

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES CON
RESPUESTA POSITIVA DE PRESIÓN DE YACIMIENTO EN EL PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO BOSCÁN, VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Pérez Roa, Henry David

Para optar al título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, abril de 2021

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES CON
RESPUESTA POSITIVA DE PRESIÓN DE YACIMIENTO EN EL PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO BOSCÁN, VENEZUELA**

Tutor Académico: Ing. Eliana Alvarado

Tutores Empresariales: Ing. William Peña

Ing. Natalia Baquero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Pérez Roa, Henry David
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, abril de 2021

Caracas, abril de 2021

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 Pérez Roa, Henry David, titulado:

Propuesta de optimización de los pozos productores, con respuesta positiva de presión de yacimiento, en el proyecto de inyección de agua del campo Boscán, Venezuela

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 el autor, lo declaran APROBADO.



Ing. Sandro Gasbarri

Jurado



Ing. Alexis Gammiero

Jurado



Ing. Eliana Alvarado

Tutor Académico

DEDICATORIA

A María Antonia y Catalina, dos madres que me han apoyado incondicionalmente para ser un hombre de bien.

A Aracelis, Gilberto y Pedro que siempre han guiado mis pasos.

A mi familia, por su apoyo en todo momento, que desde cualquier lugar siempre ha sido inspiración para materializar este logro.

A la profesora Myriam Rodríguez y su hija Carla dos guías que se fueron muy rápido pero que siempre me apoyaron en el inicio de este camino llamado Ingeniería.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, la fuerza mayor que en los momentos de duda siempre me hace tomar el camino correcto.

A mi madre por ser ese motor de impulso que día a día me motivaba a seguir adelante.

A mi madrina por su apoyo, su alegría por cada nuevo logro, por estar siempre como una guía y consejera.

A la Universidad Central de Venezuela, sus profesores, por la formación de alta calidad que me han brindado durante los últimos años. Por permitirme crecer, aprender y demostrarme el alto potencial y la alta calidad humana que puedo desarrollar.

A mi familia, por estar presente en cada uno de mis pasos, éxitos y fracasos durante mi vida; ustedes me han dado amor y apoyo incondicional para alcanzar esta meta. Mis éxitos se los debo a ustedes. A mis hermanos cada uno de ustedes ha aportado grandes cosas a mi vida, A mis primos Javier, Alejandra y Nadia por ser ese apoyo con el que contaba, por su atención y preocupación luego de cada jornada. A Jorge, Eliana y Jorgito por su motivación y ratos de distracción cuando el camino parecía difícil.

A la familia Uzcátegui Sánchez y Churio Sánchez por abrirme las puertas de su hogar en el inicio de mi carrera, por su apoyo día a día, por animarme a seguir a pesar de los obstáculos.

A Maikel Zambrano, ese amigo invaluable, ese hermano de los que da la vida, por abrirme las puertas de su casa, por apoyarme en el recorrido de mis pasantías y este trabajo de tesis, sin duda un año que no tendrá comparación.

A Chevron por darme la oportunidad de ser parte de un gran team, de formarme y aprender, por permitirme conocer por primera vez un campo petrolero. Al equipo de *Asset Development* por confiar en mí, a Flor Cedeño, Mariasabel Johnston, Luis Díaz, Luisana Bohórquez por guiarme y enseñarme siempre con la mejor disposición, a mi compañero pasante Darwing Durán por su colaboración y apoyo en los meses que compartimos como pasantes. A la Sra. Dulce Clemente y Claudia Sánchez que me permitieron diversificar mi pasantía mediante actividades de voluntariado y responsabilidad social.

A mis tutores empresariales en Chevron Western Venezuela, el Ing. William Peña, sponsor, tutor, supervisor y guía por confiar en mí, orientarme y educarme como ingeniero, por ser ese ejemplo de excelencia y eficacia con la cual se debe trabajar. A la Ing. Natalia Baquero por su apoyo, paciencia y consejos para convertirme en un ingeniero de excelencia.

A mi Tutora de tesis, la profesora Ing. Eliana Alvarado por su constancia y dedicación, con sus conocimientos, paciencia y orientación, estuvo allí para motivarme y guiarme con el desarrollo de mis estudios de pregrado y en especial con mi tesis de grado, por ser esa mano amiga que confió en mí y ayudó a materializar mi trabajo como pasante.

A mis amigos desde primer semestre en la UCV, Karla Sánchez, Adrián Vázquez, Yenifer Artigas, Karibay Quevedo, Samuel Pérez y José Perdomo por estar día a día al pendiente, aunque cada uno tomará rumbos diferentes.

A esos amigos de la UCV que se consiguen en el camino, que ahora son familia, que fueron ese apoyo durante cada día en la universidad y ese entretenimiento al final de cada semestre, que seguimos siendo un grupo unido, por su paciencia, ustedes ayudaron a facilitar el camino para llegar acá: Adriana Rodríguez, Miguel De Sousa, José Sanoja, Jharson Guzmán, Angeline Díaz, Julio Granadillo, Glorimar Gil, Armando Machado, Wilbernia Torrealba, Jesús Román, Yannelys Montilla, Juan Pereira, Jonathan Gómez, Julio López y Pedro Tineo.

A esos amigos que me regalo Maracaibo en mis pasantías, a la Sra. Haide y el Sr Ángel por el cafecito de todas las mañanas y estar preocupada de que estuviera bien, a Yoselin Quintero y Hilenne Sánchez por ser esas amigas con las cuales drenaba el estrés a través de risas y con las cuales compartí tantas experiencias. A Alejandra Espina por su calidez humana, por ser esa dosis de alegría. Sin duda, grandes personas que me deja esta experiencia.

A mi mentor SPE, el Ing. Claudio Aguirre, por su consejo y guía, por su paciencia y confiar en mí como mentee.

A todos Gracias, sus acciones hoy materializan este logro...

Pérez R., Henry D.

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES CON
RESPUESTA POSITIVA DE PRESIÓN DE YACIMIENTO EN EL PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO BOSCÁN, VENEZUELA**

Tutor Académico: Ing. Eliana Alvarado. Tutores Empresariales: Ing. William Peña, Ing. Natalia Baquero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2021, 207 p.

Palabras clave:

Optimización de producción, Campo Boscán, Presión de fondo fluyente, Producción incremental, Inyección de agua.

RESUMEN

El éxito de implementación de proyectos recuperación secundaria a través de inyección de agua viene dado en particular con la optimización de pozos con respuesta positiva en el aumento de presión de yacimiento. Por ello, el estudio establece la factibilidad de optimización de pozos productores, en los cuales se notó la re-presurización de las arenas de Boscán, yacimiento donde se lleva a cabo la inyección de agua en Campo Boscán, Venezuela. La selección de los pozos candidatos consistió en la discretización de los datos de presión a la entrada de la bomba, niveles de fluido y sumergencia de las bombas. Se calculó la presión de fondo fluyente y mediante diferentes criterios como tiempo de medición entre agosto 2019 y febrero 2020, selección de los pozos ubicados en las áreas de inyección, segunda fila de los arreglos, presión de fondo fluyente por encima de los 1500 lpc y corte de agua menor al 50%. De esta manera, se obtuvieron 24 pozos candidatos, evaluando solo 18 de ellos. Los pozos con Bombeo Mecánico, Bombeo por Cavidades Progresivas se optimizaron, mediante simulación con PROSPER a Bombas Electrosumergibles y los pozos que operan con este sistema actualmente, se les incrementó el tamaño de bomba con esta herramienta. Se evaluó su incremental de producción mediante curvas de declinación exponencial hasta el año 2026, al límite contractual de la compañía. El incremental total de producción obtenido para los 18 pozos alcanzó 3492 BPPD, que representa un 80% de aumento con respecto a la producción actual diaria. Finalmente, un análisis económico que estudia la rentabilidad, determinó que el factor crucial para la aplicación del proyecto, está marcado por las variaciones del precio del barril de petróleo. Sin embargo, dependerá de considerar factores de logística o el ranking de pozos con la mayor relación en N_p vs VPN.

Pérez R., Henry D.

PROPOSAL TO OPTIMIZE PRODUCTION WELLS WITH A POSITIVE RESPONSE TO RESERVOIR PRESSURE IN THE WATER INJECTION PROJECT IN BOSCAN FIELD, VENEZUELA

Academic Tutor: Ing. Eliana Alvarado. Business Tutors: Ing. William Peña, Ing. Natalia Baquero. Thesis. Caracas, U.C.V. Faculty of Engineering.

2021, 207 p.

Keywords:

Production optimization, Boscán Field, Flowing bottom hole pressure, Incremental production, Water injection.

ABSTRACT

The successful implementation of secondary recovery projects through water injection gave in particular with the optimization of wells with a positive response to the increase in reservoir pressure. Therefore, the study establishes the feasibility of optimizing producing wells, in which the re-pressurization of the Boscán sands noted, the reservoir where the water injection is carrying out in Campo Boscán, Venezuela. The selection of the candidate wells consisted of the discretization of the pressure data at the pump inlet, fluid levels and submergence of the pumps. The flowing bottom hole pressure was calculated and using different criteria such as measurement time between August 2019 and February 2020, selection of wells located in the injection areas, second row of arrangements, flowing bottom hole pressure above 1500 psi and water cut less than 50%. In this way, 24 candidate wells obtained, evaluating only 18 of them. The wells with Mechanical Pumping, Pumping by Progressive Cavities were optimized by simulation with PROSPER to electro submersible Pumps and the wells that currently operate with this system, the pump size was increased with this tool. Its production incremental was evaluated using exponential decline curves until the year 2026, at the company's contractual limit in this field. The total incremental production obtained for the 18 wells reached 3,492 BPPD, which represents an 80% increase with respect to the current daily production. Finally, an economic analysis studies profitability determined that the crucial factor for the application of the project is marked by variations in the price of a barrel of oil. However, it will depend on considering logistics factors or the ranking of wells with the highest relationship in N_p vs NPV.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	3
1. EL PROBLEMA.....	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos de la investigación.....	6
1.2.1. Objetivo General.....	6
1.2.2. Objetivos Específicos.....	6
1.3. Justificación de la Investigación.....	7
1.4. Alcance de la investigación.....	7
1.5. Limitaciones de la investigación.....	8
CAPITULO II.....	9
2. BASES TEÓRICAS.....	9
2.1. Antecedente de la Investigación	9
2.2. El Sistema de producción ^[7]	10
2.3. Componentes del sistema de producción ^[8]	11
2.3.1. Presión del yacimiento (Pws).....	11
2.3.2. Temperatura del yacimiento.....	12
2.3.3. Presión de fondo fluyente (Pwf).....	12
2.3.4. Presión de cabezal (Pwh).....	12
2.3.5. Estrangulador de fondo.....	12
2.3.6. Válvula de seguridad	12
2.3.7. Cabezal de Pozo	13
2.3.8. Estrangulador superficial	13
2.3.9. Línea de flujo horizontal.....	13
2.3.10. Separador.....	13
2.4. Análisis Nodal ^[11]	14
2.4.1. Principales funciones del análisis nodal.....	15
2.5. Índice de productividad (IP) ^[7]	16
2.6. Comportamiento de afluencia de un fluido – <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR) ^[7] 18	
2.7. Ecuación de Vogel para IPR ^[7]	19

2.8.	Curva de IPR compuesta ^[7]	20
2.9.	Curva de demanda o eflujo - TPR (Tubing Performance Relationship) ^[10]	21
2.10.	Procedimiento de evaluación ^[11]	22
2.10.1.	Parámetros necesarios	23
2.11.	Capacidad de producción del sistema ^[11]	23
2.12.	Levantamiento Artificial ^[10]	25
2.12.1.	Bombeo Mecánico	25
2.12.2.	Bombeo Eléctrico Sumergible ^[7]	26
2.12.3.	Bombeo de Cavidades Progresivas ^[13]	28
2.13.	Producción primaria, secundaria y terciaria ^[14]	29
2.13.1.	Mecanismos de producción primaria o natural	29
2.14.	Inyección de Agua ^[6]	31
2.14.1.	Tipos de inyección ^[15]	32
2.14.2.	Arreglos de pozos	34
2.14.3.	Tipos de arreglos	35
2.14.6.	Consideraciones para la selección de un arreglo de inyección	38
2.14.7.	Factores que controlan la recuperación en un proyecto de inyección de agua ^[14]	38
2.15.	Curvas de Declinación ^{[16][17]}	41
2.15.1.	Declinación Exponencial	42
2.15.2.	Declinación Hiperbólica	44
2.15.3.	Declinación Armónica	45
2.16.	Análisis económico ^[17]	46
2.16.1.	Costos de inversión	47
2.16.2.	Costos de producción	47
2.16.3.	Parámetros económicos ^[18]	47
2.17.	Campo Boscán	50
2.17.1.	Ubicación geográfica del yacimiento ^[5]	50
2.17.2.	Geología Estratigráfica ^[4]	50
2.17.3.	Geología Estructural ^[5]	52
2.17.4.	Categorías	53
2.17.5.	Características del yacimiento ^[4]	54
2.17.6.	Contacto Agua – Petróleo ^[4]	55
2.17.7.	Litología ^[4]	55

2.17.8.	Producción ^[4]	56
2.17.9.	Presiones de formación ^[4]	56
2.17.10.	Historia de Producción	58
2.17.11.	Identificación de las zonas de Inyección ^[4]	60
2.17.12.	Características principales de las zonas de inyección	61
CAPITULO III		66
3.	MARCO METODOLÓGICO	66
3.1.	Tipo de Investigación	66
3.2.	Diseño de la investigación	67
3.3.	Población	68
3.4.	Muestra	68
3.5.	Metodología de la Investigación	68
3.5.1.	Fase I. Estudio y Análisis Bibliográfico	69
3.5.2.	Fase II. Recolección de datos mediante los reportes de recorrido	70
3.5.3.	Fase III. Cálculo y validación de las presiones de fondo fluente	71
3.5.4.	Fase IV. Integración de los datos al modelo en TIBCO ® Spotfire ®	73
3.5.5.	Fase V. Selección de los pozos a optimizar	77
3.5.6.	Fase VI. Modelos de Análisis Nodal en IPM ®	79
3.5.7.	Fase VII. Cambio de los sistemas de levantamiento artificial mediante IPM	89
3.5.8.	Fase VIII. Cambio del tamaño de las bombas mediante IPM	95
3.5.9.	Fase IX. Generación de los perfiles de producción	101
3.5.10.	Fase X. Análisis económico del estudio	101
CAPITULO IV		103
4.	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	103
4.1.	Modelo Estático - Campo Boscán	103
4.2.	Modelo Dinámico – Campo Boscán	105
4.2.1	Desempeño de la inyección de agua en el campo	106
4.3.	Selección de los pozos candidatos a la optimización	110
4.4.	Clasificación de las bombas seleccionadas para el estudio	117
4.5.	Resultados de los cambios de sistema de levantamiento (Cambio de Método)	118
4.5.1.	BN 0127	118
4.5.2.	BN 0172	121
4.5.3.	BN 0291	124

4.5.4.	BN 0521.....	127
4.5.5.	BN 0589.....	130
4.5.6.	BN 0604.....	133
4.5.7.	BN 0632.....	136
4.5.8.	BN 0643.....	139
4.5.9.	BN 0651.....	142
4.5.10.	BN 0690.....	145
4.5.11.	BN 0767.....	148
4.5.12.	BN 0771.....	151
4.6.	Resultados de los cambios de bomba a un equipo de mayor tamaño.....	154
4.6.1.	BN 0243.....	155
4.6.2.	BN 0605.....	158
4.6.3.	BN 0891.....	160
4.6.4.	BN 0930.....	163
4.6.5.	BN 0937.....	166
4.6.6.	BN 0939.....	169
4.7.	Pozos no aplicables para el estudio.....	172
4.7.1.	BN 0719.....	173
4.7.2.	BN 0823.....	173
4.7.3.	BN 0834.....	173
4.7.4.	BN 0892.....	173
4.7.5.	BN 0924.....	173
4.7.6.	BN 0933.....	174
4.8.	Análisis Económico.....	174
4.8.1.	Escenario económico aplicable.....	175
4.8.2.	Escenario económico intermedio.....	176
4.8.3.	Escenario económico no aplicable.....	177
4.9.	Incremental de Producción por pozo.....	178
4.10.	Incremental de producción consolidado.....	179
4.11.	Ruta propuesta para realizar los cambios.....	181
CONCLUSIONES.....		184
RECOMENDACIONES.....		186
BIBLIOGRAFIA.....		187

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema simplificado del proceso de producción ^[7]	11
Figura 2. Detalle de los componentes del sistema de producción ^[8]	14
Figura 3. Perfil de presiones ^[8]	14
Figura 4. Buen rendimiento de entrada con el concepto de PI constante ^[7]	17
Figura 5. Curva de IPR por Vogel ^[7]	19
Figura 6. Representación esquemática de curvas IPR compuestas ^[7]	21
Figura 7. Curva de Análisis Nodal (VLP e IPR) ^[10]	22
Figura 8. Pérdidas de presión en el sistema de producción ^[8]	24
Figura 9. Curva de comportamiento de una BES de acuerdo a los fabricantes ^[8]	27
Figura 10. Esquema de la inyección de agua.....	32
Figura 11. Inyección de agua externa ^[15]	32
Figura 12. Empuje de línea directa ^[15]	35
Figura 13. Empuje por línea alterna ^[15]	35
Figura 14. Arreglo de cuatro pozos normal (izquierda) y oblicuo (derecha) ^[15]	36
Figura 15. Arreglo de 5 pozos ^[15]	36
Figura 16. Arreglo de 7 pozos normal (izquierdo) e invertido (derecho) ^[15]	37
Figura 17. Arreglo de 9 pozos normal (izquierdo) e invertido (derecho) ^[15]	37
Figura 18. Tipos de declinaciones de Arps en un gráfico semilogarítmico ^[17]	42
Figura 19. Gráfica de la curva de declinación exponencial junto a sus ecuaciones ^[16]	44
Figura 20. Gráfica de la curva de declinación hiperbólica junto a sus ecuaciones ^[16]	45
Figura 21. Gráfica de la curva de declinación armónica junto a sus ecuaciones ^[16]	46
Figura 22. Ubicación de Campo Boscán en el Estado Zulia – Venezuela ^[5]	50
Figura 23. Intervalos yacimientos de Campo Boscán, Boscán Superior e Inferior ^[5]	51
Figura 24. Mapa Estructural Campo Boscán ^[5]	52
Figura 25. Contacto Agua - Petróleo a 9435 pies, pozo BN 0135 ^[4]	55
Figura 26. Mapa de presiones de Campo Boscán, Boscán Superior (mayo 2016) ^[4]	58
Figura 27. Producción histórica de agua, crudo y gas en Campo Boscán (diciembre 2018) ^[4] ..	59
Figura 28. Numero de pozos activos durante la vida productiva de Campo Boscán (diciembre 2018) ^[4]	60
Figura 29. Zona de inyección existente en Campo Boscán ^[4]	61
Figura 30. Ubicación de los pozos en la Zona I.....	62

Figura 31. Ubicación de los pozos en la Zona II.....	62
Figura 32. Ubicación de los pozos en la Zona III.....	63
Figura 33. Ubicación de los pozos en el piloto y expansión del piloto de inyección de agua.	64
Figura 34. Ubicación de los pozos en el área de inyección al este de Campo Boscán.....	65
Figura 35. Esquema de la metodología para el desarrollo de la investigación	69
Figura 36. Pantalla de Inicio de TIBCO Spotfire	73
Figura 37. Ventana principal de TIBCO Spotfire.....	74
Figura 38. Visualización de Campo Boscán en TIBCO Spotfire	74
Figura 39. Barra de menú en TIBCO Spotfire	75
Figura 40. Opciones disponibles en el menú "Data" de TIBCO Spotfire	76
Figura 41. Propiedades de las tablas de datos en TIBCO Spotfire.....	76
Figura 42. Selección de actualización de datos en TIBCO Spotfire.....	77
Figura 43. Filtro por Proyecto de Inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire	78
Figura 44. Visualización de los proyectos de inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire .	78
Figura 45. Filtro por fila de los arreglos de Inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire	79
Figura 46. Pantalla de inicio de PROSPER.....	81
Figura 47. Ventana principal de PROSPER	81
Figura 48. Ventana de Resumen de opciones "Options Summary" en PROSPER.....	82
Figura 49. Ventana de resumen PVT de PROSPER.....	83
Figura 50. Ajuste de PVT en PROSPER.....	84
Figura 51. Ventana de IPR en PROSPER.....	85
Figura 52. Ventana de datos para BCP de PROSPER.....	86
Figura 53. Ventana de datos para BES de PROSPER.....	86
Figura 54. Ventana de datos para BM de PROSPER.....	87
Figura 55. Ventana de datos de equipamiento de PROSPER.....	87
Figura 56. Ventana de análisis de sensibilidades del sistema de PROSPER.....	88
Figura 57. Ventana de Sensibilidades evaluables en PROSPER.....	89
Figura 58. Ventana del "Test Data" para ajuste de IPR.....	90
Figura 59. Selección de método de BES en el "Resumen de opciones" de PROSPER.....	91
Figura 60. Entrada de datos del sistema de BES	92
Figura 61. Datos para ingresar en el sistema por BES.....	92
Figura 62. Ventana de selección de Diseño de BES	93
Figura 63. Diseño del sistema BES mediante "Pump Duty"	94

