el arreglo produce 534 BPD a través de un pozo con corte de agua de 27% y se inyecta 3510 BAD por el pozo BN_0795.

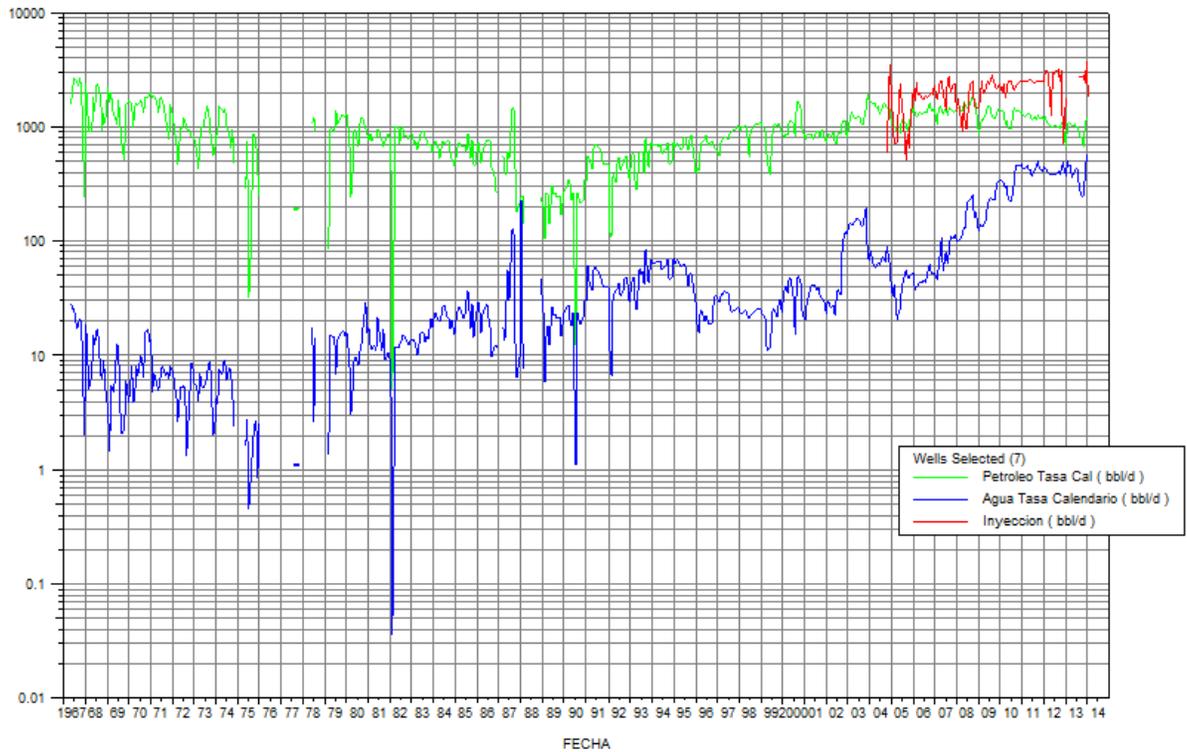


Figura N° 39. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo del piloto de inyección.

Al igual que el peor arreglo del piloto, en la figura N° 39 que representa el mejor arreglo del piloto se observa un comportamiento similar. La diferencia entre ellos es en cuanto a la volumetría porque el mejor cuenta con 5 pozos productores activos.

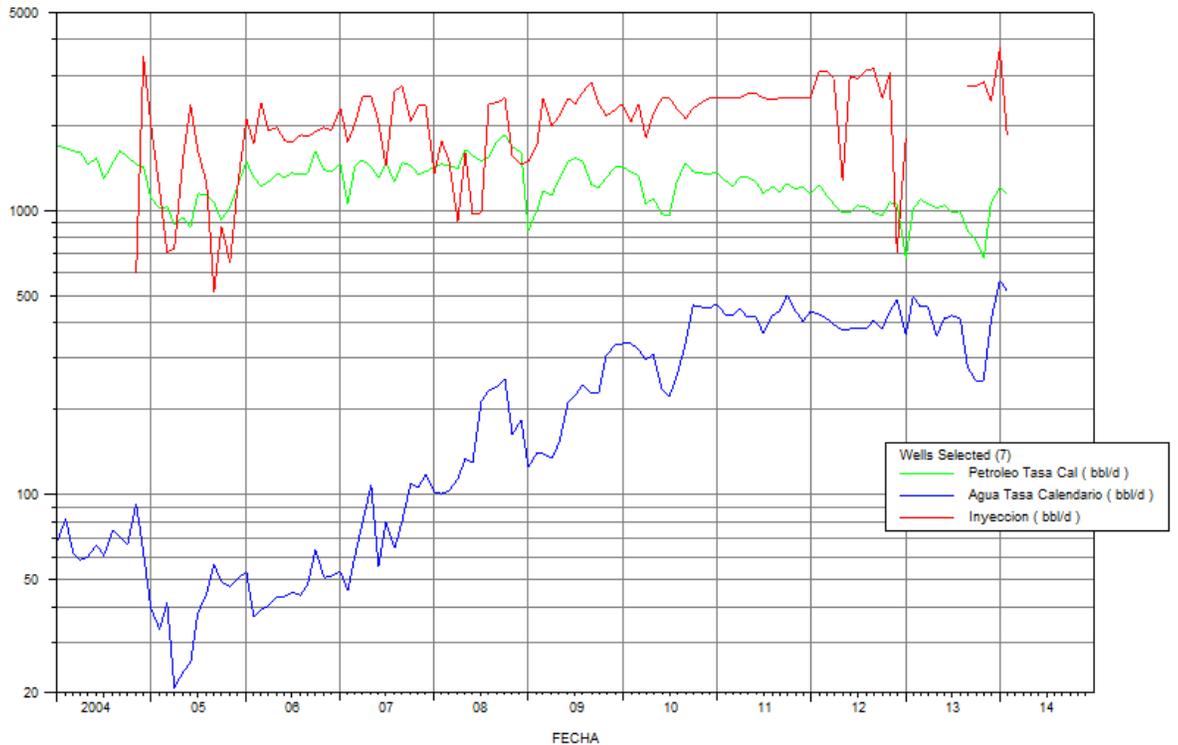


Figura N° 40. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo del piloto de inyección durante el periodo 2004-2014.

Como se muestra en la figura N° 40 La inyección en este arreglo comenzó a una tasa de 600 BAD y la misma presenta grandes variaciones, en el corte de agua ha aumentado levemente y la producción de petróleo se ha mantenido estable. Para la fecha se producen 1154 BPD mediante 5 pozos productores es decir a una tasa promedio de 130 BPD, mientras que el único pozo productor del peor arreglo esta produciendo 534 BPD; esto probablemente sea a causa por ser el único pozo que drena el arreglo por tanto la presión se concentra en él. El corte de agua es de 31% y se inyecta 1824 BAD por el pozo BN_0791.

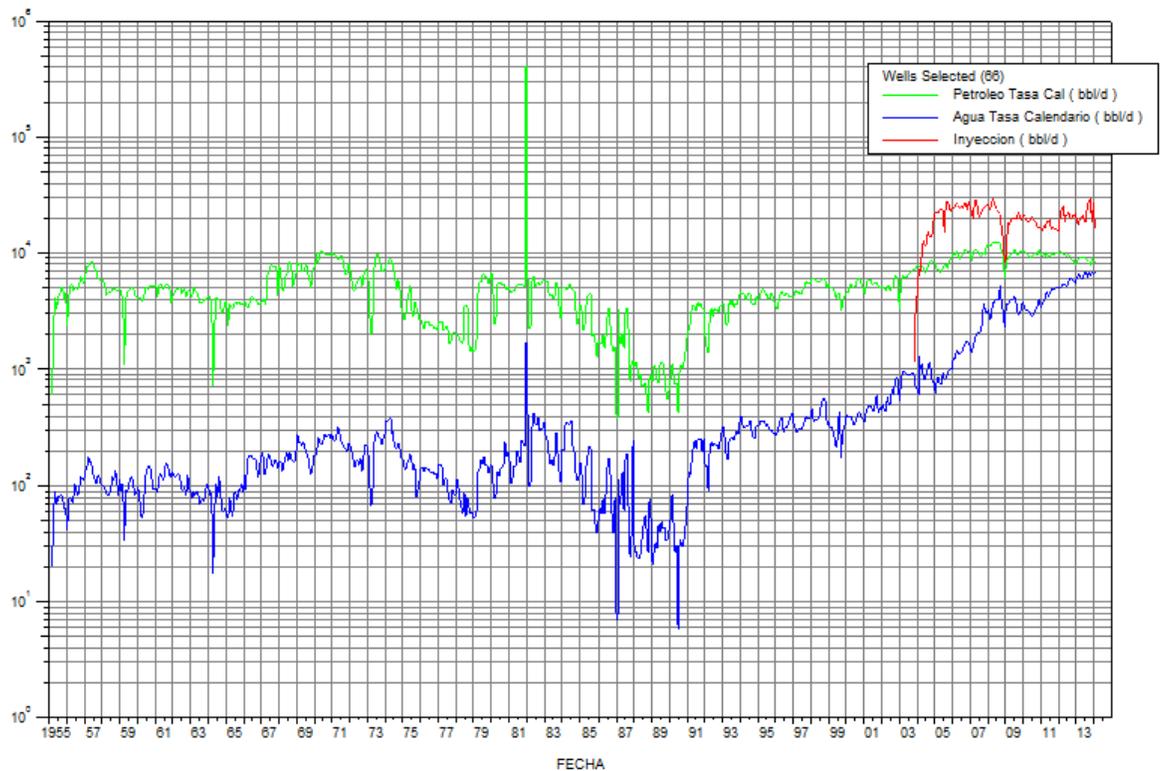


Figura N° 41. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del piloto de inyección.

En la figura 41 se representa el comportamiento total del piloto de expansión observando un aumento en la producción de petróleo inmediato a la inyección de agua esto se debe a la ubicación del piloto de inyección con respecto a la zona I en la cual se venía inyectando desde 1997 es decir ya la zona se le había restaurado la presión. Como en todos los casos anteriores se observa el aumento inmediato del corte de agua.

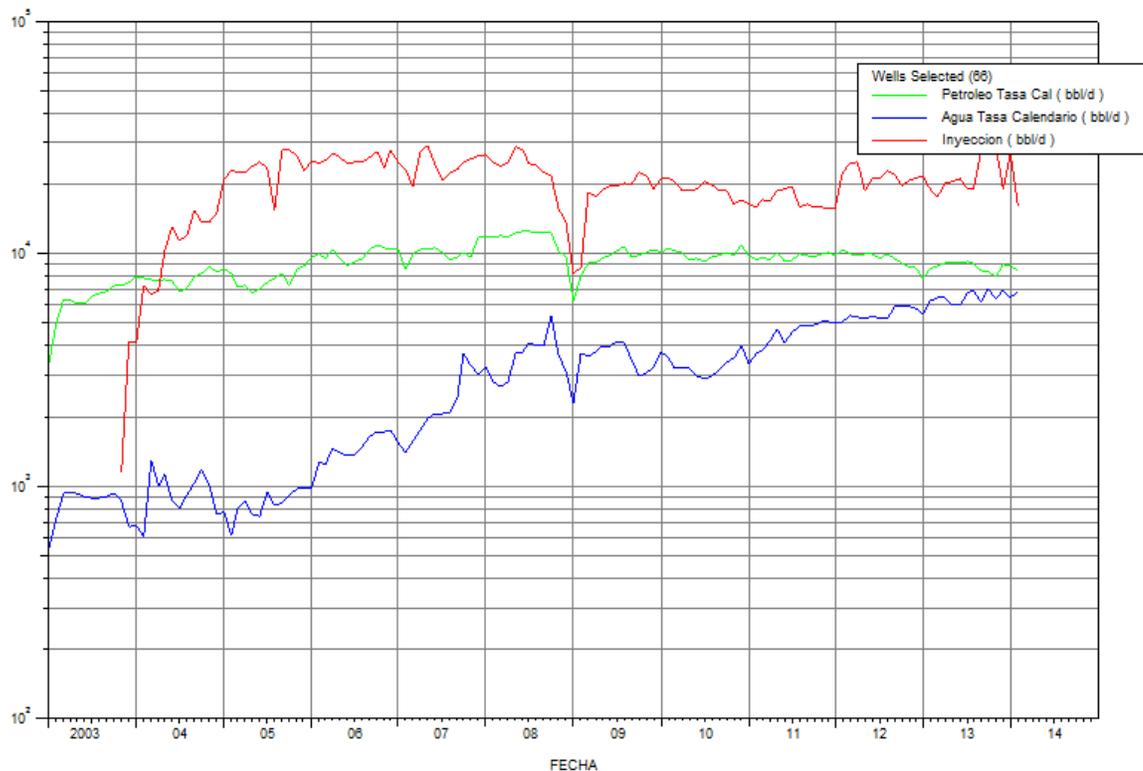


Figura N° 42. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del piloto de inyección durante el periodo 2003-2014.

En la figura N° 42 se observa que la producción de petróleo se ha mantenido estable durante el período en el que se estaba inyectando agua y aun no presenta una notable declinación, sin embargo es importante acotar que en el área se lleva a cabo campañas de perforación y optimización de pozos productores lo que también ayuda a mantener la producción estable, amarrado a esto el corte de agua no ha tenido un aumento significativo, aunque observando el comportamiento que han tenido los pozos productores de la zona I la cual tiene más tiempo con inyección de agua todo indica que el corte de agua aumentara en el piloto de inyección en los próximos años.

La producción ubicada dentro de los patrones de inyección oscila entre 150 y 600 BNPD, a diferencia de los pozos ubicados fuera del área de inyección en los que la producción esta entre 150 y 300 BNPD. La producción de petróleo es de 8462 BPD con un acumulado de 128.5 MMBP, una tasa de inyección de 16032 BAD en siete pozos inyectoros activos a una tasa promedio de 2290 BAD y un acumulado de 76.1 MMBA.

4.1.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION

La Expansión del Piloto de Inyección es la zona más reciente en la que se lleva a cabo el proyecto de inyección el mismo comenzó en el año 2007 con conversión de 4 pozos productores a inyectoros e incluso se perforaron cuatro pozos inyectoros y 8 pozos productores de primera y segunda fila para completar los arreglos de 7 puntos invertidos

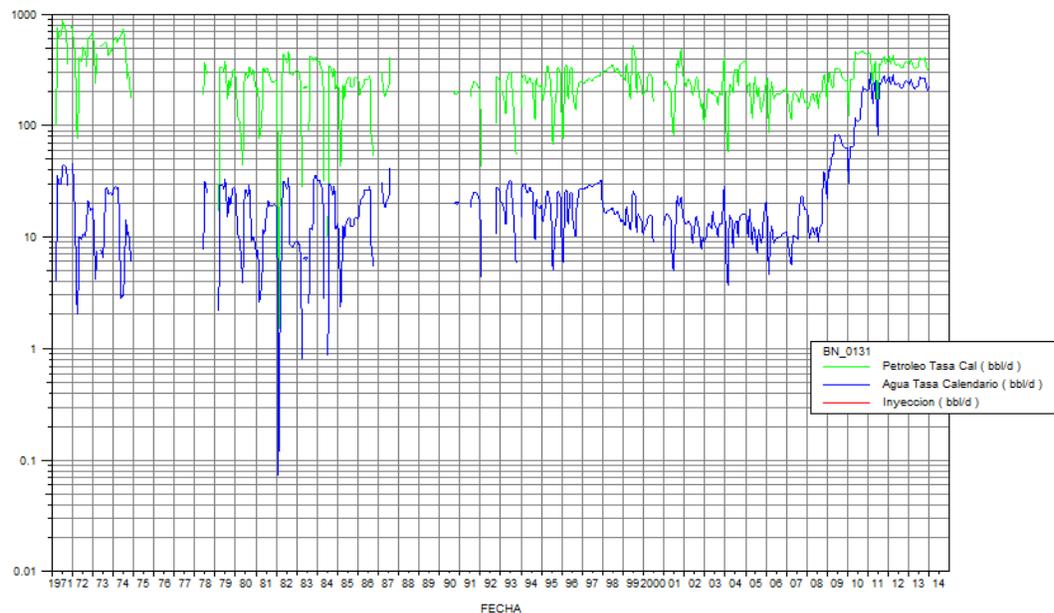


Figura N° 43. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.

En la figura N° 43 se observó un aumento brusco en el corte de agua del pozo BN_0131 para el año 2007 y luego el mismo se mantuvo estable en los últimos 3 años, este pozo representa el típico comportamiento del área de expansión del piloto de inyección.

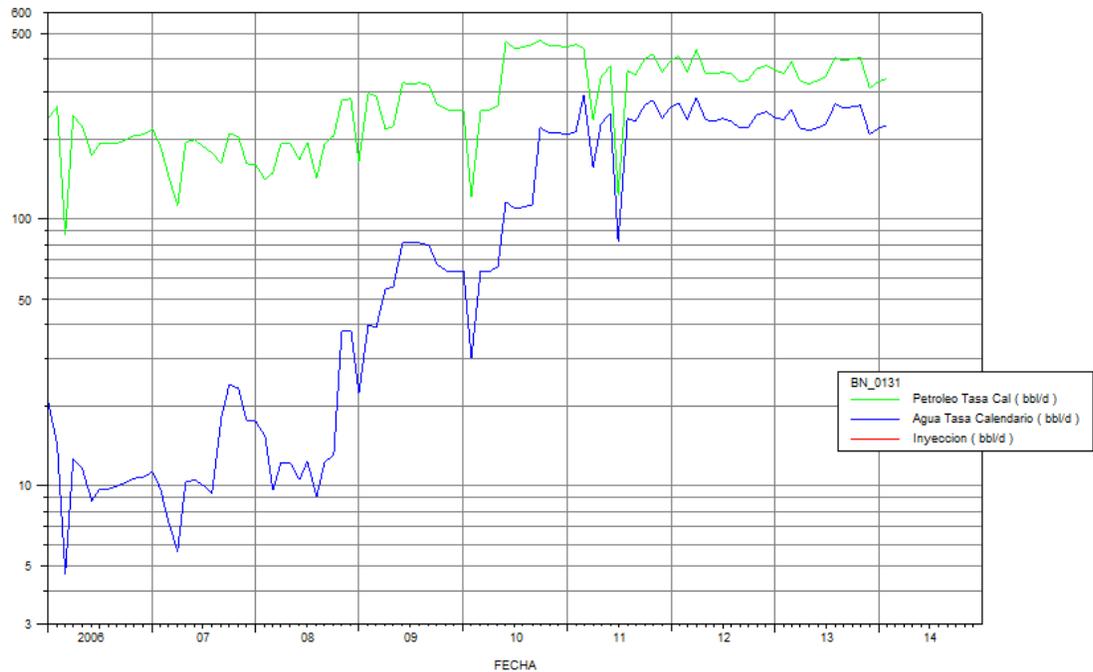


Figura N° 44. Producción histórica de petróleo y agua del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2006-2014.

Como se observa en el figura N° 44 para inicios de la inyección en el área la tasa de petróleo era de 212 BPD con un corte de agua de 10%, para la fecha la tasa e petróleo es de 339 BPD con un corte de agua de 40%.

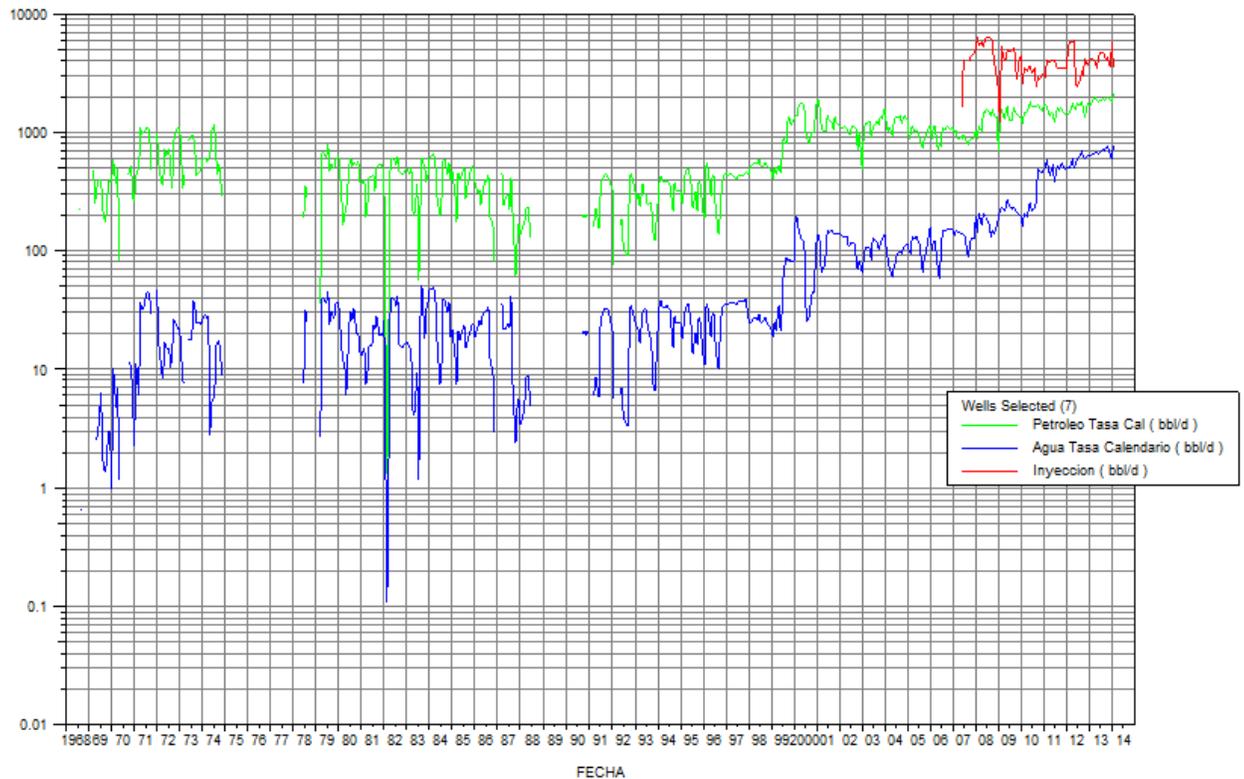


Figura N° 45. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la expansión del piloto de inyección.

Por la expansión del piloto de inyección la zona más reciente y mejor optimizada del programa todos sus pozos se encuentran activo tanto inyectoras como productores por tanto no se puede realizar análisis para un arreglo considerado el peor como en los casos anteriores y sólo se mostrará los resultados del mejor arreglo el cual puede ser cualquiera de los 8 arreglos que conforman el área de expansión. En la figura N° 45 se observa que la producción de petróleo ha venido en aumento sin indicios de declinación próxima, aunque el corte de agua aumento con la inyección este aún no representa un grave problema.

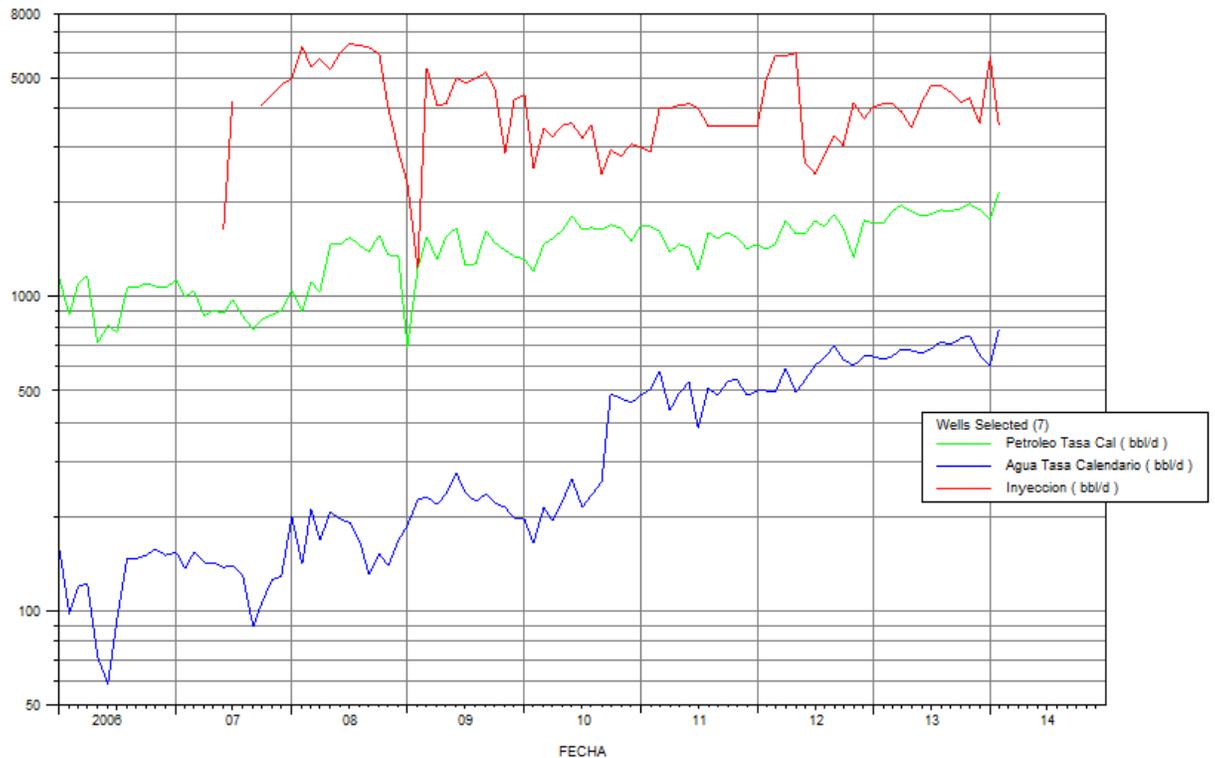


Figura N° 46. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua del mejor arreglo de la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2006-2014.