Figura 64. Gráfico de desempeño de la bomba BES con sensibilidades de acuerdo con la frecuencia de operación.....	95
Figura 65. Entrada del “Test Data” para ajuste de IPR.....	96
Figura 66. Ajuste de datos de las curvas de permeabilidad relativa	97
Figura 67. Verificación de BES actual del pozo.....	97
Figura 68. Selección del nuevo diseño de la BES para el pozo.....	98
Figura 69. Parámetros de entrada para el nuevo sistema por BES	98
Figura 70. Nuevos parámetros para considerar para el diseño del sistema	99
Figura 71. Ventana principal de diseño del sistema una vez seleccionada la BES en PROSPER	100
Figura 72. Mecanismos de producción primarios – Área Sur Campo Boscán ^[24]	104
Figura 73. Porcentaje de pozos por sistema de Levantamiento Artificial Campo Boscán – Julio 2020.....	105
Figura 74. Permeabilidades relativas finales para el sistema petróleo-agua en los modelos P10, P50 y P90 ^[25]	106
Figura 75. Historial de Producción e Inyección de Campo Boscán ^[25]	107
Figura 76. Estudio del incremento del corte de agua en la Expansión del piloto de inyección.108	
Figura 77. Pozos primera fila de la zona de expansión de la fase I de acuerdo con la clasificación de la irrupción de agua.....	109
Figura 78. Estudio del incremento del corte de agua en la Zona I.....	109
Figura 79. Pozos primera fila de la zona I de acuerdo con la clasificación de la irrupción de agua.....	110
Figura 80. Cantidad de pozos por Categoría de Campo Boscán - febrero 2020.....	111
Figura 81. Presión de fondo fluyente versus tiempo de toma de los datos	111
Figura 82. Cantidad de pozos por Categoría de acuerdo con el criterio de presión.....	112
Figura 83. Cantidad de pozos por Categoría de acuerdo con el criterio del Área WIPM	113
Figura 84. Cantidad de pozos por categoría de acuerdo con el criterio de pozos en la segunda fila del arreglo	114
Figura 85. Ubicación de los pozos seleccionados a optimizar de Campo Boscán.....	116
Figura 86. Cantidad de pozos de acuerdo con las categorías	117
Figura 87. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0127	119
Figura 88. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas.....	119
Figura 89. WOR vs Np - BN 0127	120
Figura 90. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0127	121

Figura 91. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0172	122
Figura 92. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas	122
Figura 93. WOR vs Np - BN 0172	123
Figura 94. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0172	124
Figura 95. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0291	125
Figura 96. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas.....	125
Figura 97. WOR vs Np - BN 0291	126
Figura 98. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0291	127
Figura 99. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0521.....	128
Figura 100. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas	128
Figura 101. WOR vs Np – BN 0521	129
Figura 102. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0521	130
Figura 103. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0589.....	131
Figura 104. Bomba C con sensibilidades de frecuencia de operación – 165 etapas	131
Figura 105. WOR vs Np - BN 0589	132
Figura 106. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0589	133
Figura 107. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0604.....	134
Figura 108. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas.....	134
Figura 109. WOR vs Np – BN 0604	135
Figura 110. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0604	136
Figura 111. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas.....	137
Figura 112. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0632.....	137
Figura 113. WOR vs Np - BN 0632	138
Figura 114. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0632	139
Figura 115. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0643.....	140
Figura 116. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas	140
Figura 117. WOR vs Np - BN 0643	141
Figura 118. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0643	142
Figura 119. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0651	143
Figura 120. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 247 etapas	143
Figura 121. WOR vs Np - BN 0651	144
Figura 122. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0651	145
Figura 123. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 242 etapas	146
Figura 124. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0690.....	146

Figura 125. WOR vs Np – BN 0690	147
Figura 126. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0690	148
Figura 127. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0767.....	149
Figura 128. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 250 etapas	149
Figura 129. WOR vs Np - BN 0767	150
Figura 130. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0767	151
Figura 131. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0771	152
Figura 132. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas	152
Figura 133. WOR vs Np - BN 0771	153
Figura 134. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0771	154
Figura 135. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0243	155
Figura 136. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas	156
Figura 137. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0243	157
Figura 138. WOR vs Np - BN 0243	157
Figura 139. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0605.....	158
Figura 140. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas	158
Figura 141. WOR vs Np - BN 0605	159
Figura 142. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0605	160
Figura 143. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0891	161
Figura 144. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas	161
Figura 145. WOR vs Np - BN 0891	162
Figura 146. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0891	163
Figura 147. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas	164
Figura 148. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0930.....	164
Figura 149. WOR vs Np - BN 0930	165
Figura 150. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0930	166
Figura 151. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0937	167
Figura 152. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación - 210 etapas	167
Figura 153. WOR vs Np - BN 0937	168
Figura 154. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0937	169
Figura 155. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0937	170
Figura 156. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación - 210 etapas	170
Figura 157. WOR vs Np - 0939.....	171
Figura 158. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0939	172

Figura 159. Producción acumulada por pozos	178
Figura 160. Perfil consolidado de producción de petróleo	179
Figura 161. Producción Incremental Total.....	180
Figura 162. Comportamiento del corte de agua	180
Figura 163. Mapa de rutas para la aplicación del estudio.....	182
Figura 164. Relación VPN vs ΔN_p	183

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Expresiones de declinación de Arps ^[15]	42
Tabla 2. Características principales de Campo Boscán	54
Tabla 3. Principales características del modelo estático de Boscán.....	103
Tabla 4. Parámetros finales de permeabilidades relativas empleados para el cotejo histórico en los modelos P10, P50 y P90	106
Tabla 5. Pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial.....	114
Tabla 6. BES consideradas para el estudio.....	117
Tabla 7. Pozos para cambio de Sistema de Levantamiento Artificial.....	118
Tabla 8. Comparativa para el pozo BN 0127.....	120
Tabla 9. Comparativa para el pozo BN 0172.....	123
Tabla 10. Comparativa para el pozo BN 0291.....	126
Tabla 11. Comparativa para el pozo BN 0521.....	129
Tabla 12. Comparativa para el pozo BN 0589.....	132
Tabla 13. Comparativa para el pozo BN 0604.....	135
Tabla 14. Comparativa para el pozo BN 0632.....	138
Tabla 15. Comparativa para el pozo BN 0643.....	141
Tabla 16. Comparativa para el pozo BN 0651.....	144
Tabla 17. Comparativa para el pozo BN 0690.....	147
Tabla 18. Comparativa para el pozo BN 0767.....	150
Tabla 19. Comparativa para el pozo BN 0771.....	153
Tabla 20. Pozos a opción de cambio a una bomba de mayor tamaño	154
Tabla 21. Comparativa para el pozo BN 0243.....	156
Tabla 22. Comparativa para el pozo BN 0605.....	159
Tabla 23. Comparativa para el pozo BN 0891.....	162
Tabla 24. Comparativa para el pozo BN 0930.....	165
Tabla 25. Comparativa para el pozo BN 0937.....	168
Tabla 26. Comparativa para el pozo BN 0939.....	171
Tabla 27. Pozos no aplicables al cambio de método.....	172
Tabla 28. Modelo Económico BN 0127	174
Tabla 29. Escenario económico aplicable	175
Tabla 30. Escenario económico intermedio.....	176
Tabla 31. Escenario económico no aplicable	177
Tabla 32. Propuesta de meses para los cambios.....	181

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo es el constituyente principal de la industria del petróleo. La ingeniería de producción de petróleo intenta maximizar la producción de este y del gas de manera rentable, segura y eficiente. Para lograr este objetivo, se debe tener un conocimiento profundo de los sistemas de producción de petróleo con los que se trabaja. Uno de los principales factores para lograr éxito en la producción de los hidrocarburos es ejecutar una buena evaluación del sistema de producción.

En este orden de ideas, el diseño y la selección del equipo adecuado para los sistemas de producción son esenciales para que un ingeniero de producción logre su objetivo laboral. Para realizar correctamente su trabajo de diseño, los ingenieros de producción deben tener un conocimiento avanzado de los principios y reglas que se utilizan en la industria para el diseño y la selección de equipos.

Así pues, el término "optimización de la producción" se ha utilizado para describir diferentes procesos en la industria del petróleo y el gas, no obstante, el término esta dado a cualquier actividad rentable que permita obtener una mayor productividad del yacimiento. Aunque todo el sistema de producción se analiza como unidad total, hay componentes que interactúan, circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías, bombas y compresores que también pueden ser evaluados individualmente. Una definición de optimización de la producción puede darse a la determinación e implementación de los valores óptimos de parámetros en el sistema de producción para maximizar la tasa de producción de hidrocarburos o para minimizar los costos operativos bajo diversas limitaciones económicas.

Es así como, Petroboscán una empresa mixta conformada por la estatal petrolera Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Chevron Global Technology Services Company, es el consorcio encargado de explotar el Campo Boscán principalmente mediante métodos secundarios y sistemas de levantamiento artificial debido a la gravedad API del crudo y la madurez del campo, cumpliendo con los parámetros establecidos de misión y visión de la empresa. Campo Boscán está situado a 40 kilómetros al suroeste de la ciudad de Maracaibo en el estado Zulia (Venezuela), en la cuenca del Lago de Maracaibo. Abarca un área aproximada

de 660 kilómetros cuadrados, produciendo un crudo asfáltico de 10,5 grados API de la formación Misoa de edad Eoceno, localmente denominadas Arenas de Boscán.

La presente investigación engloba dos aspectos fundamentales para la optimización de la producción de un campo petrolero: la inyección de agua a nivel de yacimiento y el análisis nodal a nivel del pozo. Mediante la inyección de agua se logra mantener y/o incrementar la energía de un yacimiento permitiendo obtener una mayor producción de hidrocarburos; mientras que, con el estudio y ajuste de los parámetros fundamentales del proceso, como lo son la presión y la tasa de producción se obtiene la selección óptima del sistema de levantamiento artificial.

El desarrollo de este Trabajo Especial de Grado fue estructurado en cinco capítulos. Inicialmente, el Capítulo I expone el planteamiento del problema, los objetivos que orientan las líneas de acción que se han de seguir en el despliegue de la investigación planteada, las limitaciones, el alcance y los principales argumentos que fundamentan el trabajo desarrollado. Seguidamente, el Capítulo II corresponde al marco teórico, donde se desarrolla conceptualmente las bases y fundamentos teóricos empleados durante la investigación. A continuación, el Capítulo III explica la metodología utilizada para llevar a cabo el proyecto, proporcionando información detallada de cómo se realizó la investigación. Luego, el Capítulo IV realiza el análisis de los resultados obtenidos por medio de ella y la metodología planteada. Por último, Capítulo V expone las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo del proyecto.

CAPITULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

Se pronostica que la demanda total mundial de energía obtenida mediante los hidrocarburos aumentará de 285.8 millones de barriles de petróleo equivalente por día en 2018 a 357,5 millones de barriles de petróleo equivalente por día para 2040, representando un crecimiento promedio de 1% por año ^[1].

Sin embargo, ante el agotamiento de petróleo encontrado en yacimientos de fácil acceso, los recursos disponibles se concentran en hidrocarburos pesados, extrapesados y yacimientos no convencionales, donde se calculan grandes volúmenes, pero con significativos desafíos tecnológicos y económicos para su producción ^[2].

Generalmente, cualquier pozo de petróleo a lo largo de su tiempo de vida útil, sigue una curva en forma de campana, denominada “Curva de Hubbert”, la cual establece que, al iniciarse la explotación, la producción de petróleo aumenta rápidamente, de forma que se puede extraer mayores volúmenes mediante poco esfuerzo. No obstante, a medida que va pasando el tiempo el aumento de la producción va perdiendo fuerza hasta que se alcanza un máximo a partir del cual la producción comienza su declive hasta el agotamiento del pozo ^[3]. Para que esta curva mantenga una meseta, es decir la producción llegué a su máximo y se mantenga en un período de tiempo económicamente rentable, se usan métodos alternativos a la energía natural del yacimiento, conocidos como métodos secundarios y terciarios.

Por otra parte, la formación del petróleo, en la roca madre, involucra desde su génesis el desarrollo no solo de petróleo y gas, sino que incluye además grandes cantidades de agua. Esta última, puede hallarse en cantidades residuales cuando sólo se recupera el agua de formación presente en el petróleo o gas, al comenzar a reducir la temperatura y presión entre el yacimiento y el equipo en superficie. Igualmente, el agua impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria mediante la inyección de agua, pero el exceso de agua producida representa 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 noventa por ciento del volumen de líquidos que se lleva a la superficie.

No obstante, la inyección de agua ha sido uno de los métodos de mayor aplicación en la industria debido a que es uno de los métodos menos complejos, de menor costo, cuando hablamos de métodos de recuperación de hidrocarburos y el factor de recobro puede llegar hasta un sesenta por ciento. 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.

Campo Boscán fue descubierto en el año 1946 y su producción se inició en el año 1948 alcanzando 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 ^[4].

De esta manera, la empresa mixta PDVSA Petroboscán, durante los años 2011 y 2012 adicional a la reactivación de pozos, visualizaron un incremento de producción en el orden de los 8,0 MBPD asociados a los efectos de la inyección de agua especialmente en la zona de la expansión del piloto de inyección, soportando el objetivo de esta de alcanzar la meta de producción establecida. La producción del campo para el cierre del año 2018 estuvo en el orden de 70,8 MBPD ^[4].

Sin embargo, al evaluar las inyecciones de agua, la atención se centra en los problemas a nivel del pozo: bombear fluido de un productor o asegurarse de que un inyector no tenga perforaciones obstruidas. Estos son problemas importantes que deben abordarse para optimizar una inyección de agua, pero centrarse únicamente en los pozos hace fácil olvidar que cada pozo es solo una parte de un sistema más grande. Perder de vista el yacimiento significa olvidar otros factores influyentes que están afectando el desempeño individual de cada pozo. Todo está conectado y cada cambio realizado en un solo pozo afecta a todos los pozos del campo; por esta razón, desde el *Asset Development Team* (Equipo de Desarrollo de Activos) se desarrolla el interés de diagnosticar una inyección de agua desde múltiples enfoques: el campo, el sistema de levantamiento, el patrón, los niveles de los pozos, el frente de avance de agua y las zonas en las cuales no se ha alcanzado el barrido esperado.

Después de años de inyección de agua, en el recobro adicional el área de inyección se ha estimado en 3% más que el recobro por producción primaria de aproximadamente 6% [5]. La actual baja tasa de recobro del proyecto de inyección es atribuida a la alta viscosidad y el amplio espaciamiento de los pozos, resultando en una pequeña cantidad de agua inyectada en términos del volumen poroso que es ocupado por hidrocarburos.

De esta manera, el proyecto va dirigido a responder las siguientes interrogantes

- ¿De qué manera se pueden optimizar los pozos productores que han tenido una respuesta eficiente en los proyectos de inyección existentes?
- ¿Se pueden mejorar los sistemas de levantamiento de los pozos productores para aumentar el recobro en las zonas agotadas del yacimiento?
- ¿Qué estrategias se pueden plantear para acelerar y mejorar la producción de petróleo en los pozos productores del área de inyección de agua?
- Evaluando las zonas que no han sido afectadas por el frente de agua, ¿Se puede incrementar la producción del campo a mediano y largo plazo e incluso plantear la utilización de pozos existentes, de acuerdo con la rentabilidad y el potencial asociado, como pozos inyectoros en estas zonas?

1.2. Objetivos de la investigación

1.2.1. Objetivo General

Establecer la factibilidad de optimización los pozos productores con respuesta positiva de presión de yacimiento en el proyecto de inyección de agua del Campo Boscán, Venezuela.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Examinar el modelo estático de la formación Misoa perteneciente al campo Boscán, mediante el análisis de los datos geológicos, petrofísicos e interacciones roca-fluido, identificando el tipo de yacimiento y mecanismos de producción.
2. Validar el modelo dinámico mediante la revisión de los datos de fluidos, historia de presión, comportamiento de producción-inyección y parámetros del agua inyectada hasta febrero 2020 en el campo Boscán.
3. Identificar los pozos con oportunidad de optimización mediante el análisis de los datos de presión y niveles estáticos en el área del proyecto de inyección
4. Establecer la presión de fondo mínima de flujo para evitar incrementos súbitos en la producción de agua a partir de la información de producción histórica en pozos productores optimizados.
5. Estimar la producción incremental que se podría obtener de los pozos productores con oportunidad de optimización si se mejora el sistema de levantamiento artificial actual.
6. Identificar oportunidades adicionales de optimización de pozos productores por medio de la instalación de una bomba de mayor tamaño o mediante el cambio del método de levantamiento artificial, a través del cálculo por análisis nodal.
7. Generar perfiles de producción hasta el año 2026 para los pozos con oportunidad de optimización mediante análisis por curvas de declinación.

1.3. Justificación de la Investigación

La disminución de presión en el pozo que afecta a partir de un determinado momento, requiere la implementación de procesos de recuperación secundaria para estabilizar la presión del yacimiento y contrarrestar la disminución de producción. Sin embargo, con el avance del frente de agua o por la configuración de la arena de la zona inyectada, el proceso de inyección puede incrementar la tasa de producción de agua por invasión rápida de esta. Además, las zonas no afectadas por el frente de agua hacen necesario la consideración de nuevas estrategias que mejoren el alcance del proyecto a mediano y largo plazo, para alcanzar la tasa de producción óptima del campo.

La inyección de agua es el método dominante entre los de inyección de fluidos e indudablemente a este método se debe el elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas. Su popularidad se explica por la disponibilidad general de agua; la hidrostática que se logra en el pozo de inyección; la facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera y la eficiencia del agua para el desplazamiento del petróleo [6].

Por esta razón, Chevron Maracaibo desarrolla estrategias que permitan mantener el comportamiento de producción en las zonas de inyección de Campo Boscán, distinguir las zonas en el que la inyección no muestra los resultados esperados resulta prioritario para obtener una mayor eficiencia en la recuperación de las reservas del campo y aumentar las ganancias de la compañía. De esta manera, se usará la simulación numérica para obtener resultados y así presentar el mejor escenario a implementar, basado además en la experiencia del campo y en los conocimientos de optimización y gerencia de yacimientos, con el fin de acrecentar en mayor medida el potencial, considerando que la inyección de agua ya ha tenido éxito en otras zonas de Campo Boscán

Finalmente, se busca aumentar la eficiencia a la hora de la selección de los sistemas de levantamiento y reacondicionamientos a desarrollar en el área, tomando en cuenta las zonas problema y las soluciones que se brinden mediante este estudio.

1.4. Alcance de la investigación

La investigación estará enfocada en el estudio de las zonas en las cuales los pilotos de inyección están siendo aplicados en la zona *Water Injection Pressure Maintenance* (WIPM), sobre los cuales no se han obtenido los resultados esperados por la compañía. Mediante

herramientas computacionales de simulación numérica, capaces de generar los comportamientos con variaciones en los sistemas de levantamiento como estrategia para el incremento de la producción de Campo Boscán, se revisarán las características del modelo estático y el modelo dinámico que posee Chevron Maracaibo para la consulta y validación de los datos obtenidos y de las características específicas del campo, facilitando la evaluación de las configuraciones actuales para cada pozo.

1.5. Limitaciones de la investigación

La investigación se desarrolla con los datos obtenidos mediante sensores de fondo y ecómetros, la disponibilidad de los datos viene dada por los pozos en los cuales se ha obtenido la información por parte del personal calificado, sin embargo, no todos los pozos del campo cuentan con una gran cantidad de pruebas para menor grado de incertidumbre. En cuanto al modelo de simulación, no es posible acceder a los servidores externos dadas las condiciones de trabajo debido a la pandemia.

CAPITULO II

2. BASES TEÓRICAS

Con el propósito de sustentar el estudio, se presenta una revisión de la literatura técnica relacionada, que permitirá integrarla con la investigación y establecer su interrelación que será parte fundamental para la discusión de los resultados obtenidos mediante el trabajo. A continuación, se comenzará haciendo mención de fundamentos relacionados al pozo como el sistema de producción, procesos de producción, análisis nodal, curvas de demanda y entrega, sistemas de levantamiento para relacionar el potencial o rendimiento de los pozos con la eficiencia de estos. Luego, se procederá a interpretarlos junto con el rendimiento del yacimiento a través de conceptos como mecanismos de producción, recuperación primaria y secundaria, esta última a través de la inyección de agua.

2.1. Antecedente de la Investigación

Cualquier trabajo de investigación cuyo contenido soporte desde el punto de vista metodológico y teórico a futuras investigaciones, puede ser calificado como antecedente de investigación. Éstos permiten al investigador tener una pauta documental para direccionar su trabajo, y con base a ésta plantear una nueva problemática tomando en consideración los resultados obtenidos anteriormente.

Para complementar este Trabajo Especial de Grado se consultó como referencia, informes de operación de Campo Boscán, ya que reflejan aspectos relevantes que se han obtenido en evaluaciones previas, que facilitan el desarrollo del estudio. A continuación, se presenta el aporte obtenido del último informe de operación actualizado.

En el **Informe de Resultados 2018 del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Boscán (2019)** ^[4], se señala que debido a re-presurización del yacimiento por efecto de la inyección de agua, las presiones de fondo fluyente de los pozos productores del campo han aumentado, por lo que se han venido realizando trabajos de optimización desde el año 2003, los cuales consisten en aumentar la capacidad de levantamiento de las bombas de subsuelo. El objetivo de las campañas de optimización fue incrementar la producción de los pozos productores vecinos a las zonas de inyección existentes en el campo. Una vez llevada a cabo la campaña progresiva de optimización de los pozos realizando mediante la realización de trabajos de

cambios de bombas a mayor diámetro de pistón, unidades de bombeo más grandes en los pozos de bombeo mecánico, cambios de método de producción y trabajos de reactivación, todo bajo una previa identificación de pozos candidatos, analizando historias de producción y curvas de productividad de los pozos productores en el área. De esta manera, el ganancial total obtenido a través de las campañas de optimización entre los años 2004-2010 fue de un incremental de 10.934 BPPD.

A continuación, los fundamentos teóricos mencionados al inicio:

2.2. El Sistema de producción ^[7]

Está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones o cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

De esta manera, si se considera un pozo de petróleo que fluye simple, el dibujo esquemático de este caso simplificado se muestra en la figura 1, donde los fluidos en la formación fluyen hacia el pozo desde el límite del área de drenaje (1). Después de ingresar al pozo a través de la superficie de arena, el flujo vertical en la tubería comienza en el fondo del pozo (2). En la sarta de tubería vertical o inclinada el flujo se lleva a cabo hasta la cabeza del pozo (3). Se instala un estrangulador de superficie en (4), que también es el punto de entrada a la línea de flujo. El flujo horizontal o inclinado en la línea de flujo conduce al separador (5).

Los puntos en el sistema de producción del pozo que fluye designados por los números en la figura 1, constituyen los nodos de la teoría del análisis de sistemas, separan los diferentes componentes del sistema: la formación, la sarta de tubería, la línea de flujo, etc. Entre dos puntos de nodo cualesquiera, la presión de flujo disminuye en la dirección del flujo y la caída de presión se puede calcular en función de las características del componente dado. De esta manera, el rendimiento de cualquier componente se establece como la variación del caudal con la caída de presión en el componente dado.