En la figura N°46 se observa que para inicios de la inyección se realizó a una tasa de 1642 BAD a través del pozo BN_603, la tasa de petróleo era de 891 BPD con un corte de agua de 13%. Actualmente se producen 2152 BPD mediante 6 pozos a una tasa promedio 358 BPD por pozo y se inyecta 1459 BAD con un corte de 26% de agua.

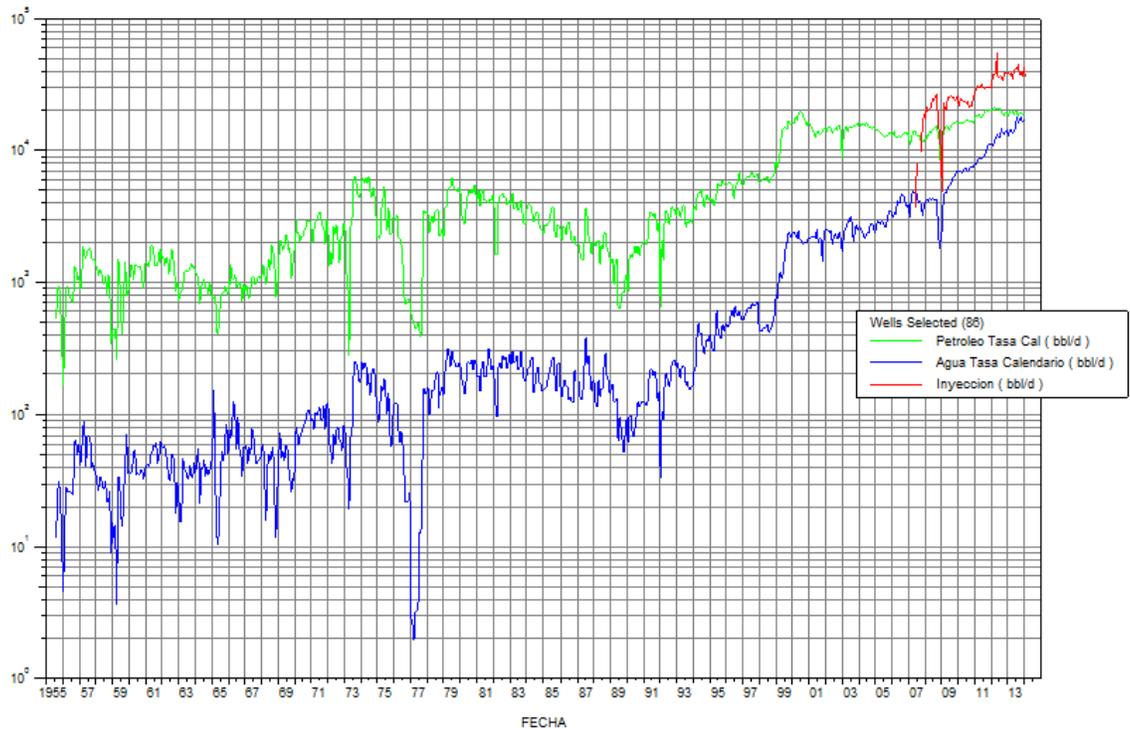


Figura N° 47. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua de la expansión del piloto de inyección

De todas las gráficas mostradas anteriormente es la figura N° 47 la que muestra de mejor forma el comportamiento que tiene los pozos asociados al programa de inyección, se observa un incremento en la producción de petróleo junto con el corte de agua desde que se inició la inyección y se como se ha podido controlar la producción de área controlando la tasa a la que se inyecta. Los pozos nuevos perforados en esta área a mostrado producción y presión inicial mayores a la esperada por la empresa mixta Petroboscan, esto debido a los efecto de la inyección, situación que permite entender un poco más el efecto de cómo funciona la inyección de agua en Petroboscan como uso de mantenimiento de presión.

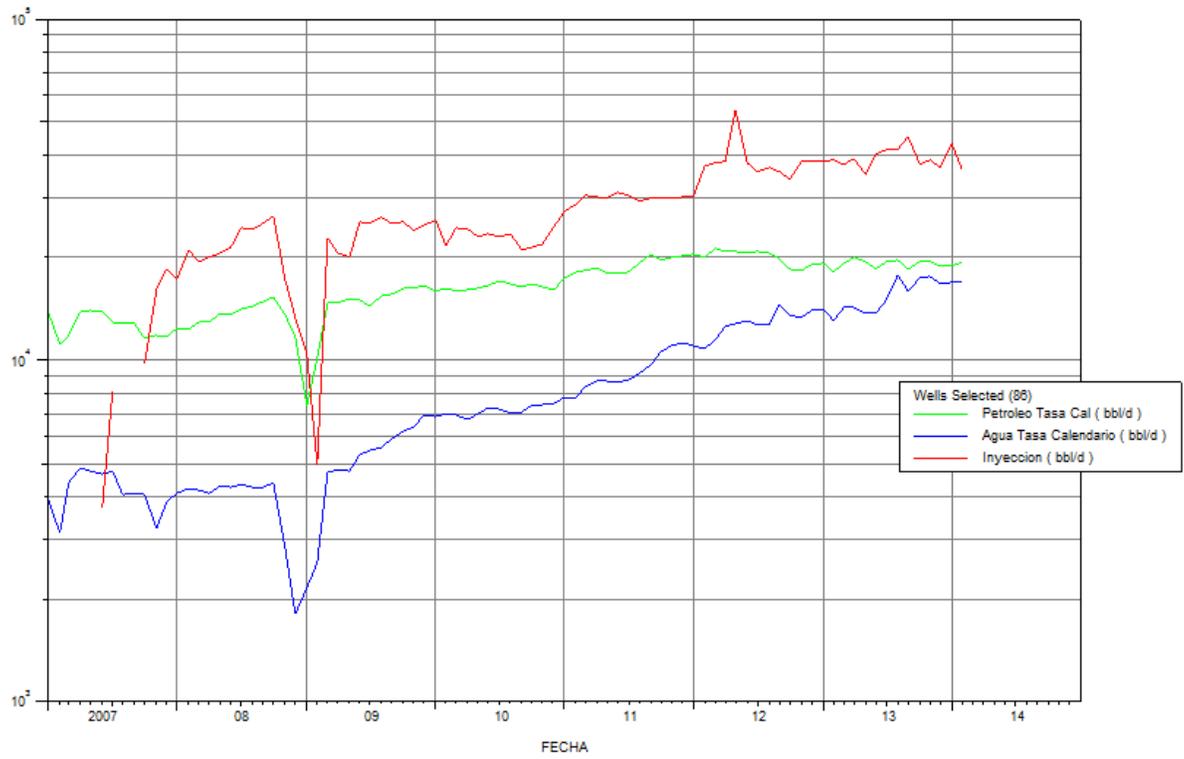


Figura N° 48. Producción histórica de petróleo y agua y curva de inyección de agua de la expansión del piloto de inyección durante el periodo 2007-2014.

A pesar de ser un área con menor tiempo de inyección en la figura N° 48 se puede apreciar un incremento en la producción promedio de los pozos de esta área la cual se encuentra entre 300 y 1200 BND. La tasa de petróleo del área es de 19477 BPD con un acumulado de 127,4 MMBP y un corte de agua de 46%, mientras que se inyecta a un volumen de 36052 BAD mediante 8 pozos a una tasa promedio de 4500 BAD por pozo teniendo un acumulado de 67,1 MMBA.

4.2. SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION PARA LOS ESCENARIOS 1 Y 2

4.2.1. ZONA I



Figura N° 49. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I.

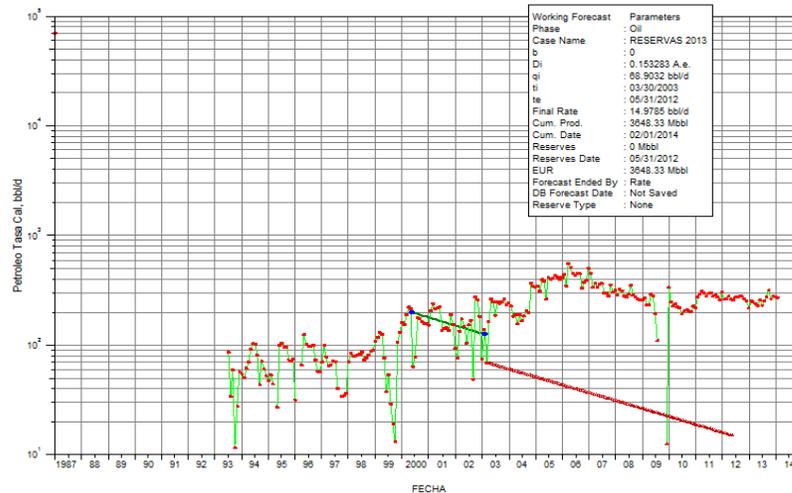


Figura N° 50. Declinación de producción para el escenario 2 del pozo BN_0390 perteneciente a la zona I.

El pozo BN_0390 representa el comportamiento típico de un pozo productor de la zona I, en las figuras 49 y 50 se muestra la diferencia que existe entre el escenario 1 el que representa el estado de declinación actual del pozo y el escenario 2 que representa como era la declinación del pozo para el año 2003 en que se optimizó el programa de inyección.

Para el escenario 1 el pozo presenta una declinación anual de 7% y se estima recuperar para el año 2026 una cantidad de reservas de 4444,32 MBP a una tasa final de 111 BPD mientras que para el escenario 2 el pozo presenta una declinación anual de 15,3% y se estima recuperar para el año 2012 una cantidad de reservas de 3643 MBP a una tasa final de 15 BPD, comparando las dos gráficas se observa que gracias a la inyección de agua pozo tuvo un aumento en la producción y aún continua activo y no como se esperaba según el escenario 2.

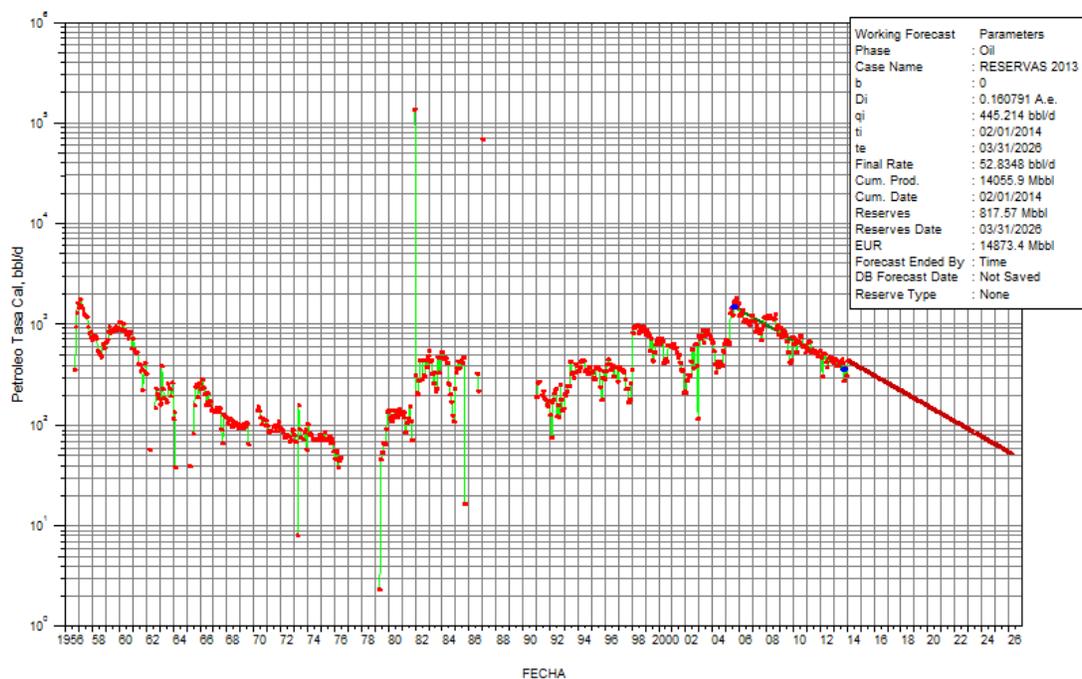


Figura N° 51. Declinación de producción para el escenario 1 del peor arreglo perteneciente a la zona I.