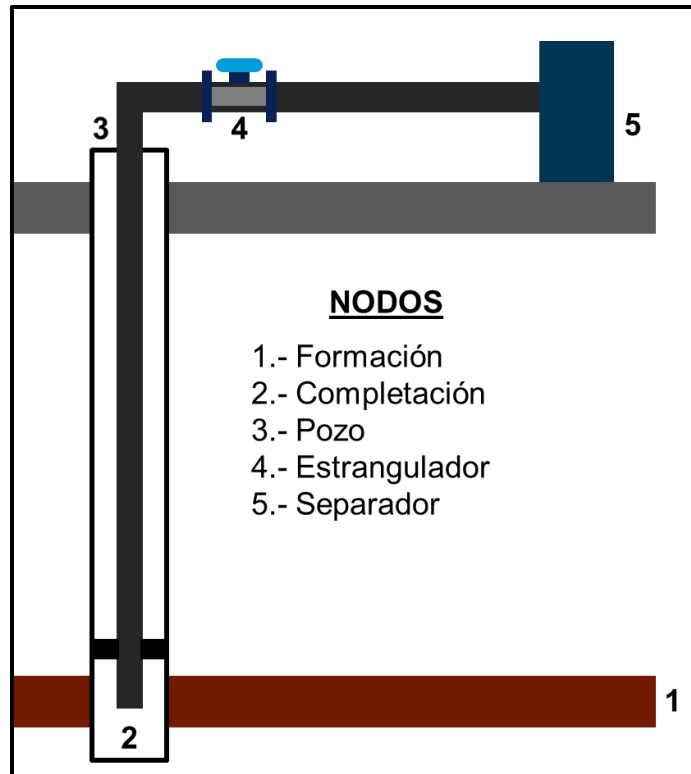


Figura 1. Esquema simplificado del proceso de producción ^[7]

En resumen, el proceso de producción en un pozo de petróleo comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo.

2.3. Componentes del sistema de producción ^[8]

2.3.1. Presión del yacimiento (P_{ws})

Es la presión que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos. La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento; se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo, el yacimiento que lo contiene y de las fuerzas como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacentes que puede ser factor importante en la expulsión del petróleo hacia los pozos.

2.3.2. Temperatura del yacimiento

La temperatura es un factor que se encuentra en función de la profundidad; mientras más profundo esté el yacimiento, mayor será la temperatura. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación, fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción.

2.3.3. Presión de fondo fluyente (Pwf)

Es la presión que existe en el fondo de un pozo cuando se encuentra produciendo. Esta proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie. Esta debe ser menor que la presión de yacimiento para permitir el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo. Esta presión es primordial para el sistema ya que de ella depende toda la capacidad de la instalación que se desea conectar al yacimiento a través del pozo y así producir todo el campo; es medida en el fondo del pozo, tomada en su punto medio del nivel productor; su determinación se la hace en forma directa usando herramientas de toma de presión. También se puede calcular utilizando ecuaciones o correlaciones.

2.3.4. Presión de cabezal (Pwh)

Es la presión en la superficie del pozo medida a través de un manómetro. Entre esta presión y la presión de fondo fluyente debe existir un diferencial que permita el ascenso de fluido hasta la superficie ($P_{wf} > P_{wh}$)

2.3.5. Estrangulador de fondo

Es un tipo de restricción que se baja en el pozo de acuerdo con la necesidad que existe de elevar la presión y controlar la energía en el flujo de la línea vertical, además de mantener presión de aporte y elevación controlada, por lo que se va a producir una presión diferencial en la que también se tendrá una caída de presión que a su vez puede ser calculada.

2.3.6. Válvula de seguridad

Este componente es un elemento que se instala en la tubería vertical y que opera ante cualquier anomalía del flujo que puede ocurrir en el transcurso de la producción, siendo vital para la seguridad operativa y productiva del pozo.

2.3.7. Cabezal de Pozo

Es un punto del sistema en el que se produce el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal y de donde se toma el dato de la presión de surgencia para conocer la energía de producción del pozo, siendo también un punto crítico que es tomado en cuenta para análisis dentro del sistema.

2.3.8. Estrangulador superficial

Controla la producción del pozo con el cual se puede aumentar o disminuir el caudal de producción. Además, puede controlar el porcentaje de agua y sedimentos, para reducir o aumentar la presión en la línea de flujo del pozo, entre otros. Adicionalmente puede maximizar la producción del pozo, mantener el máximo tiempo posible el pozo en producción, ajustar la presión de descarga de este a los trenes de separación y evitar problemas asociados de producción. En este componente se produce una presión diferencial que puede ser calculada con ecuaciones para choque o estranguladores.

2.3.9. Línea de flujo horizontal

Este componente es el que comunica la cabeza de pozo con el separador y donde el fluido presenta un comportamiento que obedece a las condiciones adoptadas para el sistema de producción de los pozos.

2.3.10. Separador

En el proceso de separación de petróleo y gas en campos petroleros no existe un criterio único para establecer las condiciones más adecuadas de producción óptima de los equipos, pero el estudio está orientado a obtener ciertos objetivos puntuales que den condiciones de máxima eficiencia en el proceso de separación. Obteniendo de esta manera:

- Alta eficiencia en el proceso de separación de gas-Petróleo.
- Mayor incremento de volúmenes de producción.
- Incremento en la recuperación de petróleo.
- Disminución de costos por compresión.
- Estabilización del RGP (relación gas-petróleo).

En la figura 2 se muestra una representación de estos componentes en el sistema, mientras que la figura 3, se representan las caídas de presión a lo largo de este.

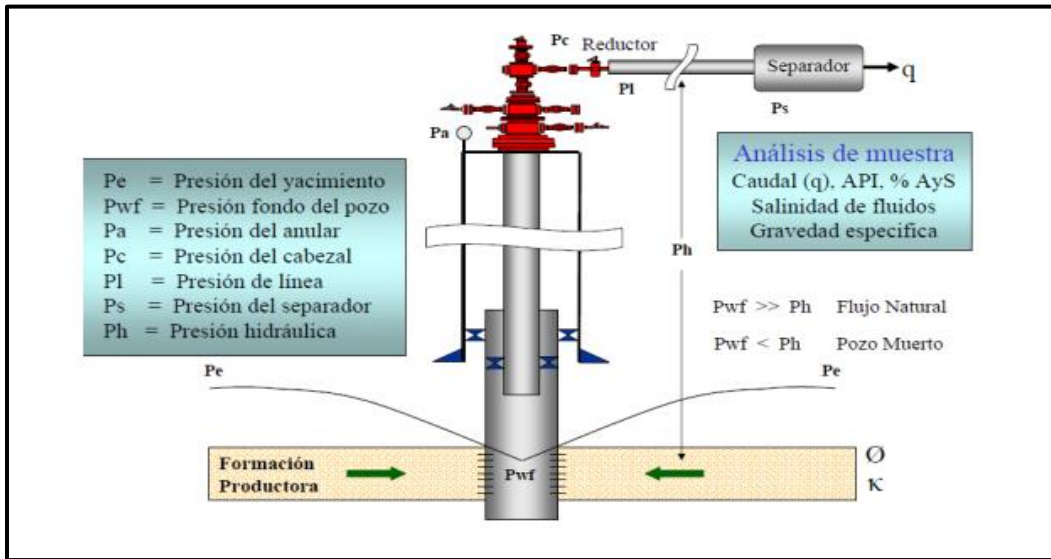


Figura 2. Detalle de los componentes del sistema de producción [11]

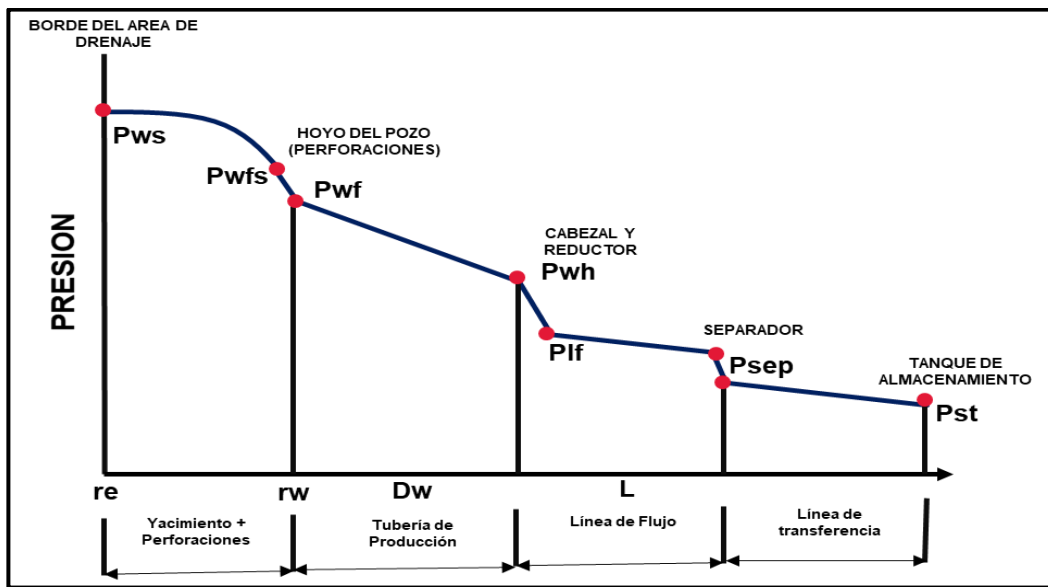


Figura 3. Perfil de presiones [8]

2.4. Análisis Nodal [11]

Consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y evaluar el flujo a través del medio poroso, el flujo a través de la tubería vertical y horizontal, así como en los separadores, de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. El análisis nodal de

un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.

El objetivo es conseguir un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor aplicando el análisis nodal, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual se extraerá los fluidos del pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

2.4.1. Principales funciones del análisis nodal

Las principales funciones de un análisis nodal se resumen a continuación:

- Ayuda a determinar la producción que todo el sistema en conjunto es capaz de producir.
- Muestra el efecto sobre la producción al cambiar los parámetros de presión de cabezal del pozo o del separador, los tamaños de la tubería de producción y del orificio, la densidad de cañoneo y la estimulación, etc.
- Estima la producción basándose en las condiciones futuras del yacimiento.
- Identifica cuellos de botella en el sistema (daños a la formación), limitaciones de la Completación que causan pérdidas de productividad o de inyectividad).
- Cuantifica el incremento esperado de la producción al eliminar las restricciones.

Este análisis es muy flexible y práctico ya que se puede aplicar a cualquier tipo de pozo (vertical, horizontal, multicasas, multilateral), ya sea de crudo o gas, con flujo natural o con levantamiento artificial. El procedimiento básico consiste en dividir el pozo en cuatro componentes básicos: yacimiento, completación, tubería de pozo y tubería de superficie, para encontrar las pérdidas de presión que se presentan en cada uno en función del caudal total. El punto más común para ubicar el nodo es el fondo del pozo. Durante el análisis se calcula y se gráfica la caída de presión desde el yacimiento hasta el nodo (*Inflow*), y desde la superficie hasta el nodo (*Outflow*), para diferentes caudales.

La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP).

2.5. Índice de productividad (IP) [7]

El enfoque más simple para describir el desempeño del flujo de entrada de los pozos petroleros es el uso del concepto de índice de productividad, IP. Fue desarrollado utilizando los siguientes supuestos:

- El flujo es radial alrededor del pozo
- Fluye un líquido incompresible monofásico
- La distribución de la permeabilidad en la formación es homogénea y la formación está completamente saturada de líquido.

$$q = \frac{0.00708kh}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

q: tasa de líquido (BLPD)

K: permeabilidad efectiva (mD)

h: espesor neto (pies)

μ : viscosidad del líquido (cP)

B: factor volumétrico de formación del líquido (bbl/bbl)

r_e : radio de drenaje del pozo (pies)

r_w : radio del pozo (pies)

P_r : presión del yacimiento (lpc)

P_{wf} : presión de fondo fluyente (lpc)

La mayoría de los parámetros del lado derecho de la ecuación anterior son constantes, lo que permite recopilarlos en un único coeficiente llamado "índice de productividad" (IP):

$$q = IP(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

q: caudal (BLPD)

IP: índice de productividad (BLPD/lpc)

P_r : presión estática de yacimiento (lpc)

Pwf: presión de fondo fluyente (lpc)

Esta ecuación establece que la entrada de líquido a un pozo es directamente proporcional a la reducción de presión. Se traza como una línea recta en un diagrama de presión frente a caudal de líquido, como se muestra en la figura 3. Los puntos finales de la línea IP, corresponden a la presión promedio del yacimiento (P_r), a una tasa de flujo de cero y la tasa de potencial máxima a una presión de flujo de fondo de pozo de cero. Esta tasa máxima es el potencial de flujo absoluto del pozo (*AOFP* por sus siglas en inglés) y representa la tasa de flujo que ocurriría si la presión de fondo del pozo se pudiera reducir a cero. En la práctica, no es posible lograr esta tasa y el AOFP solo se usa para comparar la capacidad de entrega de diferentes pozos.

El uso del concepto PI es bastante sencillo. Si se conocen la presión promedio del yacimiento (*SBHP* por sus siglas en inglés) y el índice de productividad, da el caudal para cualquier presión de fondo de pozo que fluya. El PI del pozo puede calcularse a partir de los parámetros del yacimiento o medirse tomando las tasas de flujo en varios puntos de presión de fondo fluyente como se muestra en la figura 4.

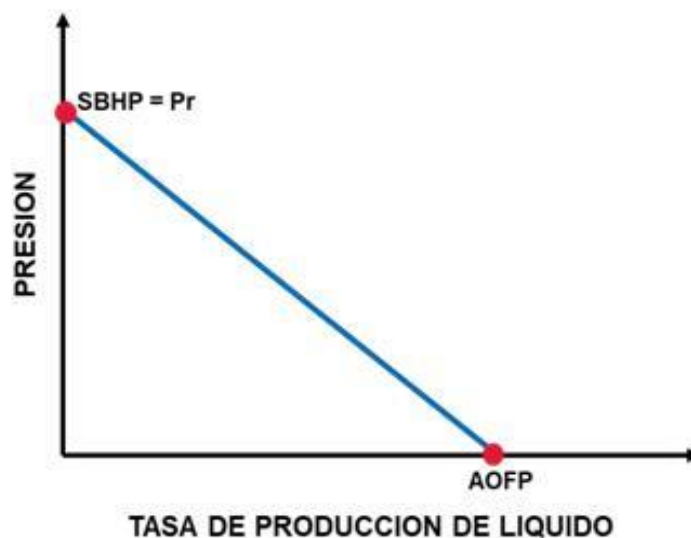


Figura 4. Buen rendimiento de entrada con el concepto de PI constante ^[7]

La escala típica de valores del índice de productividad en bpd/lpc:

- **Baja productividad:** $IP < 0.5$
- **Productividad Media:** $0.5 < IP < 1$
- **Alta Productividad:** $1 < IP < 2$

- **Excelente Productividad: $IP > 2$**

2.6. Comportamiento de afluencia de un fluido – *Inflow Performance Relationship (IPR)* ^[7]

En muchos pozos con levantamiento artificial, se experimentan presiones de fondo de pozo por debajo de la presión del punto de burbuja. Por lo tanto, hay una fase de gas libre presente en el yacimiento cerca del pozo y las premisas que se utilizaron para desarrollar la ecuación de IP ya no son válidos. Este efecto se observa al verificar que el índice de productividad no es una constante como se sugiere en la Ecuación 2.

La principal causa de una forma curva del rendimiento del flujo de entrada es la liberación de gas de solución debido a la disminución de la presión en las proximidades del pozo. Este efecto crea un perfil de saturación de gas creciente hacia el pozo y simultáneamente disminuye la permeabilidad efectiva al líquido. En consecuencia, la tasa de líquido disminuye en comparación con las condiciones de una sola fase y el pozo produce menos líquido que el indicado por una curva IP en línea recta. Por lo tanto, el concepto de IP constante no se puede utilizar para pozos que producen por debajo de la presión del punto de burbuja. Dichos pozos se caracterizan por su relación de rendimiento de flujo de entrada o curva IPR.

Para expresar la ecuación de afluencia en un determinado pozo productor, es necesario aplicar la combinación las siguientes ecuaciones:

- a) Ecuación de la conservación de la masa
- b) Ecuación de movimiento
- c) Ecuación de estado

Los valores de IPR pueden ser desarrollados para estados estable, pseudo estable y transitorio. También para la geometría del pozo (horizontal, vertical).

- **Estado estable:** definido como el régimen de flujo donde la presión en cualquier punto del yacimiento no varía con el tiempo, indicando que cada unidad de masa retirada está siendo reemplazada por la misma cantidad que se adiciona al sistema. Este estado de flujo prevalece cuando la presión se propaga constantemente a través de los límites del yacimiento, es decir que toda la energía que se pierde con la producción es restaurada

mediante el mantenimiento de la presión por acción de un acuífero activo, presencia de una capa de gas o por la inyección de algún fluido de desplazamiento.

- **Estado Pseudo Estable:** se presenta cuando la presión declina linealmente en el tiempo, por lo tanto, varía de igual manera en cualquier punto del yacimiento.
- **Estado Transitorio:** representa que la presión del yacimiento varía con el tiempo. En este estado el pozo se somete a producción a condiciones de presión de fondo constantes. Inicialmente la presión avanza dentro del yacimiento drenando una cantidad de fluidos, a medida que la presión avanza el movimiento de flujo es menor dentro del yacimiento. Una vez que la presión llega a la frontera, no existe un soporte para sostener la presión esta cae a otro punto de modo que se mantenga la presión del pozo constante.

2.7. Ecuación de Vogel para IPR ^[7]

Vogel utilizó un simulador numérico de yacimientos para estudiar el rendimiento del flujo de entrada de los pozos que agotan los yacimientos de impulsión de gas de solución. Consideró casos por debajo de la presión del punto de burbuja y variadas caídas de presión, propiedades de fluidos y rocas. Después de ejecutar varias combinaciones, Vogel encontró que todas las curvas IPR calculadas exhibían la misma forma general. Esta forma se aproxima mejor mediante una ecuación adimensional dada como sigue, y se muestra gráficamente en la Figura 5.

Aunque el método de Vogel se desarrolló originalmente para yacimientos con manejo de gas en solución, el uso de esta ecuación también se acepta generalmente para otros

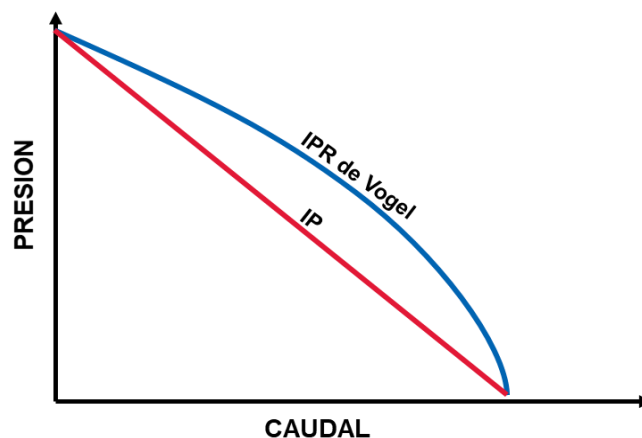


Figura 5. Curva de IPR por Vogel ^[7]

mecanismos de producción. Se encontró que brinda resultados confiables para casi cualquier pozo con una presión de fondo de pozo por debajo del punto de burbuja del crudo. La ecuación planteada por Vogel viene dada por:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

q_o: tasa de producción de petróleo a la P_{wf}, BPD

q_{max}: tasa máxima de producción, BPD

P_{wf}: presión de fondo fluyente, lpc

P_b: presión al punto de saturación, lpc

2.8. Curva de IPR compuesta ^[7]

La correlación de Vogel se puede aplicar si las presiones de fondo de pozo que fluyen del pozo están por debajo de la presión del punto de burbuja y si solo se produce petróleo. La curva de IPR compuesta introducida por Brown elimina estas restricciones y proporciona una forma de describir el rendimiento del flujo de entrada del pozo en una amplia gama de condiciones. Debe quedar claro que las condiciones de flujo de entrada a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo se describen mediante el principio de IP constante discutido anteriormente. Sin embargo, de acuerdo con la ley de Darcy, el mismo índice de productividad constante debería controlar las condiciones de entrada de un pozo que solo produce agua. Por lo tanto, en pozos con un corte de agua del 100%, el flujo de entrada para cualquier condición se describe solo por el índice de productividad. Los pozos que producen líquidos con un corte de agua inferior al 100% y con presiones inferiores a la presión del punto de burbujeo deben tener curvas IPR en algún lugar entre las curvas válidas para petróleo puro (la correlación de Vogel) y la válida para

producción de agua pura. La descripción esquemática de tales curvas de IPR compuestas se presenta en la figura 6.

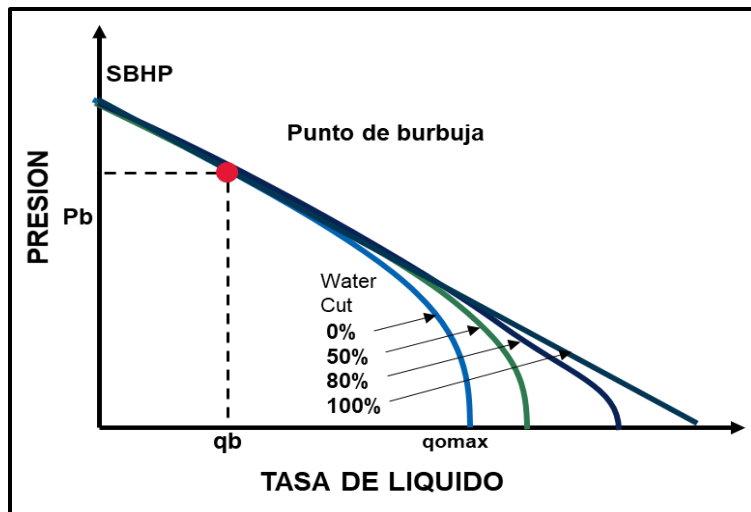


Figura 6. Representación esquemática de curvas IPR compuestas [7]

Las curvas compuestas que se muestran en la figura exhiben tres intervalos distintos:

- El flujo de entrada del pozo a presiones mayores que la presión del punto de burbuja está a lo largo de una línea recta que tiene una pendiente igual al PI (índice de productividad).
- Para tasas de líquido menor que la tasa máxima de petróleo ($q_{o_{max}}$), la pendiente de la curva está compuesta por la pendiente de la curva de Vogel y la curva PI constante.
- Cuando el pozo produce tasas de líquido mayores que su tasa máxima de petróleo ($q_{o_{max}}$), se utiliza una línea recta porque la producción es principalmente agua.