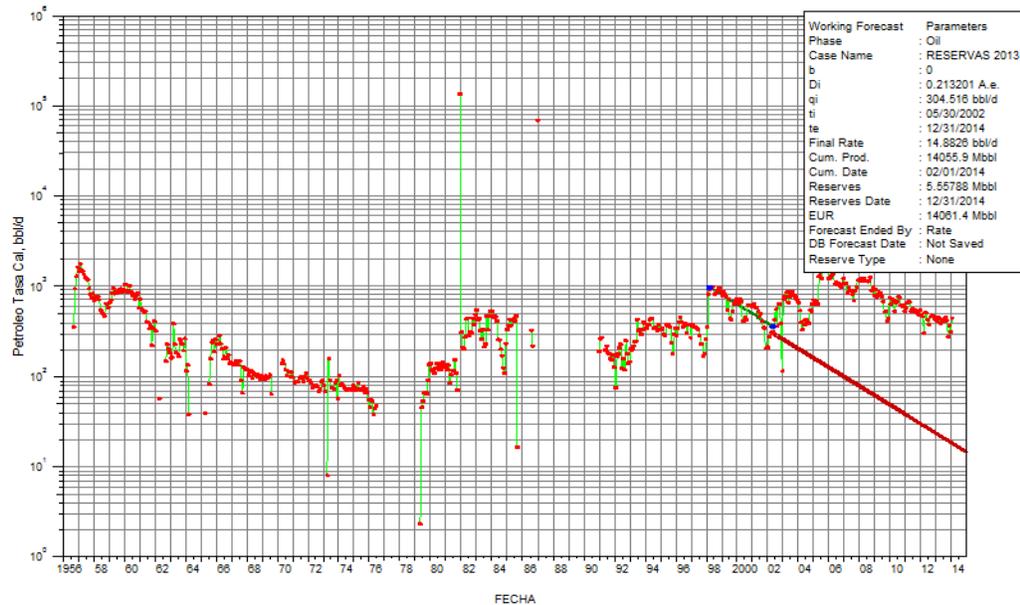


Figura N° 52. Declinación de producción para el escenario 2 del peor arreglo perteneciente a la zona I.

Las figuras 51 y 52 muestran el peor arreglo de la zona I, comparando ambos escenarios se observa que en el escenario 1 existe una declinación de 16% que comparada con la declinación para el escenario 1 del pozo anterior es alta, probablemente esto se deba a que este arreglo presenta alto corte de agua como se mostró en las figuras 29 y 30, aunque para el escenario 2 cuando no existía la inyección de agua la declinación era mayor presentando un valor de 21,3%, en el escenario 1 el parámetro de parada fue el tiempo, año 2026 donde termina el contrato de la empresa mixta Petroboscan logrando recuperar una cantidad de 14873.4 MBP, mientras que para el escenario 2 el parámetro de parada fue la tasa; 15 BPD la tasa económicamente no rentable para la empresa y logrando recuperar 14061 MBP para el año 2014.

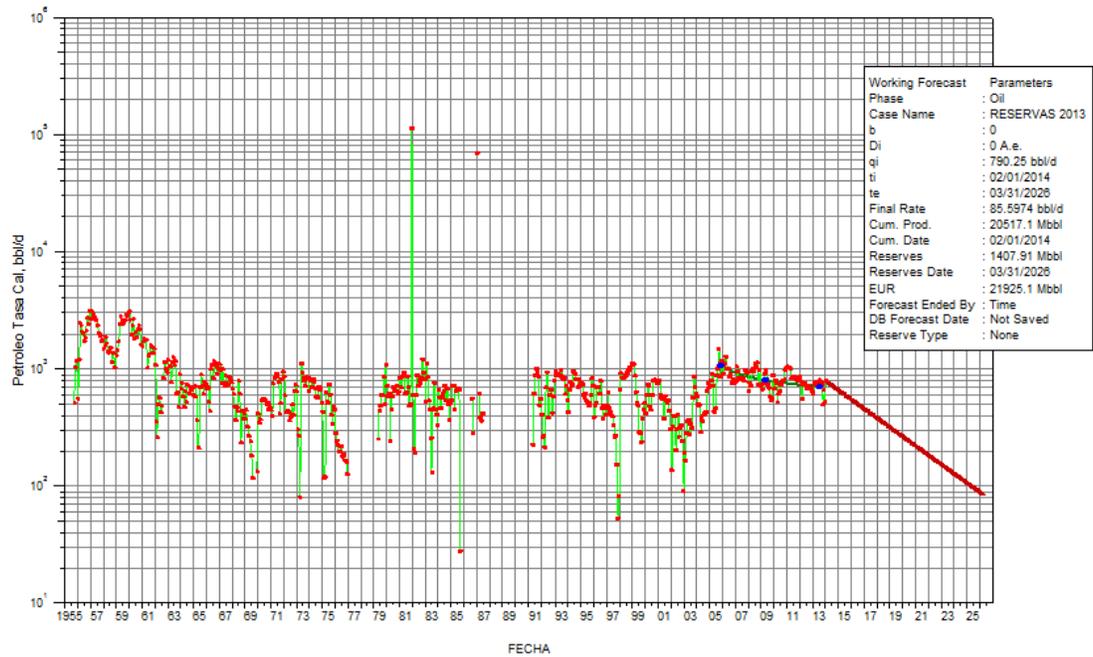


Figura N° 53. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente a la zona I.

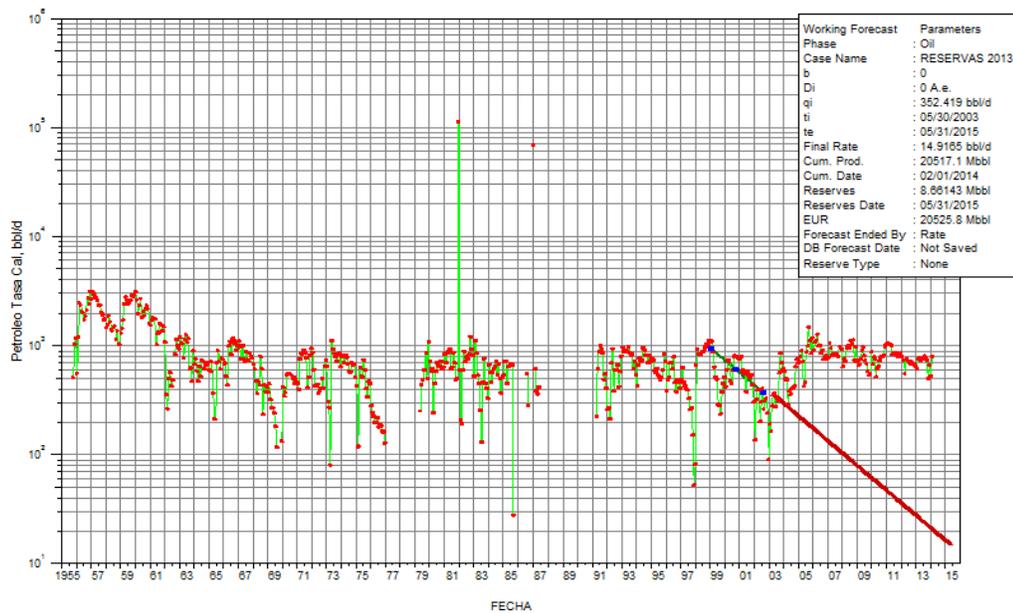


Figura N° 54. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente a la zona I.

Las gráficas anteriores (figuras 53 y 54) muestran la declinación para ambos escenarios de lo que es el mejor arreglo de la zona I, arreglo que cuenta con 4 pozos activos y 2 inactivos e inyecta por el pozo BN_0472. Para el escenario 1 presenta una declinación de 18,2% y parámetro de parada fue el año 2026 a una tasa final de 85,5 BPD logrando recuperar 21925,1 MBP mientras que el escenario 2 presenta una declinación de 26,3%, tomando como período de referencia el comportamiento del arreglo aproximadamente para el año 1998-2003 y partiendo desde el 2003 ya que es este donde se observa el cambio de comportamiento de la producción de petróleo a causa de la inyección de agua, el parámetro de parada para este escenario fue una tasa de 14,9 BPD para el año 2015 logrando recuperar 20525,8 MBP.

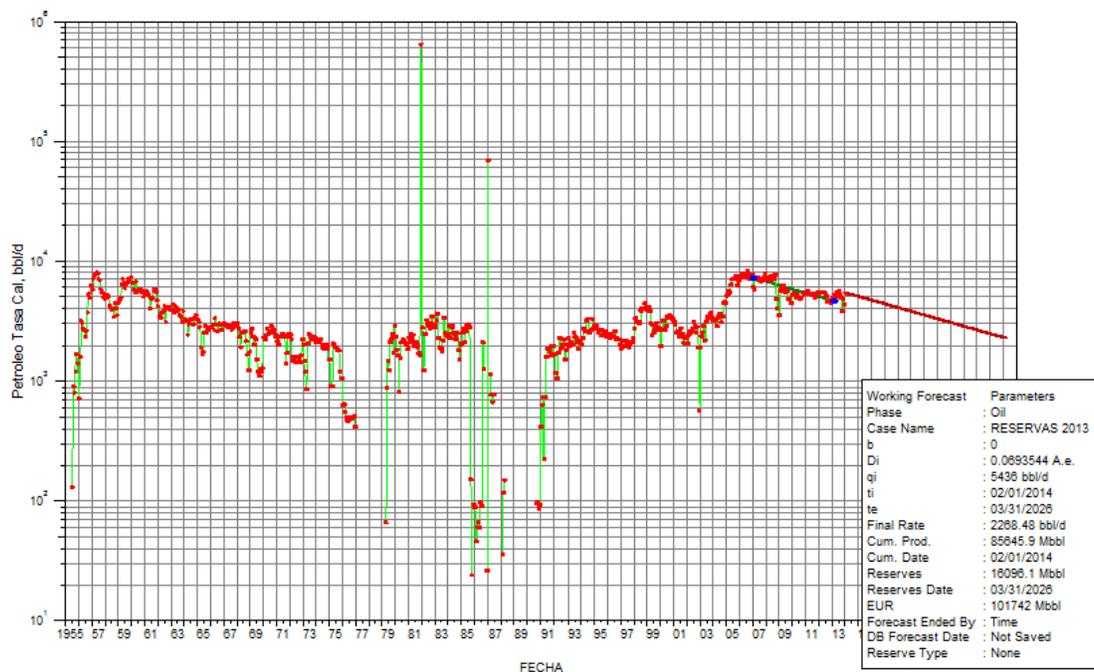


Figura N° 55. Declinación de producción para el escenario 1 de la zona I.