2.9. Curva de demanda o eflujo - TPR (Tubing Performance Relationship) [10]

Representa la caída de presión necesaria para producir un fluido a través de la tubería de producción. A una tasa de flujo específica, este comportamiento se puede determinar por correlaciones. Esta curva muestra la presión que requiere o le demanda el sistema al fluido para que este pueda vencer la resistencia y llegue a un punto definido. Generalmente un nodo o una presión conocida. Las presiones necesarias para diferentes caudales se calculan partiendo del separador y encontrando el diferencial de presión existente hasta el sitio en consideración usando la teoría de flujo multifásico en dirección contraria al flujo. La representación gráfica mostrada en la Figura 7, señala que a la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (*Outflow*

Curve) y que, además, si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (*Inflow Performance Relationship*) y la de demanda es las VLP (*Vertical Lift Performance*).

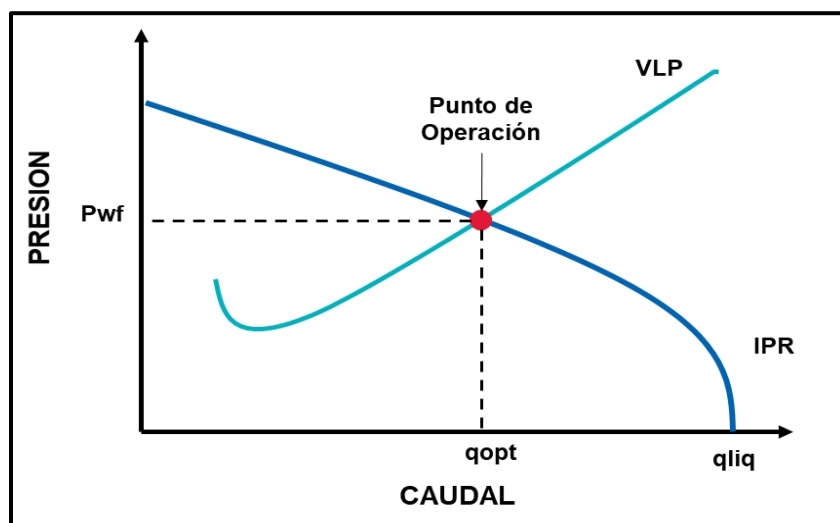


Figura 7. Curva de Análisis Nodal (VLP e IPR) ^[10]

2.10. Procedimiento de evaluación ^[11]

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

- **Flujo a través de un medio poroso (yacimiento):** considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- **Flujo a través de la tubería vertical (sistema de producción),** considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- **Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga),** considerando el manejo de estranguladores en superficie. Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios

entre estas posiciones de partida, se debe tener en cuenta que, para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

2.10.1. Parámetros necesarios

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de flujo
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido.
- Relación gas-líquido.
- Longitud y diámetro de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de la línea de flujo.
- Grado de desviación del pozo.

La selección del nodo o nodos iniciales depende principalmente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

2.11. Capacidad de producción del sistema ^[11]

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad

de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie. La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida (P_{ws}) y la presión final (P_{sep}):

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} =$ Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc. Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} , tal como se aprecia en la figura 8.

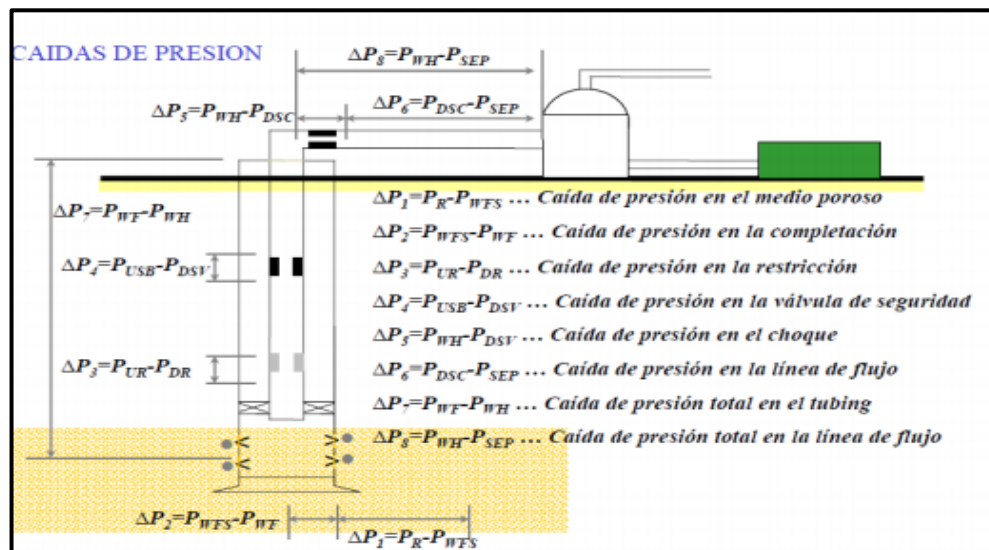


Figura 8. Pérdidas de presión en el sistema de producción ^[11]

2.12. Levantamiento Artificial ^[10]

Son sistemas que de acuerdo con su diseño se adecuan a las características del pozo para continuar su explotación. Generalmente, más de un método de levantamiento artificial puede ser usado. Cada método de levantamiento podrá ser clasificado de excelente a pobre de acuerdo con el cumplimiento del objetivo. Dependiendo de las consideraciones económicas, operacionales y características del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.) se podrá elegir un sistema u otro.

Un sistema artificial de producción es instalado cuando la presión en el yacimiento no es suficiente para elevar el crudo hasta la superficie, llegando al punto donde un pozo no produce un gasto económico rentable. Es decir, el yacimiento no cuenta con la energía suficiente (presión natural) como para producir los hidrocarburos en forma natural, o cuando los gastos de producción no son los deseados. Los métodos de levantamiento artificial más utilizados en Campo Boscán son los siguientes:

2.12.1. Bombeo Mecánico

Proporciona energía mecánica para elevar el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie. Es eficiente, simple y fácil de operar para el personal de campo. Puede bombear un pozo a una presión muy baja para maximizar la tasa de producción de petróleo. Es aplicable a hoyos pequeños, terminaciones múltiples y petróleos viscosos y de alta temperatura. El sistema también es fácil de cambiar a otros pozos con un costo mínimo. Las principales desventajas del bombeo de vigas incluyen fricción excesiva en pozos desviados, problemas sensibles a los sólidos, baja eficiencia en pozos gaseosos, profundidad limitada debido a la capacidad de la varilla y complicados en operaciones en alta mar. Las tendencias de bombeo mecánico incluyen controladores de bombeo mejorados, mejor separación de gas, bombas de manejo de gas y optimización utilizando tarjetas de superficie y de fondo de pozo.

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico básicamente se divide en componentes de superficie y de subsuelo, en superficie cuenta con una unidad, el motor principal (puede ser eléctrico o de combustión interna), la estructura, la caja reductora, los contrapesos, la barra lisa, prensa, estopas y el árbol de producción. Por su parte, en subsuelo posee la sarta de varillas, tubería de producción, el ancla de tubería si es requerida y la bomba de subsuelo.

2.12.2. Bombeo Eléctrico Sumergible ^[7]

Las bombas eléctricas sumergibles (BES) son fáciles de instalar y operar. Pueden levantar volúmenes extremadamente altos de yacimientos de petróleo altamente productivos. Los pozos desviados no presentan ningún problema. Las BES son aplicables a operaciones en alta mar. Los costos de elevación para grandes volúmenes son generalmente muy bajos. Las limitaciones para las aplicaciones de BES incluyen la disponibilidad de electricidad de alto voltaje, no aplicable a terminaciones múltiples, no apto para depósitos de petróleo profundos y de alta temperatura, la producción de gas y sólidos es problemática y costosa de instalar y reparar. Los sistemas BES tienen mayor potencia, operan en aplicaciones más calientes, se utilizan en instalaciones dobles y como unidades de repuesto en el fondo del pozo, e incluyen separación de aceite / agua en el fondo del pozo. Los problemas de arena y gas han dado lugar a nuevos productos. La automatización de los sistemas incluye monitoreo, análisis y control.

El BES es un levantamiento artificial relativamente eficiente. Bajo ciertas condiciones, es incluso más eficiente que el bombeo mecánico. Posee en subsuelo los siguientes componentes: la bomba, el motor, el cable eléctrico y el separador de gas. En superficie, posee el controlador de motor (o controlador de velocidad variable, VFD), los transformadores y los cables eléctricos de superficie.

El sistema BES en general funciona como cualquier bomba eléctrica comúnmente utilizada en otras aplicaciones industriales. En las operaciones de BES, la energía eléctrica se transporta al motor eléctrico del fondo del pozo a través de los cables eléctricos. Estos cables eléctricos se colocan en el costado de (y están conectados a) la tubería de producción. El cable eléctrico proporciona la energía eléctrica necesaria para accionar el motor eléctrico del fondo del pozo. El motor eléctrico impulsa la bomba y la bomba imparte energía al fluido en forma de energía hidráulica, que eleva el fluido a la superficie.

Para este estudio, el diseño de los cambios de sistema de levantamiento está dirigido a optimización mediante BES por lo que es necesario definir las principales características para el mejor diseño. Todos los fabricantes de los equipos BES publican en sus catálogos los diferentes tipos de bombas, protectores, motores, separadores de gas, *intakes*, equipo de superficie, entre otros equipos; para el caso específico de las bombas se tiene una curva de comportamiento en

donde aparecen las variables y las zonas de operación que las clasifican como se muestra en la figura 9.

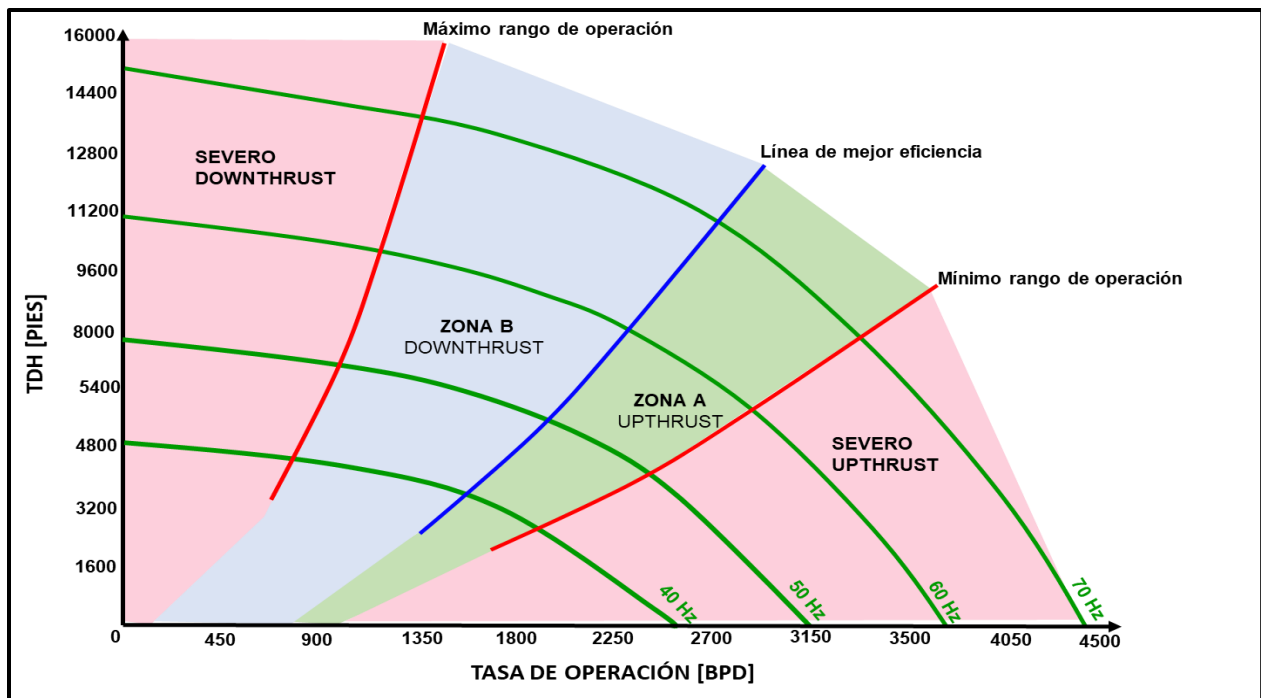


Figura 9. Curva de comportamiento de una BES de acuerdo a los fabricantes [8]

- **Eje Vertical: Carga dinámica total (TDH):** en el sistema BES está dado por la suma del nivel de fluido dinámico más la pérdida de fricción de la tubería más la presión de descarga (presión del tubing).
- **Eje Horizontal:** Barriles por día a condiciones de yacimiento.
- **Línea de rango óptimo de operación de la bomba:** está señalada por la línea azul en la curva, es la zona de acuerdo con el fabricante, que la bomba puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.
- **Zona A: Zona de empuje ascendente (*Upthrust operation*):** Es la zona donde la bomba está levantando mayor fluido de la que fue diseñado y construido. Por ejemplo, si fue diseñada para trabajar entre 2000 y 3500 barriles y trabaja la bomba levantando 5000 barriles de fluido por día.
- **Zona B: Zona de empuje descendente (*Downthrust operation*):** Es la zona donde la bomba está levantando menos fluido del que fue diseñado y construido.

Por ejemplo, si la bomba fue diseñada para levantar entre 500 y 3000 barriles de fluido por día y trabaja la bomba levantando 800 barriles de fluido por día.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, el criterio de diseño en muchas operaciones se basa en que el punto inicial de operación debe ubicarse en el medio de la curva azul de comportamiento que se presenta como ejemplo, pero del análisis teórico y las simulaciones que se hacen con los softwares comerciales a los resultados prácticos y reales en la operación, difiere mucho y esto hace que el punto inicial de comportamiento de la bomba inicialmente propuesto se desplace hacia la derecha o a la izquierda, dependiendo de los factores y condiciones del pozo que hacen la variación.

En concordancia con diversas investigaciones ^[8] se puede inferir y concluir que, en un sistema por Bombeo Electro Sumergible, el efecto que siempre va a tratar de imponerse es el sistema de empuje descendente (*Downthrust*). Por esta razón todos los estudios de optimización siempre van dirigidos a tratar siempre de reducir este empuje, esto significa que, si hay un fuerte empuje hacia abajo, el efecto de desgaste en una bomba de metal con metal, a pesar que existen las arandelas de presión (*Downthrust washers* y *Upthrust washers*) no son suficientes para que ese desgaste siga en su camino ascendente y que en algunos casos se llega a la destrucción de las etapas de la bomba. Dentro de las estadísticas de las operaciones de Bombas Electro Sumergibles en distintas locaciones domésticas y foráneas se ha observado que el resultado de las inspecciones y reparaciones de las bombas arrojan mayor porcentaje de desgaste de *Downthrust* que por desgaste por *Upthrust*.

Es por ello, que para este estudio se tendrá el criterio de diseño en la zona *Upthrust* en cuenta para los sistemas a optimizar en los pozos con respuesta positiva de presión de yacimiento de los pilotos de inyección de agua de Campo Boscán.

2.12.3. Bombeo de Cavidades Progresivas ^[13]

La bomba de cavidad progresiva (BCP) es una bomba de desplazamiento positivo, que utiliza un rotor de una sola hélice de rotación excéntrica, que gira dentro de un estator. El rotor generalmente está construido con una varilla de acero de alta resistencia, generalmente con doble cromado. El estator es un elastómero elástico en una configuración de doble hélice moldeado dentro de una carcasa de acero.

Los sistemas de bombeo de cavidad progresiva se pueden utilizar para levantar crudos pesados a un caudal variable. La producción de sólidos y gas libre presenta problemas mínimos. Se pueden instalar en pozos desviados y horizontales. Con su capacidad para mover grandes volúmenes de agua, la bomba de cavidad progresiva también se utiliza para pozos de fuentes de agua, deshidratación y metano de lecho de carbón. La BCP reduce los costos operativos generales al aumentar la eficiencia operativa al tiempo que reduce los requisitos de energía. Las principales desventajas de los BCP incluyen una vida útil corta (2 a 5 años) y un alto costo.

2.13. Producción primaria, secundaria y terciaria ^[14]

El petróleo se recupera de forma tradicional en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria, esas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica.

2.13.1. Mecanismos de producción primaria o natural

Luego de perforar, el yacimiento inicia su etapa de producción, en la mayoría de los casos, mediante las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean producidos. De esta manera, se encuentran los siguientes tipos de mecanismos:

2.13.1.1. Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos

Ocurre en los yacimientos donde todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo, por lo tanto, no existe un casquete de gas libre. A medida que se extraen fluidos por los pozos productores, la presión del yacimiento se reduce y el gas disuelto se expande generando la fuerza que empuja al petróleo. Es el mecanismo de recuperación más común, con una eficiencia de recobro en el orden de 25% del petróleo original existente en el yacimiento. Cuando existen condiciones adecuadas de las rocas y los fluidos, puede dar origen a un casquete de gas secundario que contribuye al aumento de la recuperación. En este tipo de mecanismo es muy importante controlar la relación entre la cantidad de gas y petróleo que se produce, con el objeto de no desperdiciar energía y promover, cuando se justifique, la formación de un casquete secundario de gas.

2.13.1.2. Empuje por segregación gravitacional

En algunos yacimientos con mecanismo de impulsión por gas disuelto, la inclinación de la roca es bastante pronunciada y ese factor facilita que el petróleo se desplace bajo la acción de la gravedad hacia la parte inferior. Al mismo tiempo, ocurre la migración de gas libre hacia la parte alta, formándose un casquete de gas secundario. Ese doble efecto de desplazamiento del

petróleo y la formación de un casquete contribuyen a mejorar el porcentaje de recuperación, el cual bajo condiciones óptimas puede alcanzar 40% del petróleo presente en el yacimiento.

2.13.1.3. Empuje por casquete de gas

En los yacimientos cuyo contenido original de gas ha sido mayor del que puede disolverse en el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes, el volumen de gas no disuelto forma un casquete sobre la zona de petróleo, el cual se expande a medida que el crudo fluye, ejerciendo un efecto de pistón de arriba hacia abajo que desplaza al petróleo. La recuperación del petróleo original en el yacimiento mediante este mecanismo puede ser hasta de 60%. La condición ideal es que el efecto de pistón del casquete se mantenga uniforme mediante un control efectivo de la producción de los pozos que evite la salida de gas libre y, por tanto, que se pierda la energía natural impulsora.

2.13.1.4. Empuje hidráulico

Ocurre cuando existe una capa de agua por debajo de la zona de petróleo, la cual puede ser original del yacimiento o provenir de un afloramiento que la alimenta desde la superficie. Aunque el agua es poco compresible, los grandes volúmenes que existen en el subsuelo acumulan una cantidad considerable de energía que, actuando en forma de pistón, de abajo hacia arriba, empuja los fluidos a través de los poros de las rocas, los eleva por la tubería productora del pozo y los desplaza por las instalaciones de superficie hasta las estaciones de recolección. Es uno de los mecanismos de empuje más eficientes, con un nivel de recuperación que puede llegar a 80% del petróleo original existente en el yacimiento. La vigilancia y control estricto de la producción de los pozos es un requisito indispensable para la eficiencia de este mecanismo, a fin de mantener la uniformidad del efecto de pistón y evitar la canalización o conificación del agua desde la capa acuífera hacia los pozos cercanos, con lo cual se aislarían volúmenes importantes de hidrocarburos.

2.13.1.5. Empuje combinado

En la mayoría de los yacimientos se presentan más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alternada o simultánea. En ambos casos, se dice que el yacimiento produce por empuje combinado.

Por ejemplo, se cita el caso del Campo Boscán, el cual ha sido desarrollado inicialmente mediante empuje por gas en solución, sin embargo, hacia la zona sur del mismo cuenta con un

acuífero que aporta energía suficiente, en forma de pistón, para mantener la presión en la zona y recuperar volúmenes importantes de hidrocarburos, mecanismo denominado empuje hidráulico.

La recuperación máxima mixta de petróleo por mecanismos primarios y secundarios ocurre cuando se inicia la inundación de agua en o cerca de la presión inicial del punto de burbuja. La inyección de agua comienza en un momento de la vida útil de un yacimiento cuando la presión de este está en un nivel alto, se conoce con frecuencia como un proyecto de mantenimiento de presión. Por otro lado, si la inyección de agua comienza en un momento en que la presión del depósito ha disminuido a un nivel bajo debido al agotamiento primario, el proceso de inyección generalmente se conoce como inundación de agua. En ambos casos, el agua inyectada desplaza al petróleo y es un proceso de desplazamiento dinámico. A continuación, se describen los conceptos específicos para entender este proceso.

2.14. Inyección de Agua ^[6]

Es el proceso de inyección de fluidos más utilizado en el mundo de hoy. Se ha reconocido desde 1880 que inyectar agua en una formación que contiene petróleo tiene el potencial de mejorar la recuperación de petróleo de la manera como se esquematiza en la figura 10. Sin embargo, la inyección de agua no experimentó una aplicación hasta la década de 1930, cuando se iniciaron varios proyectos de inyección, y no fue hasta principios de la década de 1950 que comenzó el actual auge de la inundación de agua. Las inundaciones de agua son responsables de una fracción significativa del petróleo que se produce actualmente en el mundo. De hecho, en el siglo XXI, la mayoría de los operadores comienzan a investigar la viabilidad de la inyección de agua en poco tiempo después del descubrimiento de campo inicial.