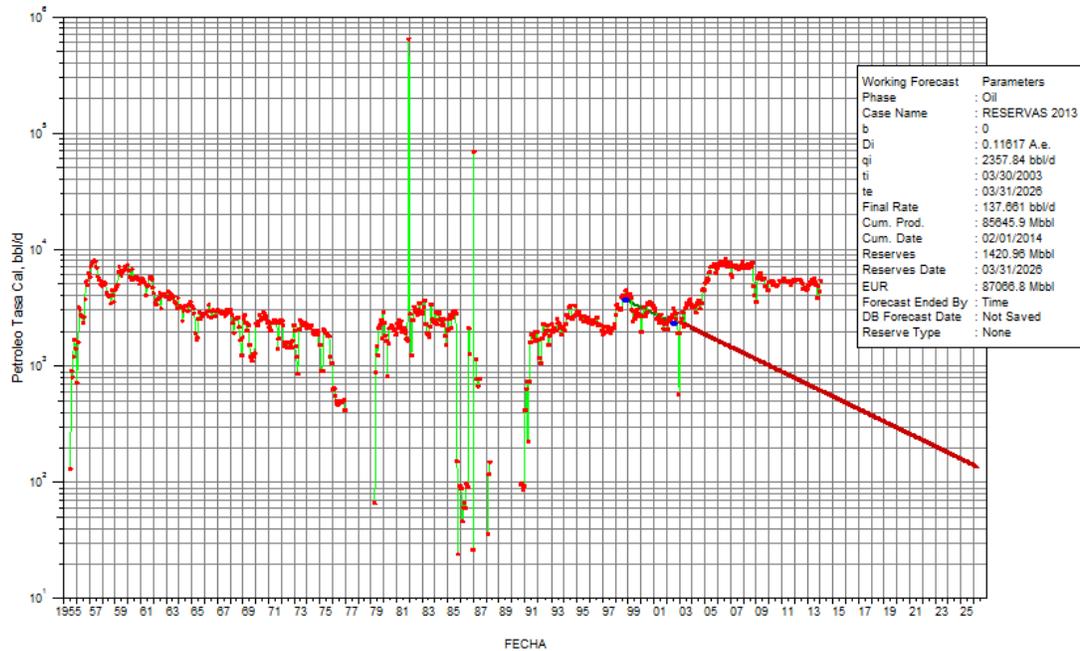


Figura N° 56. Declinación de producción para el escenario 2 de la zona I.

Simulando el comportamiento de producción para el área completa de la zona I para los distintos escenarios se obtuvieron las figuras 55 y 56, donde se observa que en el escenario 1 la declinación es de 16%, el parámetro de parada es la fecha de expiración de la empresa mixta año 2026 a una tasa final de 52,8 BPD. Para el escenario dos el tiempo de partida será desde el año 2002 a diferencia de las gráficas anteriores para el mejor arreglo donde el año de partida era para el 2003, esto se debe a que agrupando todos los pozos de la zona y generando su comportamiento de producción se observa que el efecto a causa de la inyección de agua tardó menor tiempo en dar resultados comparado solo con el mejor arreglo de la zona, el parámetro de parada para este escenario es el año 2026 logrando recuperar 87066,8 MBP a una tasa final de 137 BPD.

4.2.2. PILOTO DE INYECCION

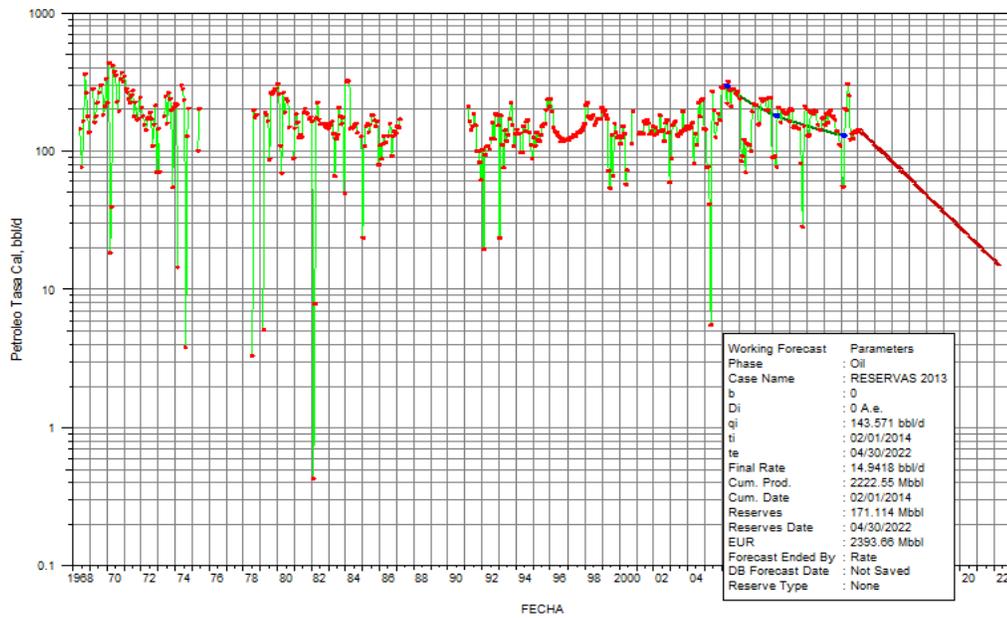


Figura N° 57. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.

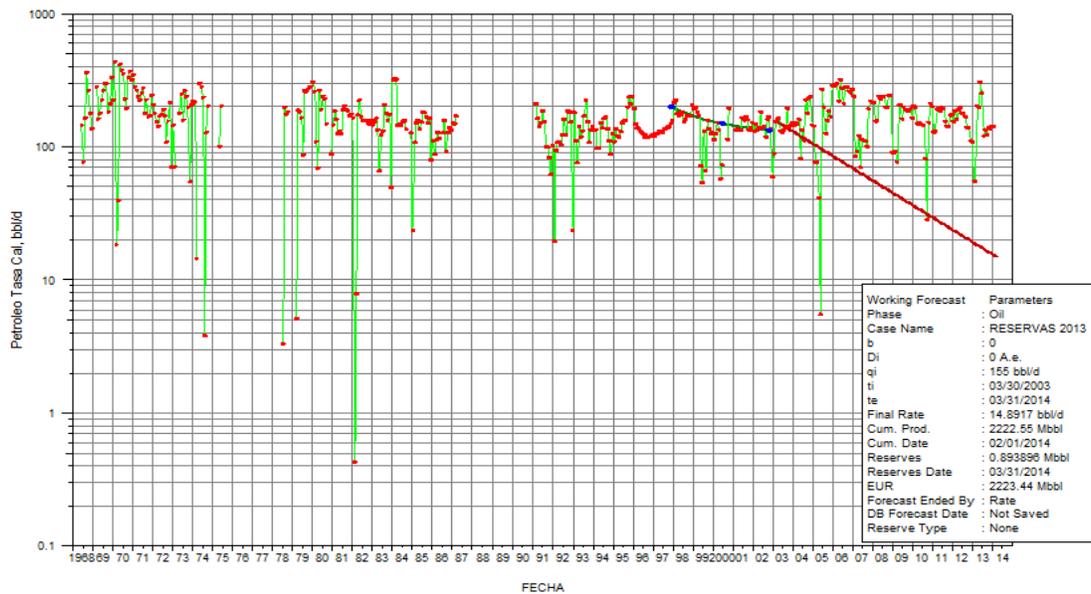


Figura N° 58. Declinación de producción para el escenario 2 del pozo BN_0112 perteneciente al piloto de inyección.

En las figuras 57 y 58 del pozo representativo del piloto de inyección BN_0112 se observa el cambio en el comportamiento de producción aproximadamente en el año 2003 gracias a la inyección de agua, esta respuesta inmediata es a causa de lo que se había dicho anteriormente donde la posición del piloto con respecto a la zona I favorece la disminución del tiempo de respuesta en los pozos productores. Para el escenario 1 se tiene una declinación de 27,4% mientras que en el escenario 2 es de 21,2%, declinaciones que comparadas con el pozo BN_0390 (figuras 49 y 50) tiene un comportamiento contrario fenómeno que se explica porque en el pozo BN_0112 el corte de agua aumento en los últimos años a causa de la inyección. En el escenario 1 el parámetro de parada fue la tasa 14,9 BPD al año 2022 logrando recuperar 2393,66 MB y para el escenario dos el parámetro de parada fue la tasa de 14,8 BPD al año 2014 logrando recuperar 2223,44 MBP.

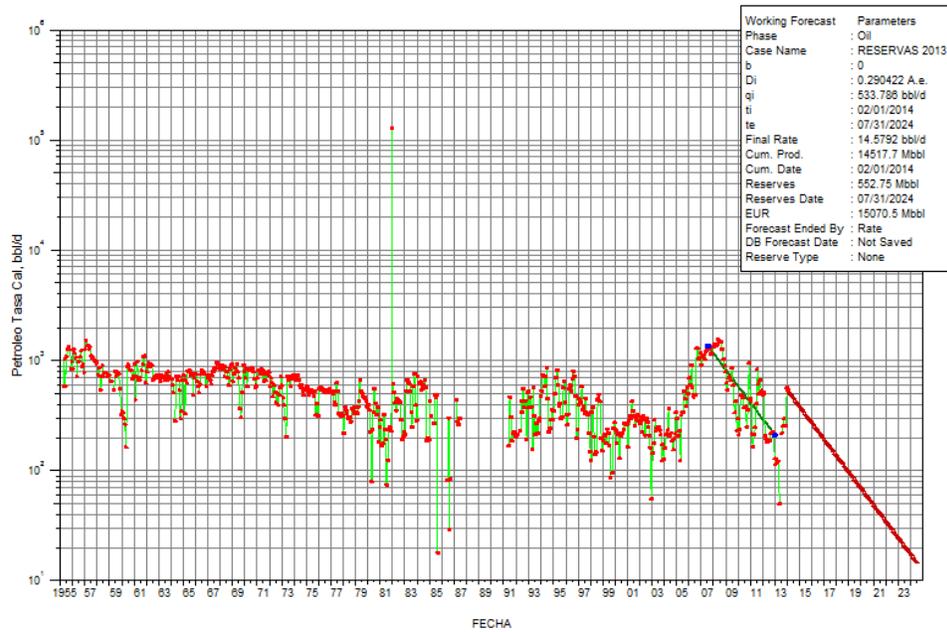


Figura N° 59. Declinación de producción para el escenario 1 del peor arreglo perteneciente al piloto de inyección.

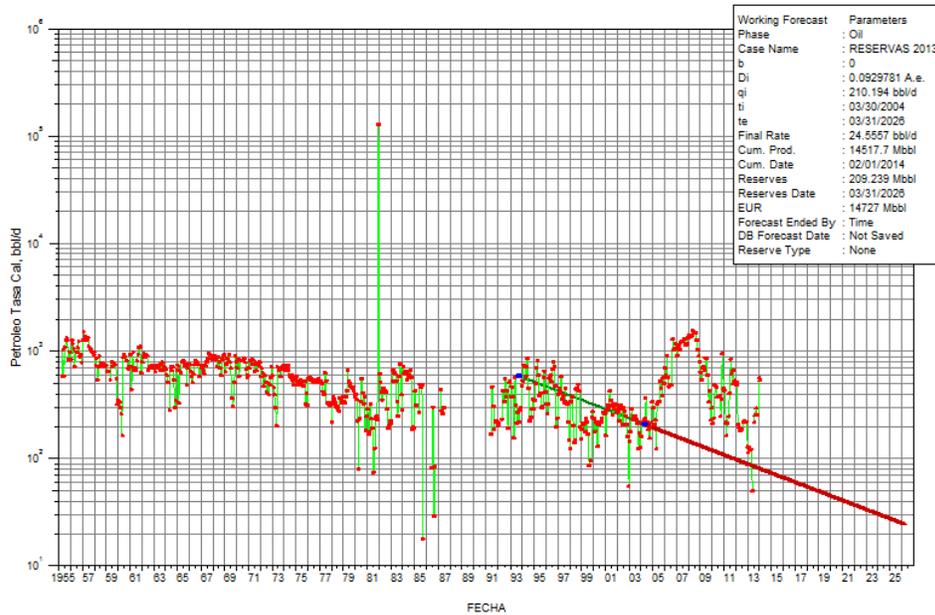


Figura N° 60. Declinación de producción para el escenario 2 del peor arreglo perteneciente al piloto de inyección.

El peor arreglo del piloto de inyección solo cuenta con un pozo productor (BN_0808), el resto de los pozos que conforman el arreglo han sido pozos sacrificios dentro del proyecto de inyección de agua este fenómeno sirve para explicar porque la declinación en el escenario 1 es mayor que en el escenario 2 como se muestra en las figuras teniendo un valor para el escenario 1 de 29% y para el dos de 9,3%, sin embargo en el comportamiento de producción se observa como en el año 2003 al 2008 tuvo un gran aumento para luego comenzar a declinar.

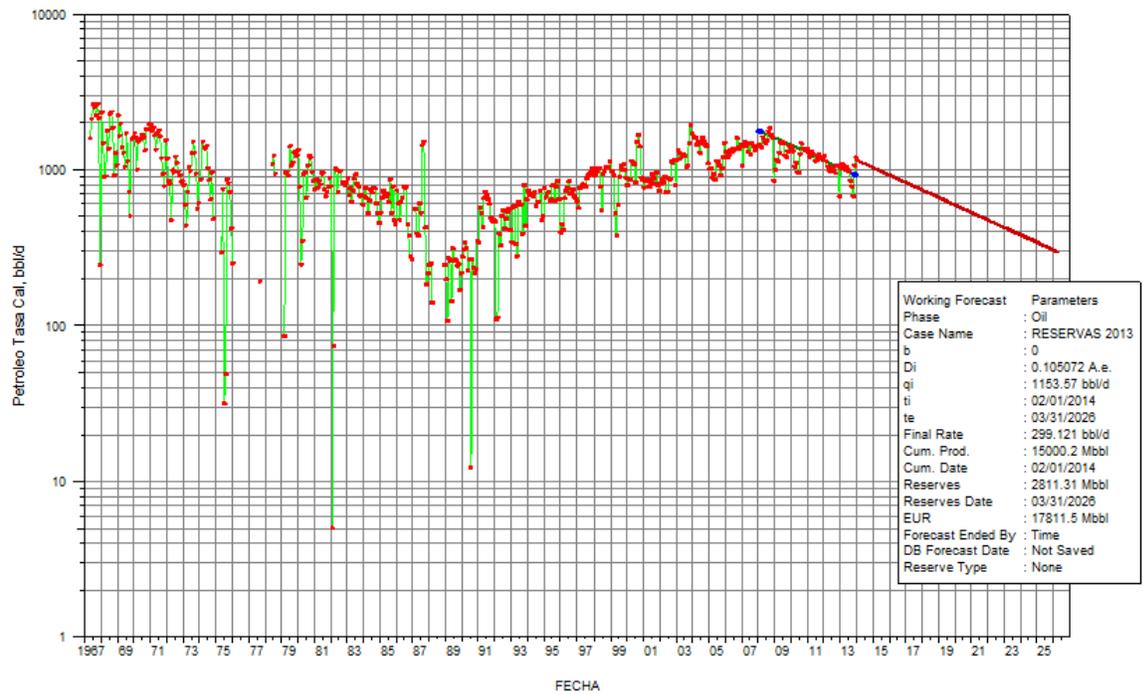


Figura N° 61. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente al piloto de inyección.



Figura N° 62. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente al piloto de inyección.

El mejor arreglo del piloto produce con 5 pozos activos y se observa en las figuras 61 y 62 como el mismo comportamiento que presenta el peor arreglo del piloto de inyección y el pozo representativo para esta zona donde la declinación para el escenario actual (escenario 1) es mayor que en el escenario que simula la no existencia de inyección de agua en esta zona (escenario 2) fenómeno que fue explicado en el análisis para la declinación de los escenarios del pozo BN_0112 (figuras 57 y 58). La declinación para el escenario 1 fue de 10%, el parámetro de para fue el año 2026 con una tasa de 300BPD y recuperando 17811,5 MBP, para el escenario 2 la declinación fue de 7%, el parámetro de parada el año 2026 a una tasa final de 147 BPD y logrando recuperar 1657 MBP.

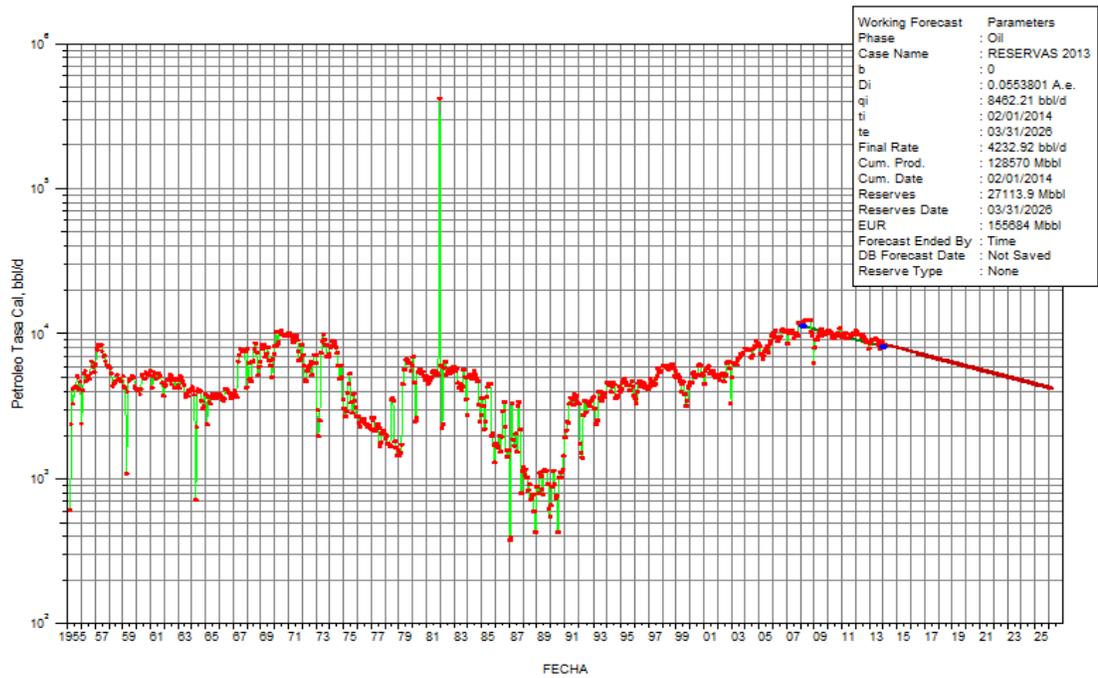


Figura N° 63. Declinación de producción para el escenario 1 del piloto de inyección.

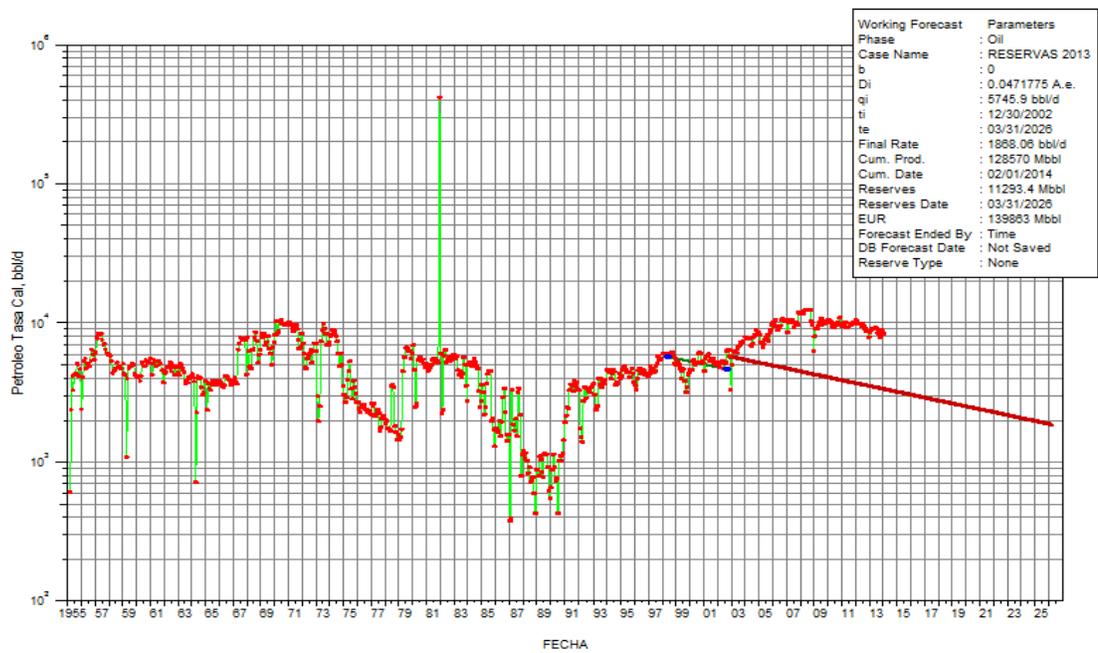


Figura N° 64. Declinación de producción para el escenario 2 del piloto de inyección.

Como era de esperarse al realizar el estudio en el área completa del piloto de inyección donde se toma en cuenta todos los arreglos de inyección junto con los pozos de segunda fila se observa el mismo comportamiento que tiene el pozo representativo (BN_0112), el peor arreglo y el mejor arreglo del área, dando como resultado para el escenario 1 y el escenario 2 una de, declinación de 5,5% y 4,7% respectivamente, para ambos el año 2026 como parámetro de parada; las tasas finales son 4232,92 BPD recuperando 155684 MBP y 1868 BPD recuperando 139683 MBP respectivamente, como se muestra en las figuras 63 y 64.

4.2.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION



Figura N° 65. Declinación de producción para el escenario 1 del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.

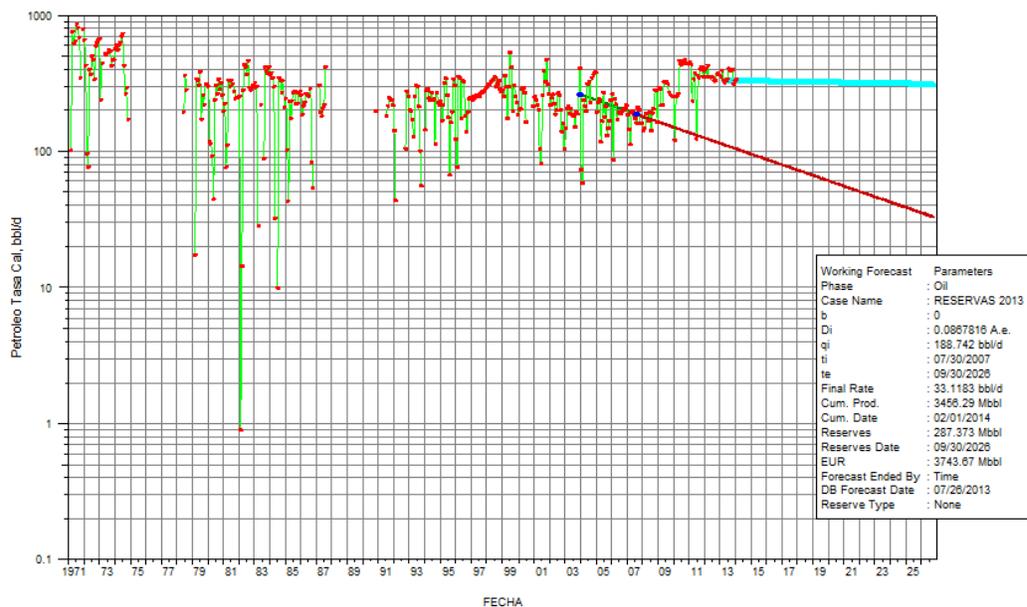


Figura N° 66. Declinación de producción para el escenario 2 del pozo BN_0131 perteneciente a la expansión del piloto de inyección.

Siendo esta la zona más reciente en la que se lleva a cabo el proyecto de inyección de agua en las figuras 65 y 66 se observa los cambios de producción alrededor del año 2008 aunque la inyección comenzó en el año 2007 es decir tardo un tiempo cercano al año en recibir respuestas en el aumento de la producción. Para el escenario 1 la tasa final fue de 118,5 BPD se detuvo en el año 2026 y se recuperaran 4426,63 MBP en cambio para el escenario 2 se recuperaran 3743,67 MBP a una tasa final de 33 BPD para la misma fecha.

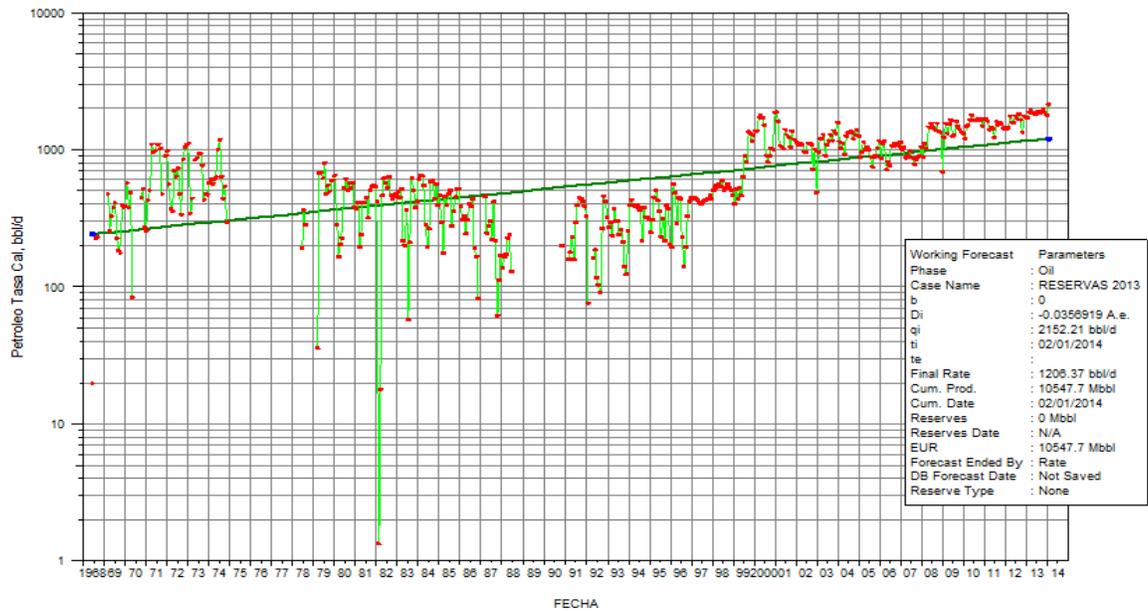


Figura N° 67. Declinación de producción para el escenario 1 del mejor arreglo perteneciente a la expansión del piloto de inyección.