Las razones principales por las que la inyección de agua en el petróleo ha resultado exitosa y más utilizada en el proceso de recuperación son:

- Disponibilidad general de agua
- Bajo costo en relación con otros fluidos de inyección
- Facilidad para inyectar agua en una formación

- Alta eficiencia con la cual el agua desplaza al petróleo

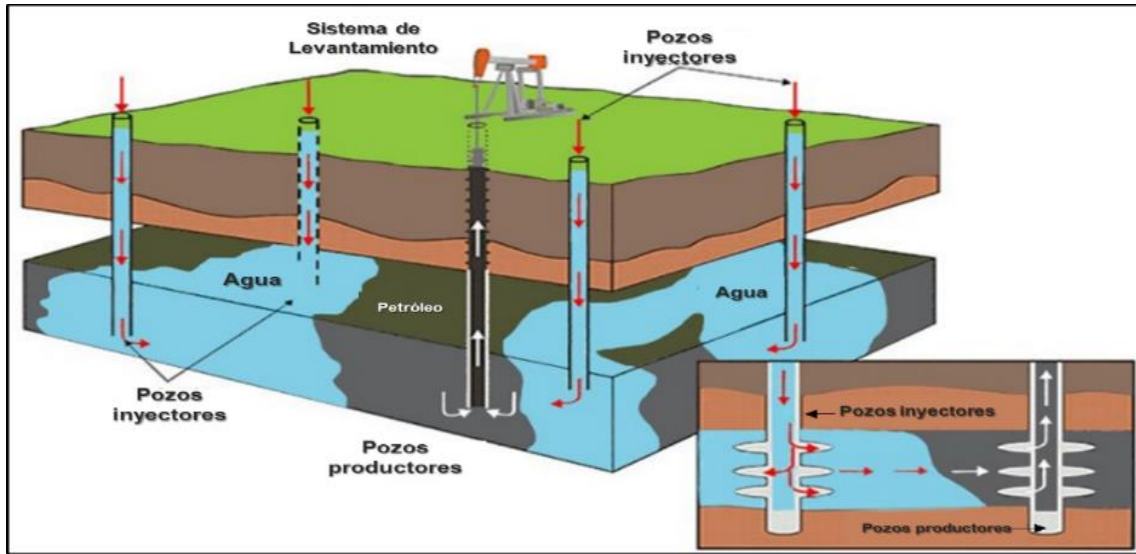


Figura 10. Esquema de la inyección de agua [6]

2.14.1. Tipos de inyección [15]

2.14.1.1. Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, es decir, en los flancos del yacimiento. También conocida como inyección tradicional (en el acuífero o cerca del contacto agua-petróleo). La estructura favorece la inyección, los pozos se colocan en el acuífero fuera de la zona de petróleo como se aprecia en la figura 11. Se utilizan pocos pozos, a veces no se requiere de perforar pozos nuevos (inyectores) ya que se puede hacer un trabajo a un pozo que dejó de ser productor. No es posible llevar un seguimiento al frente de inyección.

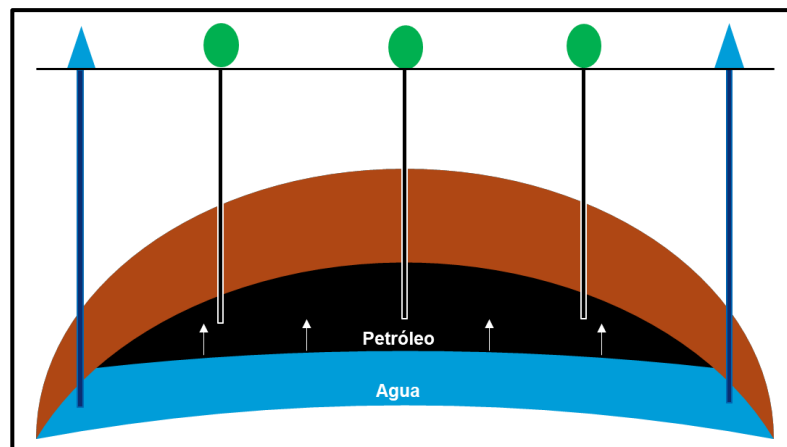


Figura 11. Inyección de agua externa [15]

Ventajas:

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere de la perforación de pozos adicionales, puesto que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores.
- Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua

Desventajas:

- No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento, y por lo tanto la recuperación de la inversión es a largo plazo.

2.14.1.2. Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo a través de un arreglo geométrico de pozos inyectores y productores. La selección del arreglo depende de la estructura del yacimiento y sus límites, continuidad de las arenas, de la porosidad y permeabilidad y números de pozos. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los productores (interespaciados).

Ventajas:

- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos debido a que la distancia inyector es pequeña.
- Elevadas eficiencias de barrido areal.
- Rápida respuesta del yacimiento.
- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
- El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas:

- Es más riesgosa.
- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión.
- Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

2.14.2. Arreglos de pozos

Se han desarrollado muchos campos para la recuperación primaria y secundaria utilizando un espacio irregular entre pozos. En general, se cree que la separación relativamente uniforme de los pozos y los patrones de perforación conducen a una mejor recuperación que con los patrones irregulares. El drenaje ideal o patrón secundario debe considerar la continuidad del yacimiento, la permeabilidad direccional y la distribución de la presión del yacimiento.

En el momento en que comienza una inundación de agua, un campo puede estar completamente desarrollado. Dado que los pozos de relleno son caros de perforar y equipar, el desarrollo de inundaciones de agua generalmente utiliza patrones de pozos (o falta de ellos) existentes al comienzo de la inyección. Cuando existen patrones irregulares, puede ser conveniente rellenar el taladro y regularizar la inundación. Este proceso generalmente resulta en una recuperación incremental de petróleo, pero esta recuperación adicional puede ser difícil de cuantificar sin un estudio completo de simulación geológica y numérica.

Pocos patrones regulares ideales existen en las operaciones de campo. Los pozos pueden existir de tal manera que haya un patrón aparente, pero un análisis cuidadoso de elementos como la permeabilidad direccional, los desequilibrios entre la inyección y la extracción y la discontinuidad lateral de la roca del yacimiento hacen que el "flujo real" dentro del yacimiento sea bastante diferente a la indicada consideración de solo ubicaciones de pozo. Aun así, para comprender el comportamiento de las inundaciones, es esencial que se aprenda la comprensión de los patrones de inundación comúnmente utilizados.

2.14.3. Tipos de arreglos

2.14.5.3. Empuje en línea directa

Para alcanzar una eficiencia de barrido del 100% en el momento de la ruptura, se debe inyectar el fluido sobre un plano vertical. Esto físicamente no es posible, pero se puede aproximar a un arreglo donde los pozos productores e inyectores directamente se balanceen unos con otros como se muestra en la figura 12.

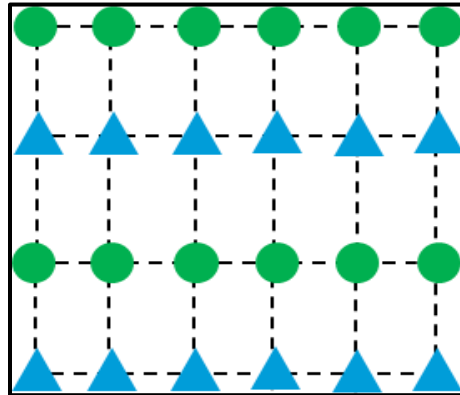


Figura 12. Empuje de línea directa ^[15]

2.14.5.4. Empuje en línea alterna

Es una modificación del arreglo de empuje en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea una distancia igual a la mitad de ella. De esta manera, un pozo productor es ubicado en el centro de un rectángulo con inyectores en los vértices como se muestra en la figura 13.

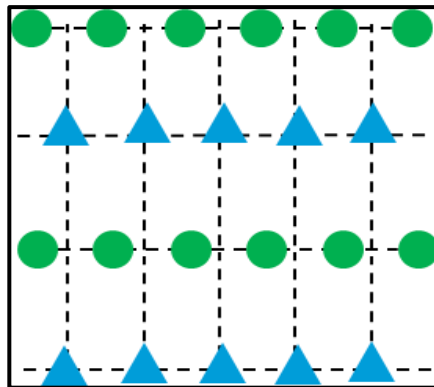


Figura 13. Empuje por línea alterna ^[15]

2.14.5.5. Arreglos de 4 pozos

El arreglo de 4 pozos, también llamado arreglo triangular o de 7 pozos invertido, se diferencia del anterior en la posición que ocupan los productores e inyectores. En este caso, los pozos de inyección se colocan en el centro del hexágono y los de producción en los vértices. Este arreglo puede también considerarse formado por triángulos equiláteros con 3 pozos con inyección en los vértices y uno de producción en el centro como se muestra en la figura 14.

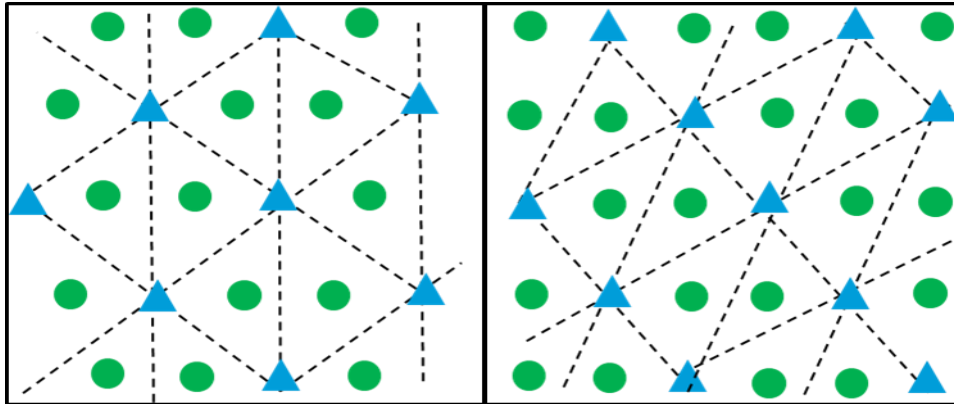


Figura 14. Arreglo de cuatro pozos normal (izquierda) y oblicuo (derecha) ^[15]

2.14.5.6. Arreglos de 5 pozos

Este es el tipo de arreglos más usado. El patrón requerido exige perforar pozos formando un cuadrado y que la relación pozos inyectores a pozos productores sea la unidad apreciable en la figura 15. Este tipo de arreglos es altamente conductivo, ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor. Además, el patrón proporciona una buena eficiencia de barrido.

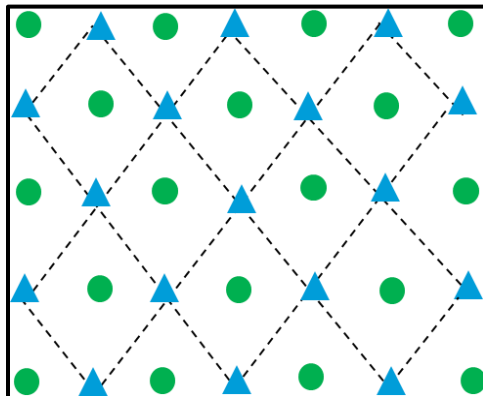


Figura 15. Arreglo de 5 pozos ^[15]

2.14.5.7. Arreglos de 7 pozos

Este tipo de arreglos tiene 2 pozos inyectores por cada pozo productor y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja. Muy raras veces se encuentran un campo perforado siguiendo este tipo de arreglo. El patrón del modelo es un triángulo equilátero o puede considerarse un arreglo en línea alterna. Si el campo no ha sido desarrollado según este patrón, se requieren varios pozos interespaciados para hacer posible repetir el patrón como se muestra en la figura 15.

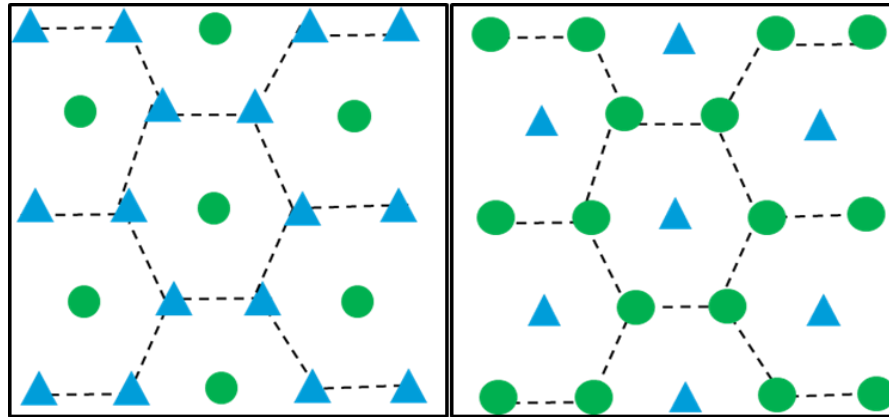


Figura 16. Arreglo de 7 pozos normal (izquierdo) e invertido (derecho) ^[15]

2.14.5.8. Arreglo de 9 pozos

Este tipo de arreglo puede desarrollarse con pozos perforados formando un cuadrado visible en la figura 17, con los pozos de inyección en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado y con el productor ubicado en el centro de este.

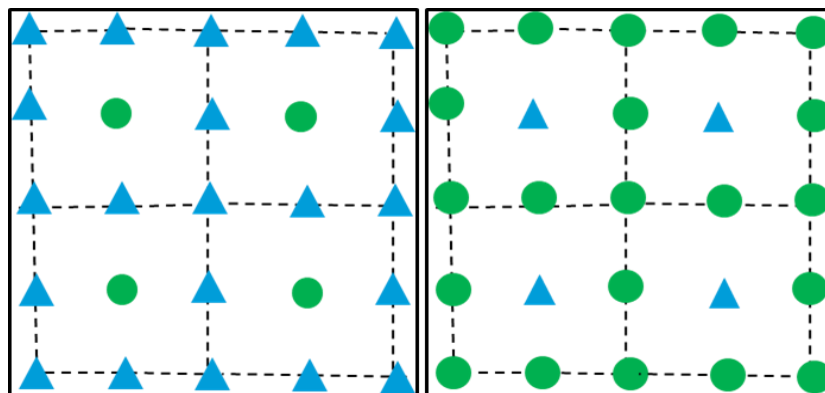


Figura 17. Arreglo de 9 pozos normal (izquierdo) e invertido (derecho) ^[15]

2.14.6. Consideraciones para la selección de un arreglo de inyección

En la planificación de una inyección de agua se debe considerar que el arreglo propuesto cumpla con las siguientes consideraciones:

- Proporcionar la producción de petróleo deseada.
- Proporcionar una cuota de inyección de agua suficiente para obtener la productividad de petróleo deseada.
- Aumentar la recuperación de petróleo con poca producción de agua.
- Aprovechar las faltas de uniformidad conocidas del yacimiento; como la permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, inclinación etc.
- Aprovechar el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores en predios adyacentes

2.14.7. Factores que controlan la recuperación en un proyecto de inyección de agua ^[14]

2.14.7.1. Geometría del yacimiento

Las operaciones de inyección de agua son llevadas a cabo en campos que exhiben un moderado relieve estructural, donde la acumulación de petróleo se encuentra en trampas estratigráficas. Como estos yacimientos generalmente han sido producidos con empuje de gas en solución y no han recibido beneficios de un empuje natural de agua o de otro tipo de energía de desplazamiento, poseen altas saturaciones de petróleo después de una producción primaria, siendo atractivos para operaciones de recuperación secundaria. Así, la localización de los pozos de inyección y de producción debe adaptarse a las propiedades y condiciones que se conocen de la arena.

2.14.7.2. Litología

La composición mineralógica de los granos de arena y del material cementante que se ha observado en varias arenas petrolíferas después de haber sido invadidas de agua, puede ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual, esto se debe a que el fluido puede reaccionar con la arena y/o arcilla y modificar la porosidad, ya sea aumentándola o disminuyéndola.

2.14.7.3. Profundidad del yacimiento

Considera varios factores: a) si es demasiado grande para permitir reperforar económicamente rentable y si los pozos viejos deben ser utilizados como inyectores y productores, no se pueden esperar altos recobros; b) en los yacimientos profundos, las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros, ya que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de encogimiento fue grande y, por lo tanto, quedado menos petróleo; y c) grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

2.14.7.4. Propiedades petrofísicas: Porosidad y Permeabilidad

La recuperación total de un yacimiento es directamente dependiente de la porosidad, debido a que ésta determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo.

Mientras que, la tasa de inyección de fluidos en un yacimiento está controlada por la permeabilidad, por lo que en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento es necesario conocer: la máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento y la relación entre tasas y espaciamento a partir de datos de presión – permeabilidad. Entre menos heterogénea sea esta propiedad, mayor éxito se obtendrá en un programa de inyección de agua.

2.14.7.5. Propiedades roca-fluidos y de los fluidos

La viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca yacimiento son propiedades que afectan directamente a aquellas relaciones que dependen de ellas como lo es la razón de movilidad. En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad está relacionada con la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del petróleo en la zona de petróleo.

2.14.7.6. Razón de movilidad

Puede visualizarse como una medida relativa de la tasa de petróleo que se mueve delante del frente de invasión con respecto al movimiento de la tasa de agua detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas son iguales. Una razón de movilidad igual a 1,0 indica que el petróleo y el agua se mueven a la misma velocidad relativa. Cuando $M < 1,0$, el agua se mueve más lenta que el petróleo, conduciendo a altas saturaciones de agua a la

ruptura y a altas eficiencias de desplazamiento. Para valores de $M > 1,0$ indican que el agua detrás del frente se mueve más rápido que el petróleo que se encuentra delante del frente; la eficiencia de desplazamiento se reduce y el petróleo que queda detrás se recupera después de haber inyectado grandes volúmenes de agua, esto debido a dos efectos: pequeñas áreas barridas a la ruptura e influencia del grado de estratificación.

2.14.7.7. Continuidad de las propiedades de la roca

El flujo de fluido en el yacimiento es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación, la continuidad es primordial. Si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en distancias laterales relativamente cortas, o si está presente una arena uniforme. Además, un estudio de núcleos nos puede dar evidencias de estratificaciones cruzadas y fracturamiento. Estas situaciones deben ser consideradas en la determinación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento que estará afectado durante el programa de inyección.

2.14.7.8. Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos

Cuando mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la invasión, mayor será la eficiencia de recobro y, si este es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión, por lo general, será mayor. Igualmente, la saturación de petróleo residual que queda después de la invasión está relacionada con la adaptabilidad del proceso, y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será el recobro final y mayores ganancias. No obstante, es de gran interés conocer la saturación inicial de agua connata para determinar la saturación de petróleo inicial; bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

2.14.7.9. Tasa de inyección y buzamiento de las formaciones

El efecto del buzamiento de la formación y la tasa de inyección están relacionados entre sí. En general, cuando se inyecta agua y el desplazamiento es buzamiento arriba, se obtiene una mejor eficiencia inyectando a bajas tasas, para que las fuerzas de gravedad controlen el fenómeno. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, se debe inyectar a altas tasas, para que el agua tenga menos oportunidad de analizarse a través del petróleo. Para una tasa de inyección

constante, la eficiencia de desplazamiento aumenta si la inyección es buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento aumenta; y disminuye si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta.

Para evaluar la producción en el tiempo o un pronóstico de esta con la aplicación de un proyecto de recuperación secundaria es imprescindible evaluar el comportamiento futuro de la misma para tener una aproximación del incremental que se tendrá a futuro, para ello se consideran evaluar el rendimiento de un pozo mediante curvas de declinación.

2.15. Curvas de Declinación ^[16] ^[17]

El análisis de la declinación es un medio tradicional para identificar problemas de producción de pozos y predecir el rendimiento y la vida útil de los pozos en base a datos de producción reales. Utiliza modelos empíricos de declive que tienen pocas justificaciones fundamentales. El análisis de curvas de declinación de Arps se basa en la extrapolación de la producción sobre una gráfica de los datos de producción (q vs t) hasta el abandono. Arps desarrollo un modelo matemático-empírico donde identifica tres tipos de declinación de gastos de producción durante el flujo denominado por la frontera, estos modelos incluyen las siguientes declinaciones:

- Declinación exponencial (disminución fraccional constante)
- Declinación armónica
- Declinación hiperbólica

Aunque el modelo de disminución hiperbólica es más general, los otros dos modelos son degeneraciones del modelo de disminución hiperbólica. Estos tres modelos están relacionados a través de la siguiente ecuación de tasa de disminución relativa:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -bq^d \quad \text{Ecuación 6}$$

donde b y d son constantes empíricas que se determinarán en función de los datos de producción.

Como se aprecia en la figura 18, cuando b= 0, la ecuación degenera a un modelo de disminución exponencial, y cuando b = 1, la ecuación produce un modelo de disminución

armónica. Cuando $0 < b < 1$, la ecuación deriva un modelo de disminución hiperbólica. Los modelos de declinación son aplicables tanto a los pozos de petróleo como a los de gas.

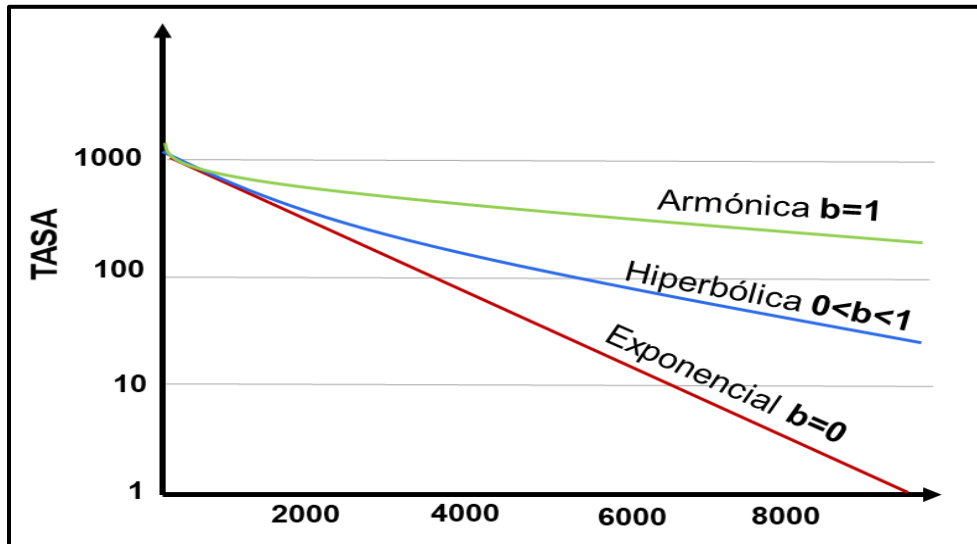


Figura 18. Tipos de declinaciones de Arps en un gráfico semilogarítmico ^[17]

En la Tabla 1, se representan las ecuaciones de Arps, los valores del exponente de declinación, así como las ecuaciones para el gasto y producción acumulada:

Tabla 1. Expresiones de declinación de Arps ^[16]

TIPO DE DECLINACIÓN	b	CAUDAL	PRODUCCIÓN ACUMULADA
Exponencial	$b = 0$	$q(t) = q_i e^{-D_i t}$	$Np = \frac{1}{D_i} (q_i - q)$
Hiperbólica	$0 < b < 1$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i b t)^{1/b}}$	$Np = \frac{q_i^b}{D_i (1 - b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)})$
Armónica	$b = 1$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t)$

2.15.1. Declinación Exponencial

Arps define la ecuación cuando la disminución en el caudal de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción, por lo cual resulta en una línea recta sobre una gráfica semilogarítmica $[(\log(q) \text{ vs } t)]$. La cuál se simplifica mediante el uso de $b=0$ y la rapidez

de la declinación, D , que es la pendiente de la recta obtenida. La ecuación para el gasto de la declinación exponencial se muestra a continuación:

$$q(t) = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ecuación 7}$$

donde:

q : Gasto de producción (bpd, pcd).

q_i : Gasto de producción inicial (bpd, pcd).