Figura N° 68. Declinación de producción para el escenario 2 del mejor arreglo perteneciente a la expansión del piloto de inyección.

En las figuras 67 y 68 se muestra la declinación para el mejor arreglo de la zona de expansión del piloto de inyección, arreglo que representa a todos los arreglos de la zona por la misma no contar con un arreglo considerado el peor para efectos metodológicos de este trabajo especial de grado. Si se compara el escenario 1 con el escenario 2 existe una gran diferencia y es que en el escenario 1 no se observa declinación en la producción razón por la cual no se hará la estimación de las reservas que se puedan recuperar para este escenario. El escenario dos finalizara en el año 2026 de 334 BPD recuperando 12615,2 MBP.

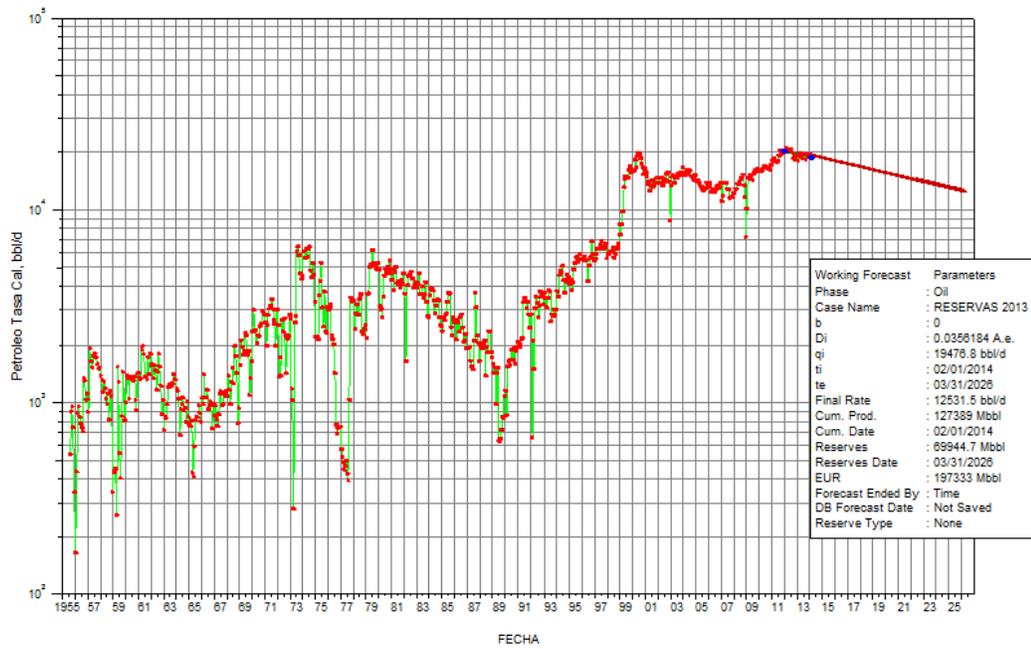


Figura N° 69. Declinación de producción para el escenario 1 de la expansión del piloto de inyección.

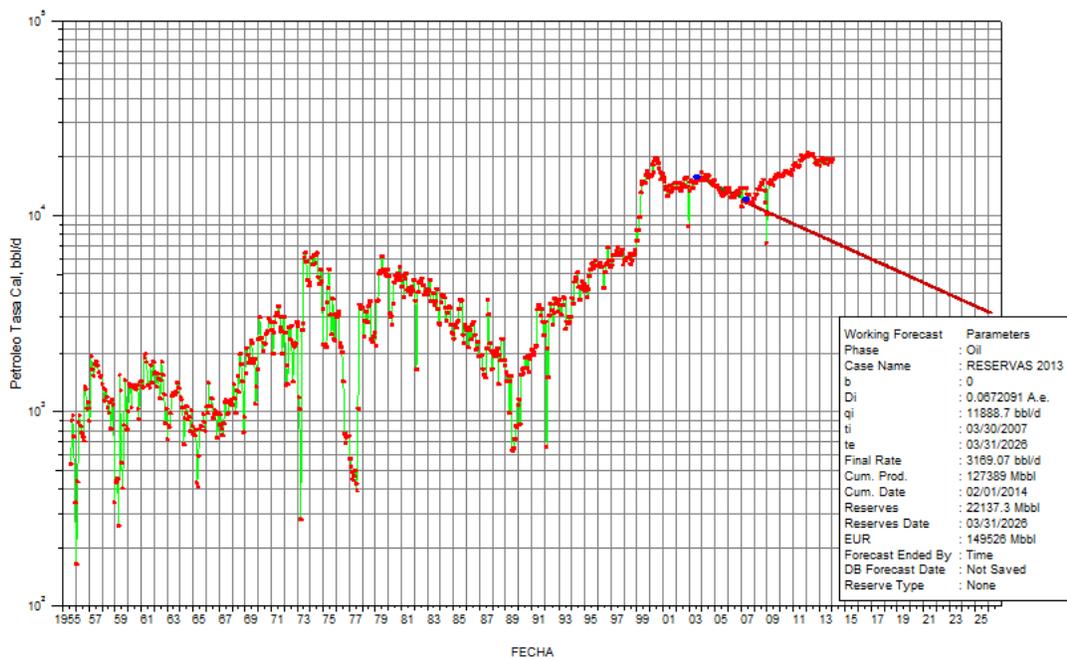


Figura N° 70. Declinación de producción para el escenario 2 de la expansión del piloto de inyección.

Aunque en el caso anterior en el que se estudiaba los diferentes escenarios para el mejor arreglo para la expansión del piloto de inyección no se observaba declinación en el escenario actual, cuando se hace el estudio para el área completa si se logra apreciar una pequeña declinación siendo el valor de 3,5% y cabe destacar que la producción para esta zona presenta tasas altas probablemente estos dos factores se deban a que esta área del campo es la que se encuentra actualmente en desarrollo y en ella se han hecho las perforaciones más recientes de la empresa con el fin de completar los arreglos de inyección, además de ser de las tres zonas de estudio la que tiene mayor área con 8 arreglos de inyección. Como es de esperarse la reservas recuperadas en esta área son las más altas siendo estas 197333 MBP para el año 2026 a una tasa final de 12531 MBP y comparando con el escenario 2 las reservas serán de 149526 MBP a una tasa final de 3170 BPD para el año 2026 presentando una declinación de 6,7%.

4.3. EFECTIVIDAD DEL PROYECTO

4.3.1. ZONA I

POES (MMBP)	700
FR primario (%)	7,8
R. recuperables	54,6

Tabla N° 7. Resultados de la zona I

Periodo (año)	producción real		escenario 1		escenario 2		Diferencia	
	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)
1955-1997	57,86	8,27						
1955-2003	63,77	9,11						
2003-2014	21,88	3,13			5,16	0,74	16,72	2,39
1955-2014	85,65	12,24						
2014-2026			16,09	2,30				
1955-2026			101,74	14,53	87,07	12,44	14,67	2,10
2003-2026					6,57	0,94		

Basándonos en los resultados obtenidos en hoja de cálculo de la simulación de la producción real y ambos escenarios de estudios se construyó la tabla anterior, en la cual se muestran los resultados entre comparar numéricamente la producción real y dichos escenarios. Si vemos el petróleo producido realmente para el año 1997 era de 57,86 MMBP y representa un factor de recobro 8,27 %, es decir un 0,47 % más de lo que se debía

producir solo por recuperación primaria y para el año 2003 ya este valor sería de 1,21 %, esto se explica debido a que como se ha dicho a lo largo de este trabajo en la zona I desde el año 1965 ya existía la inyección de agua pero no es sino hasta el año 1997 que se convierte en un proyecto estable y por ello ese aumento en el factor de recobro se le atribuye a la inyección de agua. Por otra parte comparando el escenario 2 en el que se supone no existía la inyección de agua vemos que la diferencia con lo que ha sido la producción real es de un petróleo producido de 16,72 MMBP lo que representa un aumento en el factor de recobro de 2,39 % y finalmente comparando la simulación a futuro de ambos escenarios vemos que gracias a la inyección de agua para el año 2026 el factor de recobro final será de 14,53% lo que significa que este tendrá un aumento de 6,73 %, por tanto el proyecto ha sido eficiente en este área. Para la fecha se han recuperado 31,05 MMBP gracias a la inyección de agua en esta zona.

4.3.2. PILOTO DE INYECCION

POES (MMBP)	1500
FR primario (%)	7,8
R. recuperables	117

Tabla N° 8. Resultados del Piloto de Inyección

periodo (año)	producción real		escenario 1		escenario 2		diferencia	
	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)
1955-2003	93,10	6,21						
2003-2014	35,47	2,36			18,10	1,21	17,37	1,16
1955-2014	128,57	8,57						
2003-2026					29,30	1,95		
2014-2026			27,11	1,81				
1955-2026			155,68	10,38	139,80	9,32	15,88	1,06

En la tabla anterior vemos que para el año 2003 aun no se había producido si quiera el total de reservas recuperables del factor primario, sin embargo gracias a la inyección de agua en un periodo de tan solo 11 años se recuperan el 2,36 % las cuales representan el 1,59 % faltante gracias al factor primario más un 0,77 % gracias a la recuperación secundaria. De los resultados obtenidos en la simulación vemos que para el año 2026 el factor de recobro final será 10,38 % lo que indica que este tendrá un aumento de 2,58 %, por tanto el proyecto ha sido eficiente en esta área. Para la fecha se han recuperado 11,57 MMBP gracias a la inyección de agua.

4.3.3. EXPANSION DEL PILOTO DE INYECCION

POES (MMBP)	1600
FR primario (%)	7,8
R. recuperables	124,8

Tabla N° 9. Resultados de la Expansión del Piloto

periodo (año)	producción real		escenario 1		escenario 2		Diferencia	
	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)	NP (MMBP)	FR (%)
1955-2007	86,52	5,41						
2007-2014	40,87	2,55			7,68	0,48	33,19	2,07
1955-2014	127,39	7,96						
2007-2026					22,14	1,38		
2014-2026			69,94	4,37				
1955-2026			197,33	12,33	149,53	9,35	47,80	2,99

Al igual que en el caso anterior vemos que es gracias a la inyección de agua que logran recuperar las reservas primarias e incluso hoy día el petróleo que se extrae del área representa el porcentaje en aumento gracias a la recuperación mejorada. De no haber existido la inyección de agua en este área para el año 2026 solo se iban a recuperar 149,53 MMBP lo que representaba solo un 9,35 % del POES, pero según los resultados arrojados en la simulación del escenario 1 vemos como se logran recuperar 197,33 MMBP lo que representa un 12,33 % del POES y a su vez que se logra un aumento del 4,53 % del factor de recobro, por lo que se considera el proyecto eficiente en este área. Para la fecha se han recuperado 2,59 MMBP gracias a la inyección de agua.

Campo Boscán es un campo con gran potencial para la explotación de petróleo tanto hoy día como a futuro siempre y cuando sean aplicados programas de recuperación mejorada ya que las condiciones del campo y las

propiedades de los fluidos así lo ameritan, y quedó demostrado en los resultados obtenidos en este trabajo especial de grado donde vemos que la inyección de agua como recuperación mejorada de petróleo ha sido eficiente en las áreas que se aplica y que gracias a la misma se ha logrado aumentar el factor de recobro local en cada área en valores que van desde 3 hasta 7 % aproximadamente por lo que se consideran como eficiente estos proyectos. Realizando una sumatoria del POES de las 3 áreas nos da un total de 3800 MMBP y se han producido para la fecha unos 341,61 MMBP de los cuales 296,4 representan las reservas recuperables gracias al factor de recobro primario y 45,21 MMBP representan la recuperación de petróleo gracias a la inyección de agua, lo que indica que, el factor de recobro pasó de 7,8 % a 8,9 %, teniendo un aumento de 1,1 % en general de toda la zona de estudio que abarca este trabajo especial de grado.