D : Rapidez de declinación (días^{-1}).

t : tiempo (días).

El área bajo la curva de declinación del caudal contra el tiempo entre un intervalo de tiempo es la cantidad de la producción acumulada de petróleo o gas durante ese lapso, la ecuación representa la producción acumulada de la declinación exponencial.

$$Np = \frac{(q_i - q)}{D} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

q : Gasto de producción (bpd, pcd).

q_i : Gasto de producción e inicial (bpd, pcd).

D : Rapidez de declinación (días^{-1}).

Np : Producción acumulada (bbl, pc).

La figura 19 describe la trayectoria de la curva de declinación exponencial junto con la ecuación para el caudal y su ecuación para la producción acumulada. La declinación exponencial es una de las curvas más empleadas en la industria gracias a su simplicidad y proporciona una respuesta más conservadora de las reservas futuras.

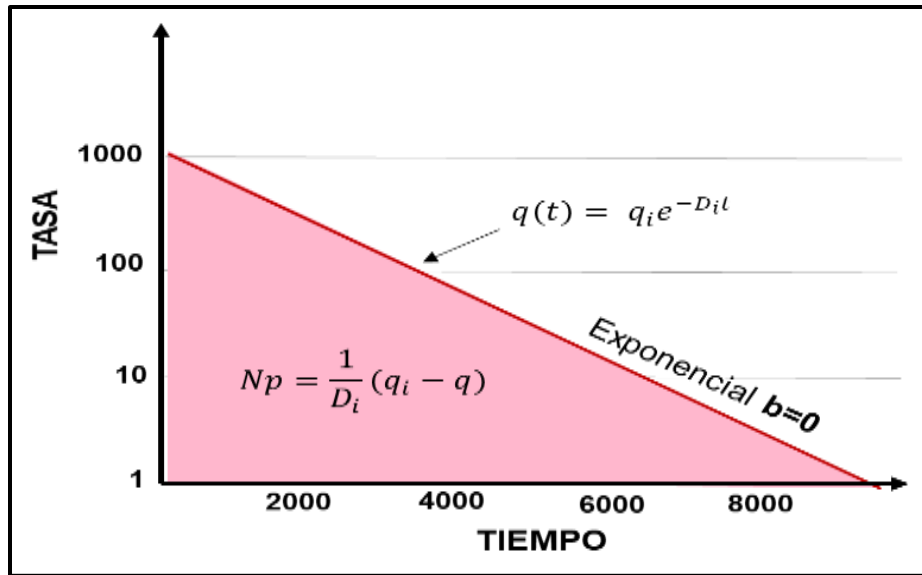


Figura 19. Gráfica de la curva de declinación exponencial junto a sus ecuaciones ^[16]

2.15.2. Declinación Hiperbólica

La ecuación que presenta Arps para el caudal la declinación hiperbólica es la siguiente

$$q(t) = \frac{q_i}{(bD_it+1)^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ecuación 9}$$

dónde:

q: Gasto de producción (bpd, pcd).

qi: Gasto de producción inicial (bpd, pcd).

D: Rapidez de declinación (días⁻¹).

t: tiempo (días).

b: Exponente de declinación.

El área bajo la curva de declinación hiperbólica un intervalo de tiempo es la cantidad de la producción acumulada de aceite o gas durante ese lapso, donde la ecuación 10 representa la producción acumulada de la declinación exponencial y posee un comportamiento como el mostrado en la figura 20.

$$Np = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} [q_i^{(b-1)} - q^{(b-1)}] \quad \text{Ecuación 10}$$

donde:

q : Gasto de producción (bpd, pcd).

q_i : Gasto de producción inicial (bpd, pcd).

D : Rapidez de declinación (días⁻¹).

b : Exponente de declinación (adimensional).

Np : Producción acumulada (bbl, pc).

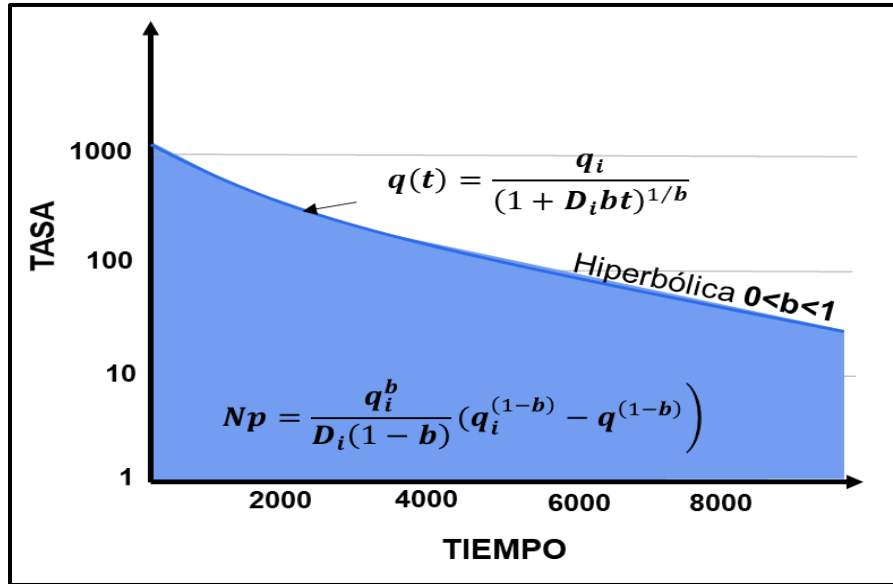


Figura 20. Gráfica de la curva de declinación hiperbólica junto a sus ecuaciones [16]

2.15.3. Declinación Armónica

La representación del caudal de la declinación armónica, de igual modo se integra con respecto a un intervalo de tiempo para obtener el área bajo la curva que representa la ecuación para la producción acumulada. En la figura 21 se aprecia el comportamiento que describe esta declinación.

$$q(t) = \frac{q_i}{(tD_i + 1)^2} \quad \text{Ecuación 11}$$

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i \cdot t) \quad \text{Ecuación 12}$$

dónde:

q: Gasto de producción (bpd, pcd).

qi: Gasto de producción inicial (bpd, pcd).

D: Rapidez de declinación (días⁻¹).

b: Exponente de declinación (adimensional).

Np: Producción acumulada (bbl, pc).

t: tiempo (días).

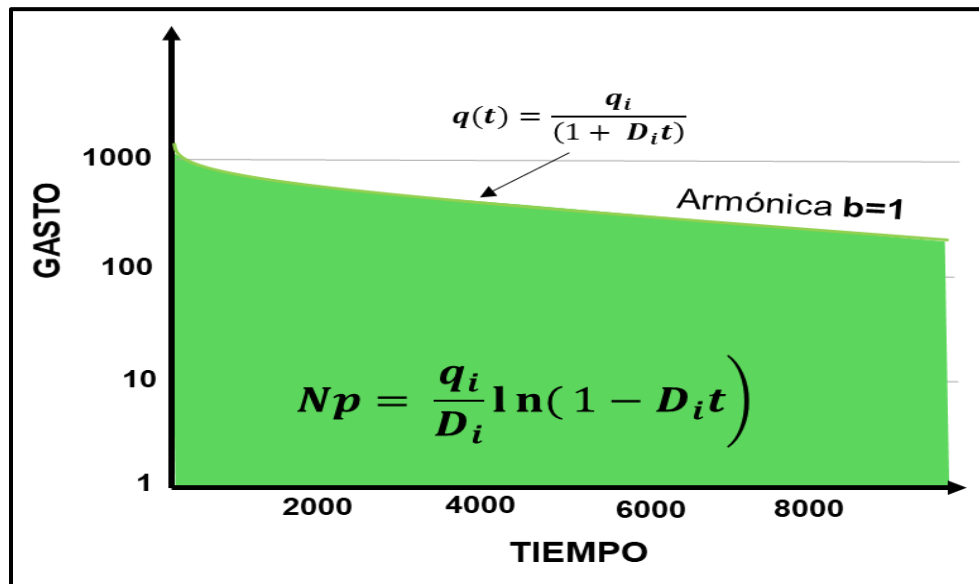


Figura 21. Gráfica de la curva de declinación armónica junto a sus ecuaciones ^[16]

2.16. Análisis económico ^[17]

Una de las fases más importantes antes de comenzar cualquier proyecto, con independencia de cuáles sean sus características, consiste en determinar su viabilidad económica, con el propósito de analizar si su puesta en marcha es factible o no identificando sus ventajas y desventajas de acuerdo con la inversión de capital necesaria para su ejecución. Sin embargo, la eficacia del estudio dependerá de si se han tenido en cuenta todos los factores que intervienen en el proceso y que pueden suponer un grave riesgo para el éxito de este.

Los conceptos para tomar en cuenta durante los análisis económicos son, entre otros, los siguientes:

2.16.1. Costos de inversión

Los costos de inversión, llamados también costos pre operativos o por sus siglas en inglés CAPEX (*Capital Expenditures*), son aquellos que se capitalizan en la adquisición de los activos o equipos necesarios para poner un proyecto en funcionamiento; es decir, son todos aquellos costos que se dan desde la conceptualización de la idea que da origen al proyecto hasta poco antes de adquirir su producción. En esta etapa pre operativa (donde se generan los costos de inversión), deben ser tomados en cuenta estudios pertinentes de factibilidad, ingeniería conceptual y de detalle, licencias, entre otros; que aseguren la ejecución exitosa del proyecto.

2.16.2. Costos de producción

Los costos de producción, llamados también costos de operación o por sus siglas en inglés OPEX (*Operational Expenditures*) son los gastos necesarios para mantener operativo y/o en funcionamiento un proyecto o equipo hasta el final de su vida útil, el cual, le genera ingresos a la corporación. A diferencia de los costos de inversión que se dan una sola vez, los costos operativos son periódicos.

2.16.3. Parámetros económicos ^[18]

2.16.3.1. Valor Presente Neto (VPN)

También conocido como NPV (*Net Present Value*), es un indicador de valor absoluto que define el tiempo y el valor ajustado al riesgo de la inversión. Es una medición económica clave y uno de los muchos criterios de decisión utilizados en el análisis de decisiones. Para calcular el Valor Presente Neto, se traen todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. Por tanto, cada entrada y salida de efectivo se descuenta a su valor presente (VP). Luego se suman, tal y como establece la siguiente fórmula:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación 13}$$

El enfoque preferido de Chevron utiliza el descuento a mitad de año quedando la fórmula de la siguiente manera:

$$VPN = \left[\frac{CF_n}{(1+i)^{n-0.5}} \right] \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

I_0 : Inversión inicial

i : tasa de descuento (el valor de Chevron es 10%)

n : número de períodos de tiempo

CF_n = flujo de efectivo en el período n

El Valor Presente Neto sirva para generar dos tipos de decisiones: ver si las inversiones son efectuables y ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión se basan en lo siguiente:

- **VPN > 0**: la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VPN = 0**: el proyecto de inversión no generará beneficios ni pérdidas, por lo que su realización resultará indiferente.
- **VPN < 0**: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

En resumen, un proyecto de inversión de capital debería aceptarse si tiene un valor presente neto positivo, cuando los flujos de efectivo esperados se descuentan al costo de oportunidad. Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VPN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

2.16.3.2. Valor Presente la inversión (VPI)

Trae al tiempo presente los costos de inversión descontándolos a una tasa de interés determinada. En inglés recibe el nombre de *Present Value of Investment* (PVI). Su planteamiento viene dado por la siguiente formula:

$$VPI = \left[\frac{(CAPEX)n}{(1+i)^{n-0.5}} \right] \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

i : tasa de descuento (el valor de Chevron es 10%)

n : número de períodos de tiempo

CAPEX: Costos de inversión en el periodo n

2.16.3.3. Valor de Creación (VC)

Establece la cantidad de dinero recuperado por cada unidad monetaria invertida. Se calcula mediante la expresión

$$VC = VPN - 0,3 * VPI \quad \text{Ecuación 16}$$

2.16.3.4. Índice de rentabilidad descontado (IRD)

Conocido en inglés como *Discounted Profitability Index* (DPI) es una métrica económica clave y es un criterio de decisión importante utilizado en el análisis de inversiones y el análisis de decisiones. El DPI es igual a:

$$DPI = 1 + \frac{VPN}{VPI} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

VPI: Valor Presente de la Inversión

Es un indicador de cuánto valor se agrega por dólar invertido (es decir, qué tan eficiente es el proyecto en el uso de capital). El DPI es útil en situaciones en las que el entorno de inversión está restringido como métrica de asignación de capital. El denominador del índice DPI tiene como objetivo capturar todas las inversiones de capital antes de impuestos y gastos exploratorios, excluyendo la mayoría de los OPEX, a lo largo de la vida del proyecto. El DPI se utiliza mejor para comparar proyectos mutuamente excluyentes de riesgo similar y perfil de flujo de efectivo. Al comparar proyectos diferentes, un valor más bajo no implica necesariamente que la oportunidad deba rechazarse, ya que puede tener diferentes perfiles de riesgo.

2.17. Campo Boscán

2.17.1. Ubicación geográfica del yacimiento ^[5]

Campo Boscán está situado a 40 kilómetros al suroeste de la ciudad de Maracaibo en el estado Zulia, Venezuela, en la cuenca del Lago de Maracaibo, como se aprecia en la figura 22. Abarca un área aproximada de 660 kilómetros cuadrados. El campo produce crudo asfáltico de 10,5 grados 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 4000-9600 pies. El campo fue descubierto en 1945 la *Richmond Exploration Company* (Chevron) con la perforación del pozo Zulia 7F-1 (rebautizado BN 0257) que produjo 730 barriles por día. El campo actualmente es operado por la Empresa Mixta Petroboscán, una empresa conjunta entre Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Chevron Corp.

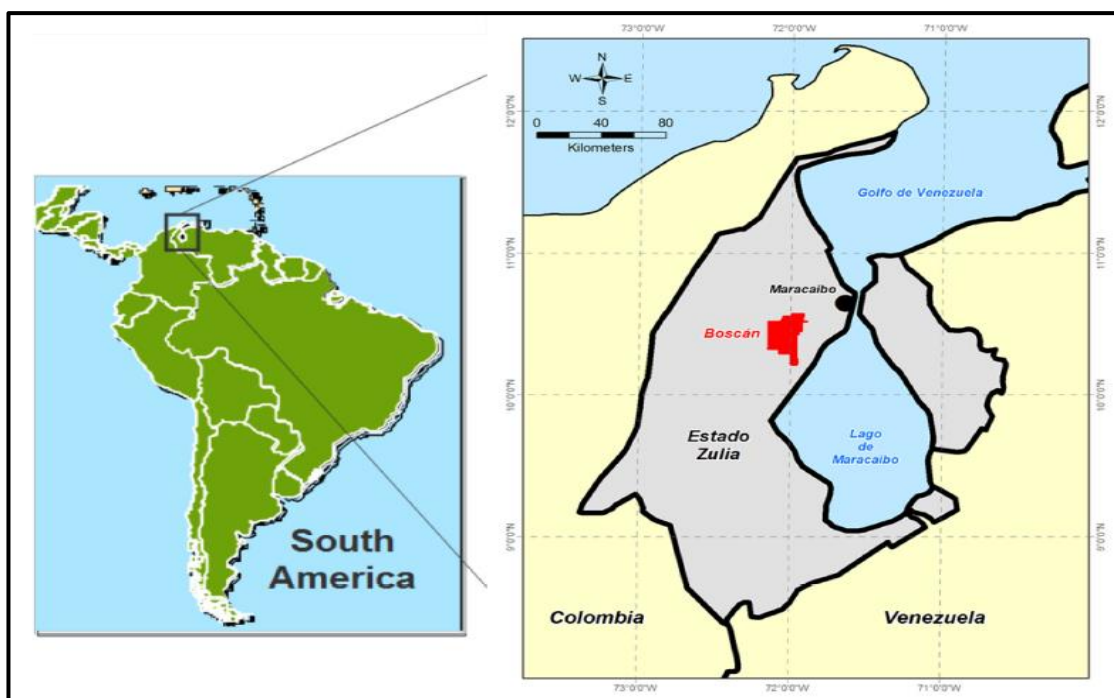


Figura 22. Ubicación de Campo Boscán en el Estado Zulia – Venezuela ^[5]

2.17.2. Geología Estratigráfica ^[4]

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

areniscas del Eoceno son parte de la formación Misoa y forman la sección productiva del yacimiento.

Las arenas de la formación Misoa de edad Eoceno, fueron depositadas en un gran complejo fluvial - deltaico influenciado por mareas cubriendo gran parte de la cuenca de Maracaibo y siendo la unidad de yacimiento principal, la cual consiste inicialmente de canales y barras amalgamados. 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 en un intervalo lutítico, denso, más desarrollado hacia el norte del campo y adelgazándose hacia el sur, como se muestra en la figura 23.

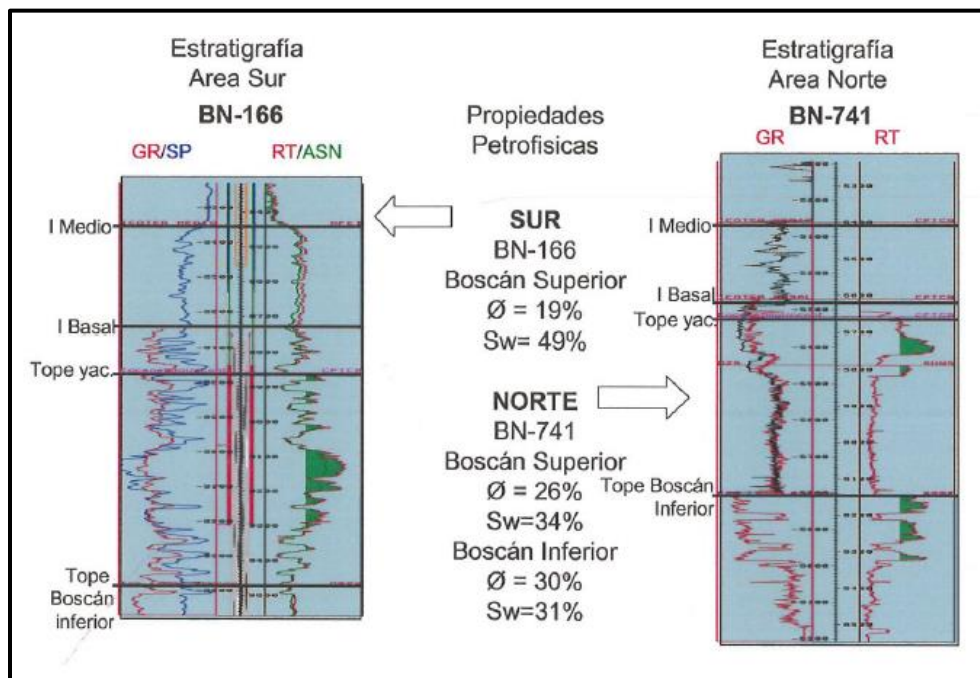


Figura 23. Intervalos yacimientos de Campo Boscán, Boscán Superior e Inferior [5]

Aunque la relación arena neta – arena bruta es alta y el yacimiento está 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 existen. Aún en un espaciamiento de 333 metros las correlaciones son tenues. Las unidades de flujo en cada pozo pueden ser de manera clara identificables, pero frecuentemente no se observa que se extiendan a los pozos circundantes.

2.17.3. Geología Estructural ^[5]

Estructuralmente el campo Boscán es un monoclinal de inmersión (superficie plana y basculante) 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 crudo 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 mostrados en la figura 24.

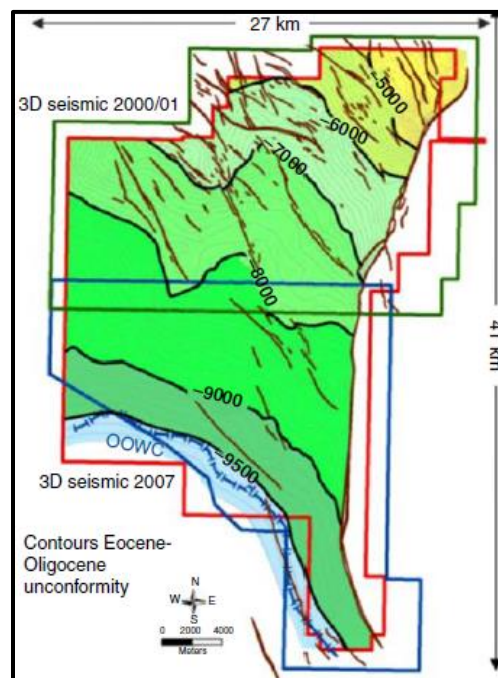


Figura 24. Mapa Estructural Campo Boscán ^[5]

La trampa de la sección productiva en el campo está asociada con una discordancia regional entre la Formación Icoatea Oligoceno y las areniscas del Eoceno más antiguas. Las lutitas y otras formaciones cerradas en la Formación Icoatea proporcionan la trampa que impide la migración vertical. En el lado este del campo, una gran falla de deslizamiento proporciona una captura adicional de petróleo, evitando que se mueva lateralmente hacia el este. Esta falla es denominada Falla Boscán.

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 Cretácico. La dirección de rumbo de la falla es suroeste - noreste 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 sureste - noroeste formando ángulo recto al sistema de fallamiento más viejo.

Dos fases de fallamiento más recientes: corrimientos en altos ángulos y movimientos transcurren lateral sinistral reactivado. La fase más temprana incluye fallas inversas (sobre corrimiento) en la porción occidental del campo. Estas fallas han invertidos los paquetes deposicionales 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 sureste – noroeste, siendo consistente con el desplazamiento lateral izquierdo a lo largo de la falla principal de Boscán. 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.