Finalmente para cerrar este capítulo se mostraran a continuación dos mapas de presiones (figuras 71 y 72) medidas en Campo Boscán realizados por la empresa mixta Petroboscan, el primero en el año 2007 y el segundo en el año 2013 donde se ve como gracias a la inyección de agua se ha logrado el aumento de la presión alrededor de las zonas donde existen proyectos de inyección. Pasando esta de estar a los alrededores de 1350 LPC hasta valores que alcanza los 2600 LPC, por lo que se define el proyecto de inyección de agua como un proyecto eficiente en cuanto a mantenimiento de presión se refiere.

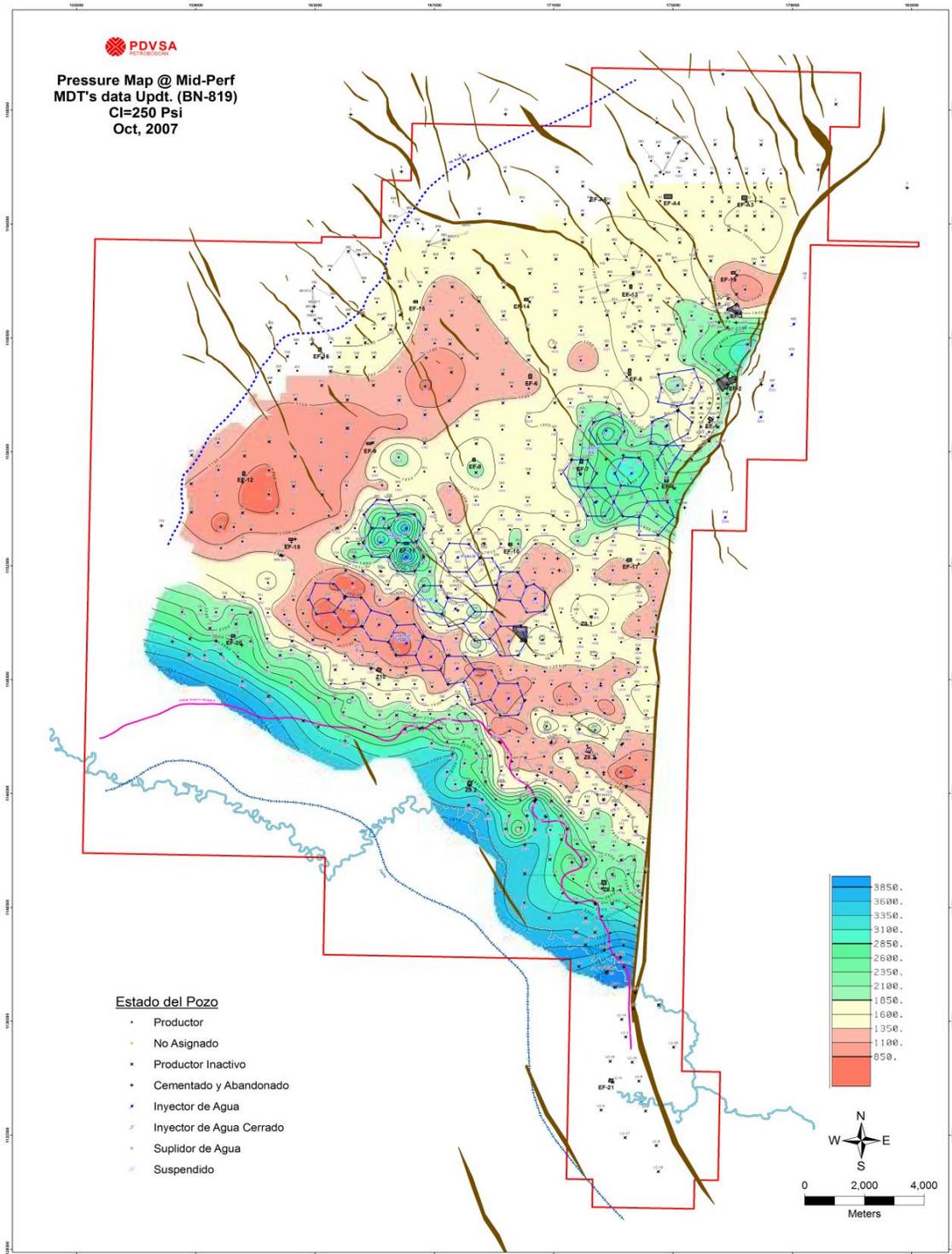


Figura N° 71. Mapa de presiones de Campo Boscán para el año 2007.²

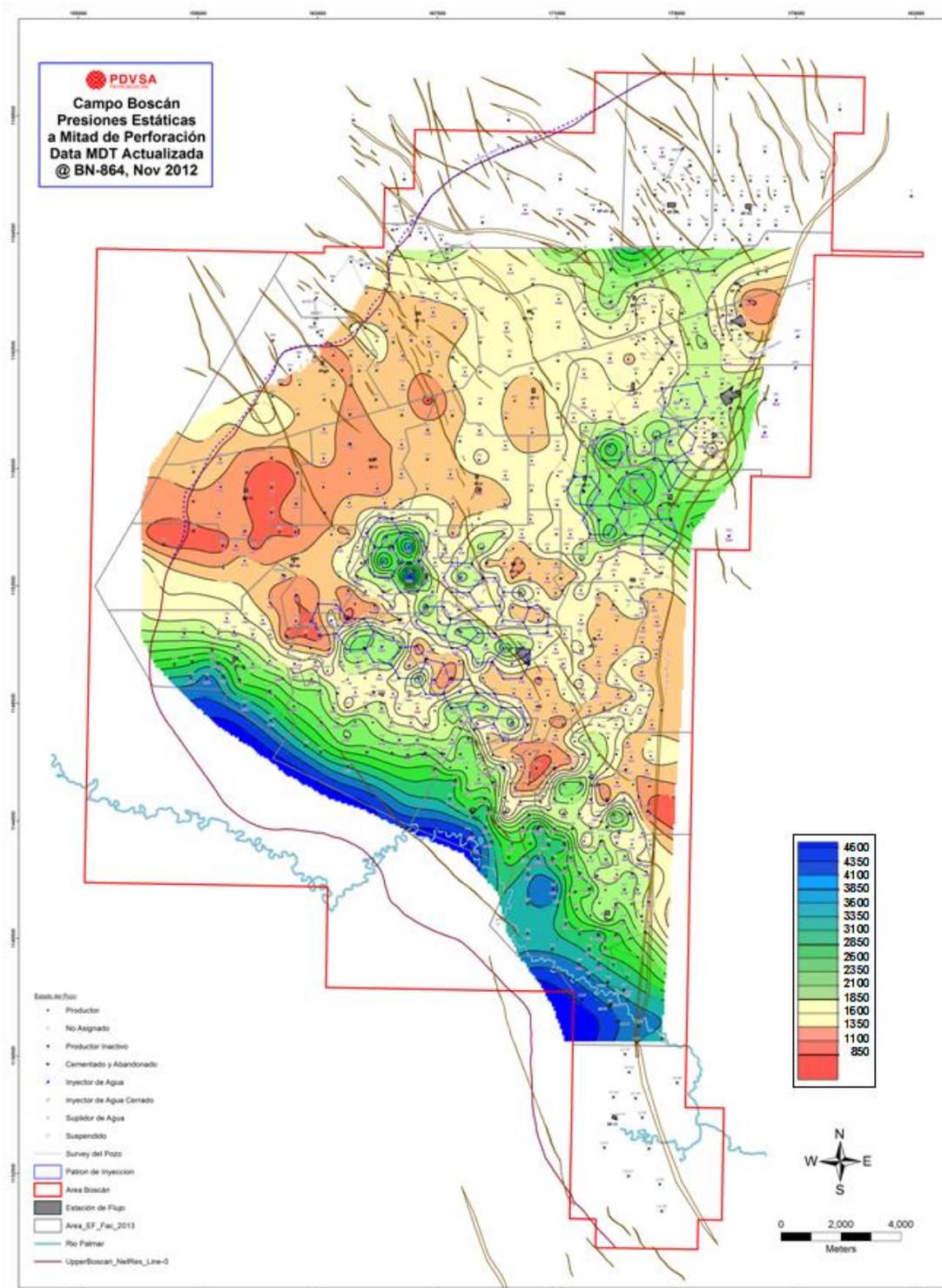


Figura N° 72. Mapa de presiones de Campo Boscán para el año 2007.²

CONCLUSIONES

1. El programa de inyección de agua existente en el Campo Boscan, en la Zona I, el Piloto de Inyección y en la Expansión del Piloto de Inyección han demostrado ser eficiente y tener un efecto positivo en la producción asociadas a los pozos vecinos de las áreas de inyección, obteniéndose incrementos en el factor de recobro. Razón por la cual, en las condiciones actuales de Campo Boscán, la inyección de agua es una estrategia alterna de explotación del yacimiento para maximizar el recobro de reservas recuperables.
2. la inyección de agua en las zonas de estudio ha generado una producción de reservas secundarias de 45,21 MMBN lo cual representa un incremento del factor de recuperación actual de 1,1 %.
3. El programa de inyección de agua en Campo Boscán, funciona como método de restauración de presión lo que aporta energía extra al yacimiento y hace que la producción en los pozos asociados al proyecto aumenten junto con el factor de recobro del campo. En las zonas vecinas de los proyectos de inyección la presión se ha restaurado alcanzando valores hasta de 2600 LPC.
4. A causa de la inyección de agua los pozos de primera fila se ven rápidamente afectados por alto corte de agua por lo que se deben cerrar y abandonar algunos, sin embargo cuando se realiza la evaluación general del proyecto aun sigue siendo factible y eficiente por lo que se denotan estos pozos como “pozos sacrificios”.
5. Debido a que la zonas cercanas al área donde existen proyectos de inyección de agua se encuentra presurizada, la respuesta cuando existen cambios en la tasa de inyección se nota rápidamente en un cambio de igual

magnitud en la tasa de producción, esto siempre y cuando no existan problemas operacionales en los pozos asociados al proyecto.

6. Al contar Campo Boscán con un POES de 35,5 millardos de barriles de petróleo, este se muestra como un yacimiento de gran potencial aun y cuando existen zonas que se encuentran muy declinadas y como se mostro en este trabajo especial de grado basta con aumentar en un 1% el factor de recobro para obtener una ganancia alrededor de los 355 millones de barriles, los cuales representan un gran numero hoy día dentro de la industria petrolera.

RECOMENDACIONES

- 1.** Continuar con las campañas de registros de inyección y producción debido a que la detección temprana de cambios en los perfiles de inyección / producción permitirán analizar y tomar acciones a tiempo, evitando la irrupción temprana del agua y aprovechar al máximo la energía inyectada al yacimiento.
- 2.** Seguir llevando a cabo el monitoreo continuo en el yacimiento en especial en los proyectos pilotos, ya que existen pozos inyectoros que recién han iniciado la inyección y en los cuales se espera una presurización de las áreas vecinas así como también un incremento en la productividad de los pozos asociados.
- 3.** Hay zonas del campo que se encuentran altamente declinadas, por lo que se recomienda continuar de mejor forma posible con la implementación de los proyectos de expansión visualizados para la inyección de agua como recuperación mejorada ya que esta ha demostrado ser eficiente.
- 4.** Al MPPPM mejorar

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICA

1. Libro de reservas del Ministerio del Poder Popular de Petroleo y Minería. Actualización año 2013.
2. Ministerio del Poder Popular de Petroleo y Minería. Departamento de archivos, proyeto de inyeccion de agua en Campo Boscan. Maracaibo: Empresa Mixta Petroboscan.
3. Empresa Mixta petroboscan. Estudios integrados de yacimientos, Reporte de Analisis PVT. Maracaibo: Alirio Mendez.
4. Magdalena Paris De Ferrer (2001). Inyeccion de agua y gas en yacimeintos petrolíferos, 2da edición. Maracaibo, Venezuela
5. BRADLEY, Howard B. (1987) Petroleum Engineering Handbook Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA.
6. Schlumberger. (2009) Oil Field Manager. Help topics, forecast, Decline Curve Analysis.
7. Fidas G. Arias. (1999). El proyecto de investigación, 3ra edición.. Caracas, Venezuela

ANEXOS