2.17.4. Categorías

En la actualidad, campo Boscán posee más de 1000 pozos entre las distintas categorías de estado de pozo descritas a continuación:

- **Categoría 1:** Pozos productores activos.
- **Categoría 2:** Pozos en espera de una acción menor para volver a la producción, como un cambio de bomba y / o reemplazo de infraestructura.

- **Categoría 3:** Pozos que esperan en un trabajo de reacondicionamiento mayor (MRWO por sus siglas en ingles). Los pozos se cierran debido a problemas mecánicos graves que requieren un plan de intervención / remediación y una inversión significativa (<20% del costo del pozo nuevo).
- **Categoría 4:** Aún en definición.
- **Categoría 5:** Pozos en espera de abandono.
- **Categoría 6:** Pozos de ventilación de gas.
- **Categoría 7:** Pozos productores de gas.
- **Categoría 8:** Pozos de inyección de agua (Activo, Inactivo y Disposición).
- **Categoría 9:** Pozos abandonados (productores e inyectores), incluye algunos pozos nuevos que no han sido oficializados.

2.17.5. Características del yacimiento ^[4]

Tabla 2. Características principales de Campo Boscán

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
Profundidad (pies)	4000 -9600
Espesor promedio (pies)	200
Permeabilidad promedio (mD)	500
Porosidad promedio	0.22
Promedio de presión inicial @7650 ft (lpca)	3450
Temperatura promedio (°F)	150 – 190
Gravedad API	10,5
Viscosidad petróleo vivo (cP)	150 – 350
Presión de burbuja (lpca)	1350
RGP (PCN/BN)	130
Salinidad del agua de formación (ppm)	3000 – 6000
Viscosidad del agua de formación (cP)	0.326

2.17.6. Contacto Agua – Petróleo [4]

En el flanco sureste del campo solo seis pozos encontraron un contacto dentro de la sección perforada. 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 25 indica que el contacto original agua – petróleo (CAPO) en la parte suroeste del campo se encuentra en el rango de los 9.345 y 9.420 pies mientras que hacia el sureste el rango oscila entre 9.400 y 9.585 pies, siendo el valor más probable 9.525 pies.

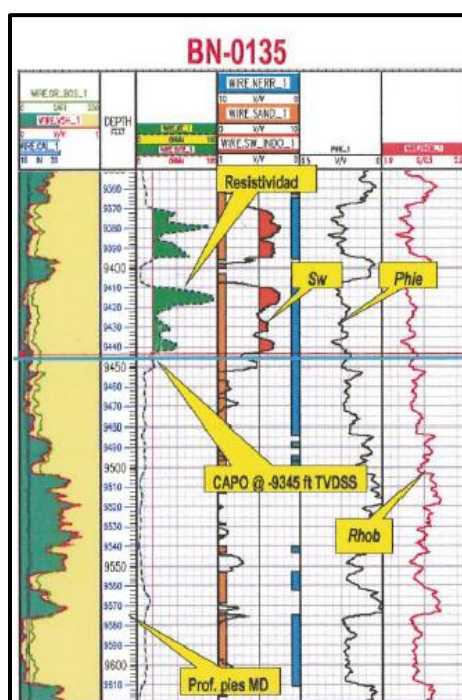


Figura 25. Contacto Agua - Petróleo a 9435 pies, pozo BN 0135 [4]

2.17.7. Litología [4]

La formación Misoa está constituida litológicamente por lutitas gris oscuro, interestratificadas con lutitas arenosas, areniscas grises y algunas capas de carbón. Las areniscas de esta formación constituyen uno de los yacimientos petrolíferos más importantes del Lago de Maracaibo. Esta formación ha sido subdividida informalmente en paquetes de arenas separadas por lutitas: Sibucara, Pta. Gorda, Ramillete y Arenas Superiores de Boscán, constituido este último por areniscas bien desarrolladas, de gran espesor, poco consolidadas,

porosas de grano fino a medio depositadas durante el Eoceno con anterioridad a la discordancia Eoceno Superior / Oligoceno.

En el Campo se cuenta con las arenas de Boscán Superior y Boscán Inferior, ambas arenas pertenecientes a la formación Misoa y al yacimiento IB/BS101. Las arenas petrolíferas de Boscán Superior son extensas y representan el objetivo de la inyección de agua en Campo Boscán.

Las arenas petrolíferas de Boscán Inferior están presentes en toda el área del campo, aunque hacia el sur y parte del centro del campo son de menor espesor que las de Boscán Superior y se encuentran inundadas por el acuífero existente. Mientras que para el Área Norte se observa un mayor espesor de arenas de Boscán inferior con respecto a Boscán superior debido a la discordancia presente. Las arenas de Boscán Inferior se caracterizan por presentar mejores condiciones petrofísicas, mostrando una mejor porosidad y saturaciones de agua promedio y por ello, mejores permeabilidades en este tipo de ambientes clásticos.

2.17.8. Producción ^[4]

El crudo es pesado (9° a 12° API), proviene principalmente de las estructuras lenticulares de arenas Boscán Inferior y Boscán Superior de la formación Misoa y de las areniscas de la sección basal de la Formación Icotea. El crudo contiene 5.5% de azufre, alto porcentaje de porfirina y trazas de níquel y vanadio. El mecanismo de energía del yacimiento es una combinación de la unidad de acuífero débil (empuje hidráulico) en el flanco sur, la expansión del gas de solución y el drenaje por gravedad. El agua producida actualmente se inyecta a una tasa de aproximadamente 90,000 barriles por día para el mantenimiento de la presión.

2.17.9. Presiones de formación ^[4]

La presión original del yacimiento Boscán es de 3450 lpc al nivel de referencia (7650 pies), este valor fue medido mediante sensores de presión en 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 de formación en hoyo desnudo. Los datos de presión han sido procesados y plasmados en un mapa de contornos isobáricos para la arena de Boscán Superior, el cual se muestra en la figura 26, del cual pueden hacerse las siguientes observaciones:

Zonas cercanas al acuífero en el flanco sur del campo donde las presiones son cercanas a la presión original corresponden a las áreas evidenciadas en el mapa en tonos de color verde y azul (1850 - 3850 lpc).

Zonas de alta presión que no se encuentran cercanas al acuífero, corresponden a zonas de inyección las cuales también corresponden a las áreas mostradas en tonos de color verde y azul evidenciando el impacto favorable en la restauración de presión lo que se traduce en un aumento del factor de recobro de las reservas del área, conocida como WIPM (*Water Injection Pressure Maintenance*).

Zonas extensas agotadas donde la presión de formación ha caído o está muy cercana al punto de burbuja (Presión de yacimiento menor o igual a 1350 lpc) correspondiente a las áreas mostradas en tonos color rojo claro. Durante el 2013 se tomaron puntos de Presión estática de yacimientos arrojando valores entre 1000 – 1150 psi, demostrando así la necesidad de continuar con la implementación del proyecto de restauración y mantenimiento de presión con fines de recuperación secundaria, a través de la masificación de la inyección hacia la zona este del campo, proyecto ejecutado durante el año 2015 y 2016.

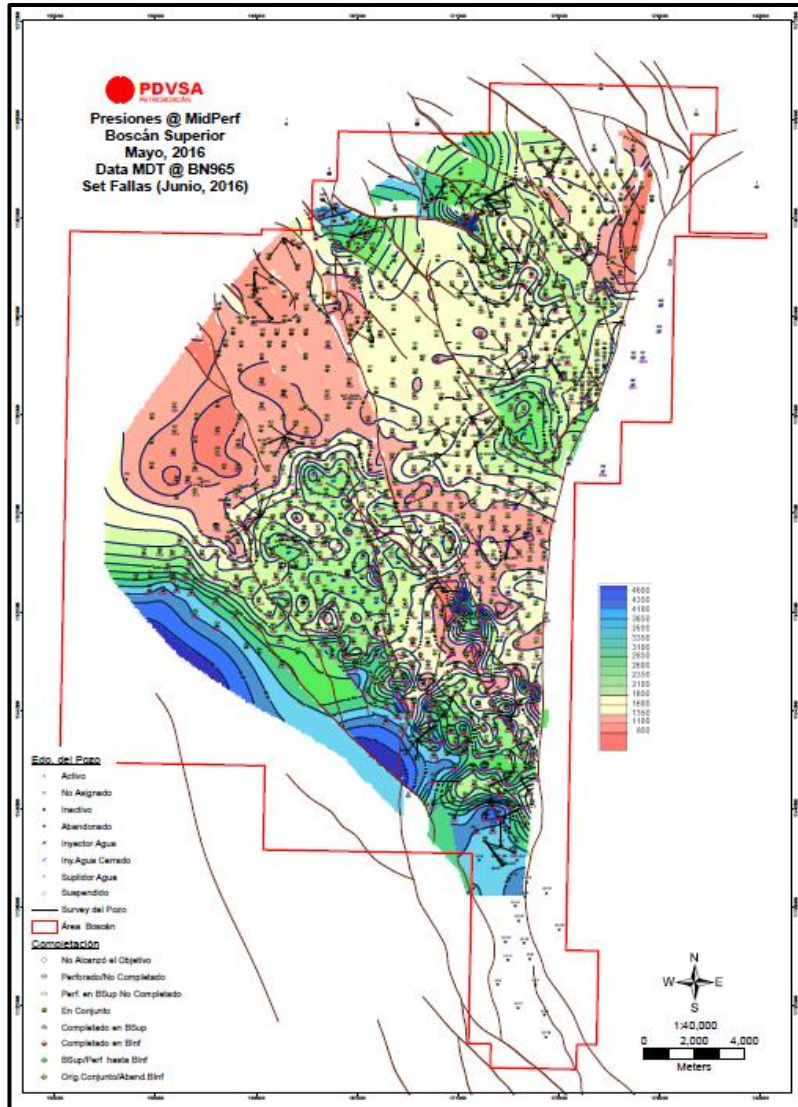


Figura 26. Mapa de presiones de Campo Boscán, Boscán Superior (mayo 2016) [4]

2.17.10. 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. Durante los Años 2011 y 2012 adicional a la reactivación de pozos se visualizó un incremento de producción en el orden de los 8,0 MBPD asociados a los efectos de la inyección de agua especialmente en la zona de la expansión del piloto de inyección, soportando el objetivo de la empresa mixta de alcanzar la meta de producción establecida.

La producción del campo para el cierre del año 2018 estuvo en el orden de 70,8 MBPD. En las figuras 27 y 28 se presenta la producción promedio histórica de crudo, gas y agua del campo y la cantidad de pozos activos promedio por año.

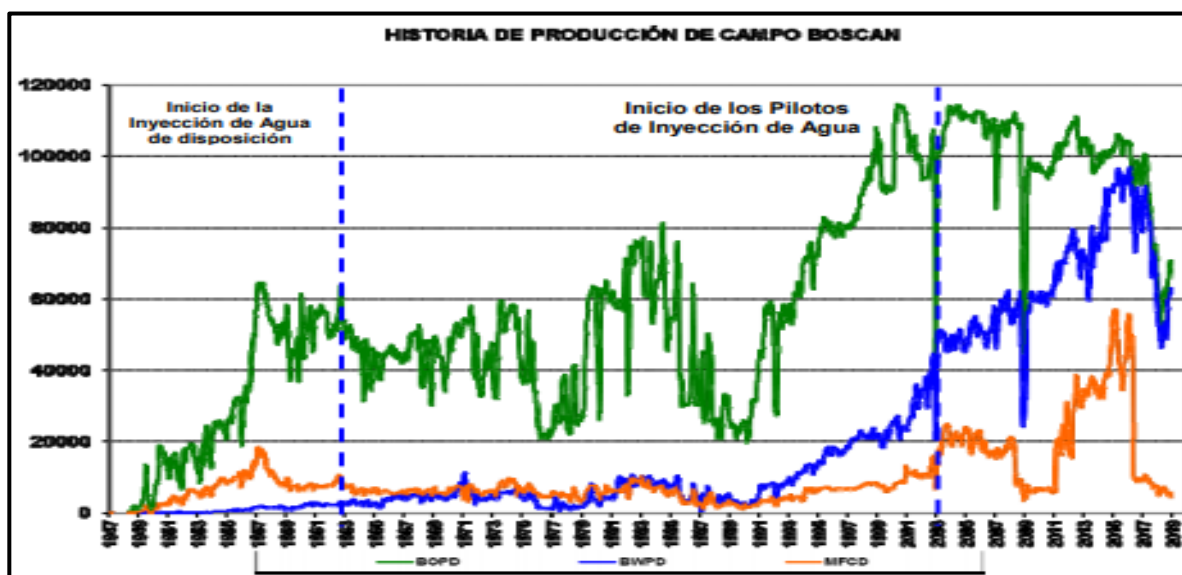


Figura 27. Producción histórica de agua, crudo y gas en Campo Boscán (diciembre 2018) ^[4]



Figura 28. Número de pozos activos durante la vida productiva de Campo Boscán (diciembre 2018) [4]

2.17.11. Identificación de las zonas de Inyección [4]

A finales de los años 50 y después de la aprobación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua en el área noreste de Campo Boscán, comenzó la conversión de pozos productores a inyectoras para así comenzar a disponer del agua asociada a la producción y convertirla en un proceso de mejoramiento de recobro de reservas.

Originalmente las áreas del campo en donde se comenzó el Programa de Inyección de Agua para el Mantenimiento de Presión y que posteriormente fueron manejadas como áreas dispuestas para la Inyección de aguas efluentes eran denominadas Zonas de inyección, estas Zonas de inyección se disponían de la siguiente manera:

Zona I: localizada al suroeste del campo

Zona II: localizada al noreste del campo

Zona III: localizada continua a la Zona II al noreste del campo.

En el periodo comprendido entre los años 2003 y 2004 se desarrolló el Piloto de Inyección ubicado al este de la Zona I de Inyección. Durante los años 2007 – 2011 se desarrolló la Expansión del Piloto de Inyección, el cual se encuentra ubicado al sur del campo y conocida

como “Phase 1”. Y finalmente, entre los años 2015 – 2016 se realizó la expansión de la inyección hacia la zona este de Boscán, con la conversión de 6 pozos de productores a inyectores.

La figura 29, muestra la ubicación de las zonas de inyección de agua existentes en Campo Boscán.

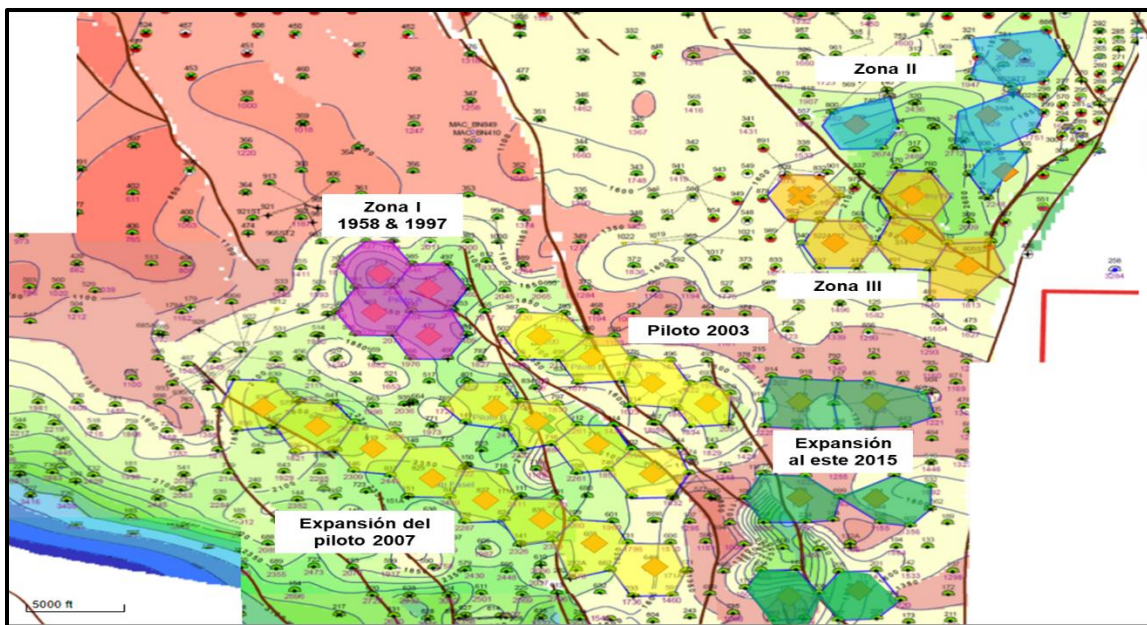


Figura 29. Zona de inyección existente en Campo Boscán [4]

2.17.12. Características principales de las zonas de inyección

2.17.12.1. Zona I

Está conformada por 31 pozos productores de los cuales 17 pozos están activos y 4 inyectores espaciados a 577 m como se muestra en la figura 30. La inyección de esta zona comenzó en 1958 y se continuó hasta mayo de 1965. Los tres primeros inyectores son pozos productores convertidos a inyectores entre los años 1957-1958, los cuales estuvieron inyectando hasta el año 1965.

La inyección acumulada para la Zona I de inyección en estos tres pozos para el año 1965 fue de 13,1 MMBA. Sin embargo, no existen datos de tasas o presiones de inyección para este periodo, lo que imposibilita el análisis y comprensión del proceso durante este tiempo. El programa de inyección fue suspendido en el año 1965 con el propósito de enfocarse en la inyección de las Zonas II y III. Para octubre de 1997, y en vista del aumento de producción de

Campo Boscán, con la reactivación de tres (03) pozos se reinició la inyección de agua en el área a fin de aumentar la capacidad de disposición de agua de desechos.

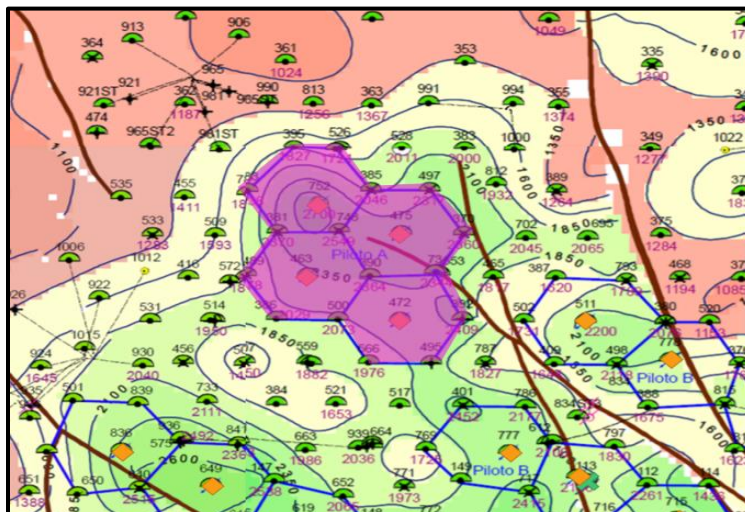


Figura 30. Ubicación de los pozos en la Zona I

2.17.12.2. Zona II

Está conformada por 39 pozos productores de los cuales 22 están activos y 8 pozos inyectoros espaciados a 333 m, 577 m y 1000 m. La inyección comenzó en el año 1963 utilizando agua fresca hasta 1965; sin embargo, debido a los resultados del trabajo de laboratorio sobre inyección de hidróxido de sodio, esta zona fue cambiada a inyección de una solución diluida de hidróxido de sodio con una concentración de 0,15% a 0,32% en peso. La zona se muestra en la figura 31.

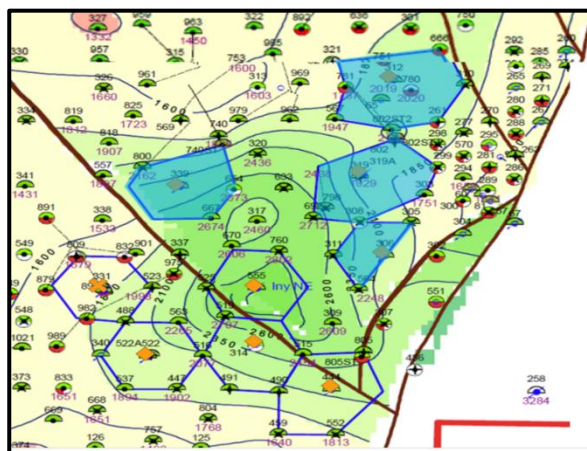


Figura 31. Ubicación de los pozos en la Zona II

2.17.12.3. Zona III

La Zona III está conformada por 46 pozos productores de los cuales 35 pozos están activos y seis (06) pozos inyectores espaciados a 577 y 1000 m como se muestra en la figura 32. La inyección comenzó en 1965 utilizando hidróxido de sodio con una concentración igual a la de la Zona II.

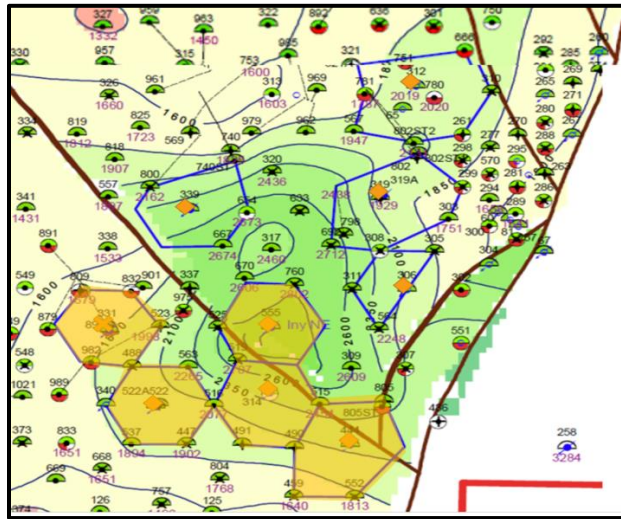


Figura 32. Ubicación de los pozos en la Zona III

2.17.12.4. Piloto de Inyección y expansión del Piloto de Inyección

La inyección de agua en el piloto de inyección se inició en el 2003 y en el 2007 en la zona de expansión, está compuesto por 127 Pozos productores, de los cuales 113 pozos se encuentran activos. Los hexágonos representan los arreglos de siete (07) puntos 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 en área Piloto de Inyección y expansión del Piloto, se tienen 60 pozos activos que están directamente influenciados por la inyección de agua por ser productores de primera línea, el arreglo se aprecia en la figura 33.

La expansión del piloto de inyección es el resultado del estudio de la historia de inyección de agua existente en el campo correspondientes a la Zona I, a las Zonas II y III al noreste del campo, y del resultado hasta la fecha del Piloto de Inyección de las observaciones favorables a partir de los estudios de simulación de yacimiento. En el área de la expansión del piloto de inyección, la inyección acumulada es de 125,3 MMBA para diciembre de 2018.

Durante los años 2008 y 2011 fueron perforados 4 pozos inyectoros y 9 pozos productores tanto de primera como segunda línea, los cuales ayudaron a completar los patrones para un total de 64 pozos productores 8 inyectoros (activos), logrando de esta manera tener una mejor eficiencia de barrido y a su vez ayudar a reducir la declinación natural del yacimiento y aumentar el factor de recobro en Campo Boscán. Para el año 2017, se perforaron 5 pozos productores

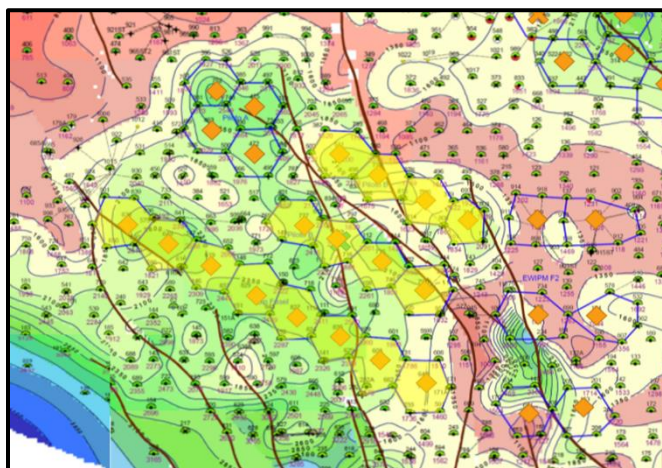


Figura 33. Ubicación de los pozos en el piloto y expansión del piloto de inyección de agua.

2.17.12.5. Expansión de Inyección al área este de campo Boscán

Está conformada por 66 pozos productores de los cuales 66 pozos están activos y 6 inyectoros espaciados a 577 m como se muestra en la figura 34. Durante el año 2014 fueron perforados 9 pozos productores para completar los patrones de inyección de diferentes macollas.

Durante el 2015 y 2016 se realizó la conversión de pozos de productores a inyectoros para contrarrestar la declinación del yacimiento (presión de yacimiento del área alrededor de 1000 – 1200 psi) ligeramente por debajo de la presión de burbuja de 1350 psi dado los excelentes resultados de la expansión del piloto.

Basado en los resultados de la expansión de inyección del piloto, se esperaba para finales del 2017 a principio del 2018, se evidenciará un incremento de la producción de crudo y presión en los pozos primera fila de inyección en esta área del Campo, sin embargo, debido a múltiples problemas de los pozos inyectoros no se ha logrado mantener la continuidad de las tasas de inyección por problemas operacionales.

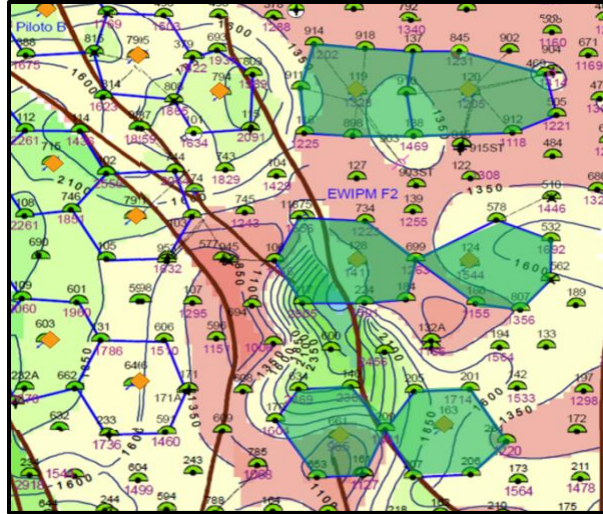


Figura 34. Ubicación de los pozos en el área de inyección al este de Campo Boscán.

Actualmente, Campo Boscán visualiza nuevas oportunidades en áreas del campo para implementar la recuperación secundaria. Sin embargo, se busca mantener y/o incrementar la capacidad de producción mediante los pozos operativos.

CAPITULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

En toda investigación se hace necesario especificar un conjunto de procedimientos lógicos, técnicos y operacionales implícitos con el fin de esquematizarlos con el fin de descubrir, analizar los supuestos del estudio y reconstruir los datos a partir de conceptos teóricos para lo cual se requiere delimitar los procedimientos de orden metodológico, a través de los cuales se pretende dar respuesta a las interrogantes objeto del proyecto ^[19].

En consecuencia, el marco metodológico del presente proyecto donde se plantea la optimización de los pozos con respuesta positiva de presión de yacimiento en el proyecto de inyección de agua de Campo Boscán, se refiere a las bases tecno-operacional vigentes en todo proceso de investigación, donde es necesario situar al detalle el conjunto de métodos, técnicas y protocolos instrumentales que se emplearán en el proceso de recolección de los datos y métodos requeridos en la investigación propuesta.

3.1. Tipo de Investigación

La investigación proyectiva hace explícitos escenarios alternativos posibles, permite identificar riesgos y oportunidades de ciertas situaciones futuras y establece criterios de decisión para alcanzar la situación que se desea resolver, la investigación proyectiva está fundamentada en un proceso sistemático de búsqueda e indagación que recorre el estadio descriptivo, comparativo, analítico, explicativo y predictivo de la espiral holística ^[20].

Tomando en cuenta la naturaleza del proyecto, que indica un plan a partir del diagnóstico de las necesidades, los procesos explicativos o generadores y de las tendencias futuras, con base a los resultados de un proceso investigativo, se define la presente investigación del tipo proyectiva. La misma involucra la creación, diseño y elaboración de una propuesta de optimización de los pozos con respuesta positiva al piloto de inyección de agua del Campo Boscán en Venezuela, considerando que se está fundamentado un proceso sistemático de búsqueda e indagación, que requiere la descripción, análisis, comparación, explicación y predicción del comportamiento de la inyección en el yacimiento y el efecto que la misma ha ejercido en el mantenimiento de presión de los pozos productores.

3.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación se refiere al plan o estrategia que se desarrolla para obtener la información que se requiere en una investigación y de esta manera responder al planteamiento inicial ^[20]. En este orden, se define el diseño de la investigación en cuatro dimensiones, de las cuales el presente proyecto se enmarca en la dimensión táctica, considerando procedimientos específicos, condiciones y estrategias para recopilar la información necesaria que permitan el desarrollo del proyecto ^[20], para ello se debe precisar:

- **La perspectiva de la temporalidad:** el proyecto se realiza considerando datos de agosto 2019 a febrero 2020. Además, el estudio va a tener continuidad en el tiempo ya que el análisis permite describir el comportamiento futuro de la producción de los pozos con respuesta positiva.
- **El nivel del investigador:** en este caso se va a optimizar el comportamiento de producción desde la simulación numérica, observando como ocurrirían los cambios al aplicarse variaciones en los sistemas de producción y de qué manera se puede comportar la producción en el tiempo mediante la construcción de curvas de declinación.
- **El sistema de mediciones:** abarca datos obtenidos por las cuadrillas por medio de los sensores de fondo y ecómetros, para la medición de parámetros fundamentales para el cálculo de presión, selección de criterios de evaluación y finalmente la consideración de los pozos a optimizar.
- **El ambiente de estudio y las fuentes:** la investigación se va a realizar inicialmente en un sistema artificial (simuladores) para luego tomar la decisión de aplicarse en el contexto natural (los pozos), para ello se va a recurrir a los reportes de las cuadrillas para la recolección de datos, así como también a los datos relevantes que la compañía maneja.
- **El patrón de comparación:** se determinará mediante cual sistema se obtiene la optimización de producción, en este caso el patrón de estudio se denomina intrasujeto, es decir, se considera la condición actual de los pozos seleccionados y luego los mismos pozos en condiciones diferentes, de acuerdo con la variación de los equipos de producción.

De acuerdo con la contextualización de la dimensión, la investigación según el contexto y la fuente es de diseño mixto, debido a que se consideran datos certeros de los pozos en cuanto a yacimiento y producción para la definición de la propuesta (diseño de campo). De igual forma, se toman en cuenta fuentes documentales como artículos, tesis y trabajos científicos obtenidos

para sustentar la investigación (diseño documental). No obstante, de acuerdo con la perspectiva temporal, es de diseño transeccional contemporáneo ya que la recolección de datos se realiza en un único momento del tiempo, es decir, en la actualidad.

3.3. Población

La población es definida como el conjunto de elementos finitos o infinitos, que forman parte del contexto en el cual se quiere investigar el evento ^[20]. En este orden de ideas, la investigación abarca a los pozos productores del Campo Boscán, en consecuencia, la población está constituida por alrededor de 1050 pozos considerando solo las categorías 1, 2 y 9.

3.4. Muestra

Definida como la parte más representativa de la población que debe reflejar adecuadamente las características que se desean analizar en el conjunto en estudio ^[20]. Para el Trabajo Especial de Grado, la muestra es representada por 24 pozos, los cuales fueron seleccionados debido a que cumplieron con las premisas de selección de los pozos con respuesta positiva de presión que fueron establecidas y serán detalladas en una de las fases de la metodología de la investigación. Cabe destacar, que son evaluados solo los pozos de los cuales se obtuvieron datos mediante los sensores y ecómetros por las cuadrillas de supervisión en Campo Boscán.

3.5. Metodología de la Investigación

Para la ejecución de la investigación se emplearon diez fases de acuerdo con los objetivos específicos planteados como se puede apreciar en la figura 35 a continuación:

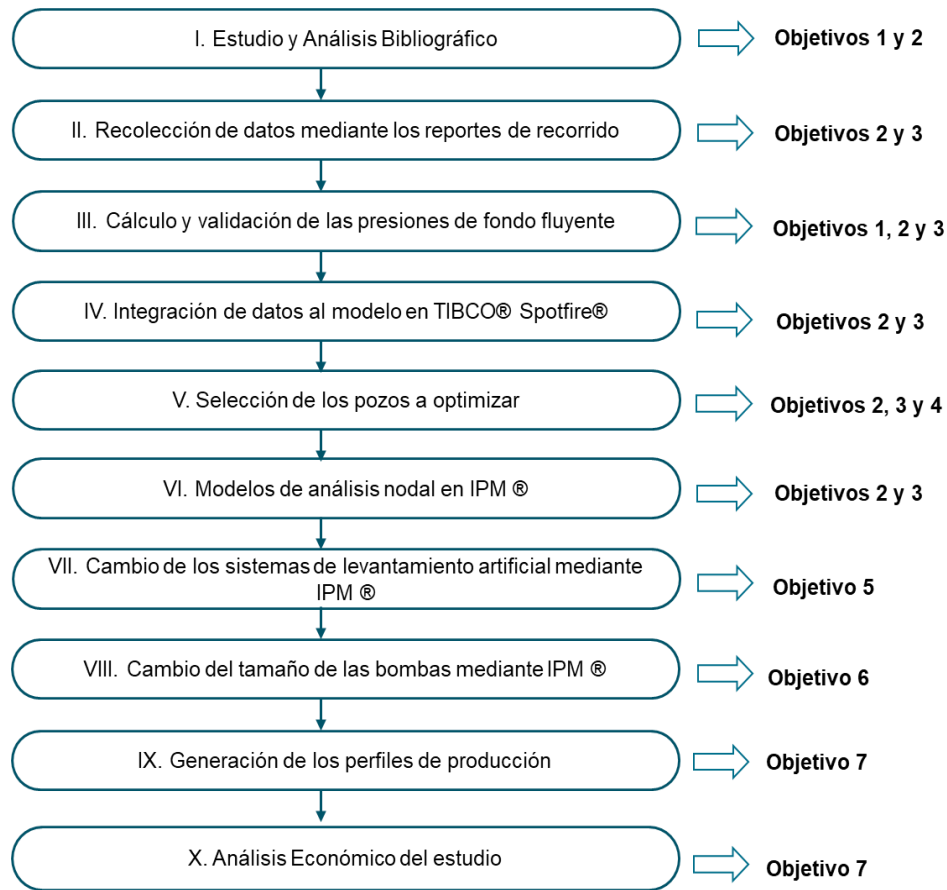


Figura 35. Esquema de la metodología para el desarrollo de la investigación

3.5.1. Fase I. Estudio y Análisis Bibliográfico

Se procedió a realizar una revisión general de las características y propiedades de Campo Boscán y de los diferentes proyectos que lo estructuran. La recolección de la información se inicia con las bases de datos del equipo del Asset Development de Chevron Maracaibo, la cual cuenta con las propiedades del yacimiento y del campo, el comportamiento de producción, información geológica, los cuales han sido obtenidos previamente de las carpetas de cada pozo, que ubican la información de la historia del pozo, coordenadas de superficie, propiedades de cada pozo, entre otros. Esta fase permite establecer la base para justificar el marco teórico de la investigación, para lo cual se emplearon libros, trabajos de grado, páginas web, reportes, artículos científicos y todo material que permitieran el desarrollo de conceptos básicos de la caracterización del campo y el yacimiento.

Una de las herramientas utilizadas durante esta fase fue Oil Field Manager (OFM) de Schlumberger, un software de análisis de yacimiento y pozo que ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y herramientas de pronósticos avanzadas. La herramienta está diseñada para entregar un método eficiente de visión, relación y análisis de información de producción y yacimiento en una variedad de volumen de trabajo de ingeniería establecido, disminuyendo el tiempo que invertirá el ingeniero analizando dicha información, dándole así más tiempo para orientar su información para una buena aplicación. Entre los datos recopilados se tienen:

- **Datos de yacimiento:** presión estática, presión de fondo fluyente, presión de burbuja, propiedades del fluido, propiedades de la roca, intervalos cañoneados, cantidad de pozos productores e inyectores, historial de producción e inyección.
- **Datos de los pozos:** configuración mecánica, completación, datos de producción, potenciales asociados, actividad del pozo.
- **Datos de las bombas usadas en el campo:** eficiencia, tamaño, motor, frecuencia de operación, tiempo de vida.

Con esta fase se consultaron y analizaron los datos de los modelos de simulación que posee el campo y que se van a utilizar en las fases subsiguientes, como por ejemplo valores actualizados de permeabilidades relativas, permeabilidades absolutas, sistemas de levantamientos actuales.

3.5.2. Fase II. Recolección de datos mediante los reportes de recorrido

Los reportes de recorrido son libros entregados diariamente a la compañía por las cuadrillas que supervisan cada uno de los pozos de Campo Boscán, en ellos se presenta entre otros la siguiente información:

- Pozo
- Estación de flujo
- Actividad
- Tipo de bomba
- Motor
- Succión
- Fecha

- Frecuencia
- Temperatura
- PIP estático
- PIP dinámico
- Sumergencia
- Nivel de fluido
- Variador de frecuencia

Mediante los reportes, se pudo obtener la información y permitió la recolección de toda la base de datos de los pozos. Es así como se generó una hoja de cálculo donde se tomaron en cuenta los siguientes datos:

- Nombre oficial del pozo.
- Sistema de levantamiento actual: bombeo mecánico, bombeo electro sumergible y bombeo de cavidades progresivas.
- Desviación del pozo: vertical, desviado, altamente desviado.
- Fecha: julio de 2019 a febrero de 2020.
- Presión en la entrada de la bomba (PIP por su nomenclatura en inglés) estática en libras por pulgada cuadrada (lpc).
- Nivel de fluido medido desde el tope del pozo en pies (NF).
- Sumergencia de la bomba en el fluido del yacimiento (SUM).
- Fuente de los datos de acuerdo con la cuadrilla que supervisa cada uno de los pozos.
- Tope de las perforaciones en pies
- Base de las perforaciones en pies.
- Profundidad de succión de las bombas en pies (PB)

3.5.3. Fase III. Cálculo y validación de las presiones de fondo fluyente

Una vez definidos los datos anteriores en la hoja de cálculo construida, se procedió a determinar los valores de presión de fondo fluyente, es así como se realizó la discretización en hojas diferentes de acuerdo con los meses y posteriormente se fue separando la información mediante filtros en los cuales se calculaban en los siguientes grupos:

- Pozos con PIP dinámica, sumergencia, nivel de fluido y punto medio de las perforaciones (PMP):

$$P_{wf} = PIP + (PMP - (NF + SUM)) * 0.41$$

Ecuación 18

- Pozos con PIP dinámica, punto medio de las perforaciones y profundidad de succión de la bomba.

$$P_{wf} = PIP + 0.41 * (h @ PMP - h @ PB)$$

Ecuación 19

- Pozos con la profundidad al punto medio de las perforaciones, profundidad de la bomba y PIP dinámica.

$$P_{wf} = PIP + ((PMP - h@PB) * 0.41)$$

Ecuación 20

- Pozos con nivel de fluido y profundidad del punto medio de las perforaciones.

$$P_{wf} = (PMP - NF) * 0.41$$

Ecuación 21

Para ello se generaron columnas adicionales en las hojas de cálculo por meses con el siguiente contenido:

- Profundidad al punto medio de las perforaciones (PMP), promedio simple entre el tope y la base de las perforaciones.
- Presión de fondo fluyente en libras por pulgada cuadrada (lpc)

Dado que los pozos tienen diferentes grados de desviación, se procedió a interpolar los datos de nivel de fluido y sumergencia de la profundidad medida (MD) a la profundidad total verdadera (TVD) para aquellos pozos no verticales mediante los registros de desviación de los pozos por cada 100' de profundidad.

Para la etapa de validación se consideró el cálculo de las columnas:

- Presión de fondo fluyente a la profundidad del punto medio de las perforaciones en libras por pulgada cuadrada (lpc) y el nivel de fluido
- Presión de fondo fluyente a la profundidad del punto medio de las perforaciones en libras por pulgada cuadrada (lpc)
- Diferencia entre la presión de fondo fluyente y la presión a la entrada de la bomba en libras por pulgada cuadrada (lpc)

Cabe destacar que no se tuvo la oportunidad de verificar los valores de presión de fondo fluyente calculados debido a que las cuadrillas de recorrido no reportan este parámetro directamente. Por ello, se trabajó directamente con las presiones calculadas mediante las ecuaciones 18, 19, 20 y 21.

3.5.4. Fase IV. Integración de los datos al modelo en TIBCO® Spotfire®

TIBCO® Spotfire® es una solución de análisis rápida y fácil para visualizar los nuevos descubrimientos en los datos. Utilizando la búsqueda y las recomendaciones impulsadas por un motor de inteligencia artificial incorporado, se puede explorar los datos para aportar información. Ya sea por la creación de métricas simples en tableros, aplicaciones predictivas o aplicaciones dinámicas de análisis en tiempo real, Spotfire® ofrece numerosas capacidades a escala, entre las que se incluyeron la analítica visual, el manejo de datos, la analítica predictiva, geo-analítica y analítica en tiempo real [22]. En las figuras 36 y 37 se muestran la pantalla de inicio y la ventana principal del programa respectivamente.

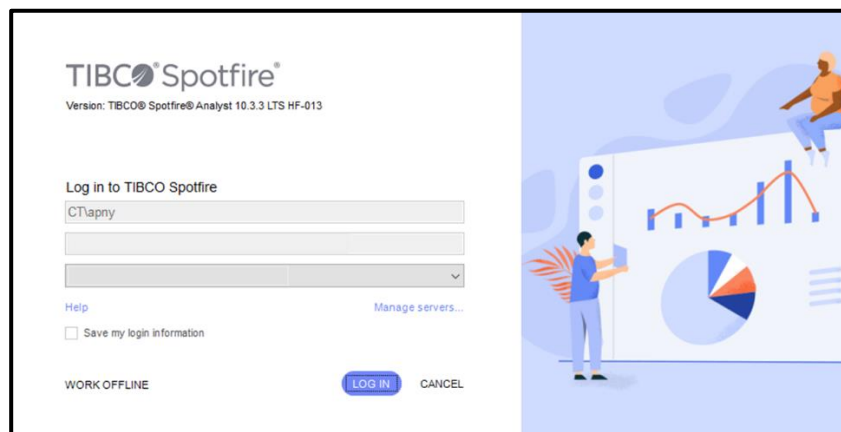


Figura 36. Pantalla de Inicio de TIBCO Spotfire

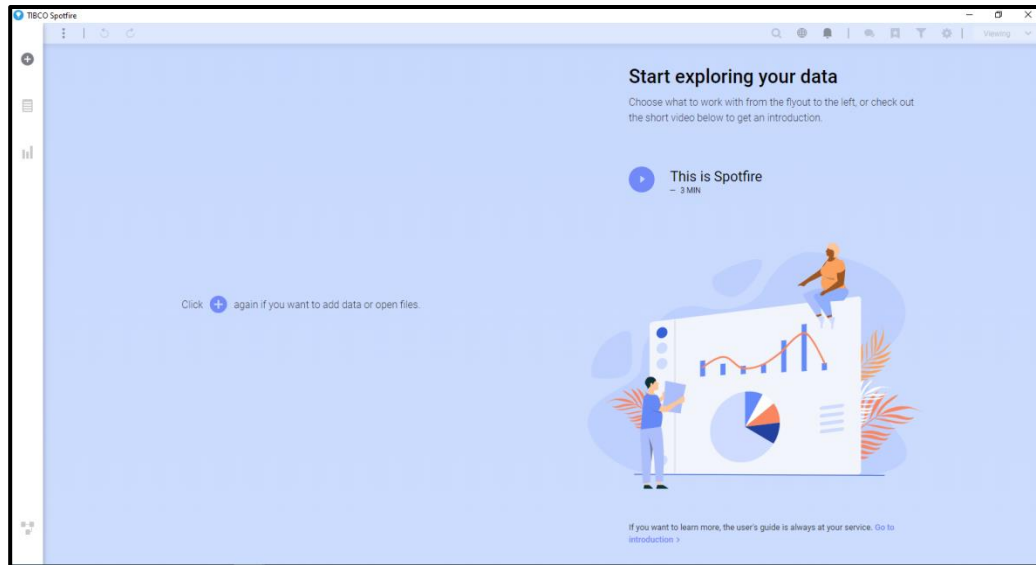


Figura 37. Ventana principal de TIBCO Spotfire

El equipo de Asset Development de Chevron Maracaibo cuenta con un modelo de visualización de datos que incluyen descripción general por pozo, mapas de comportamiento de presión, gráficos de presión estática y dinámica versus tiempo, historial de producción, entre muchas más características capaces de ser evaluadas mediante gráficos y visualizaciones en general, en la figura 38 se puede observar una de las visualizaciones del software.

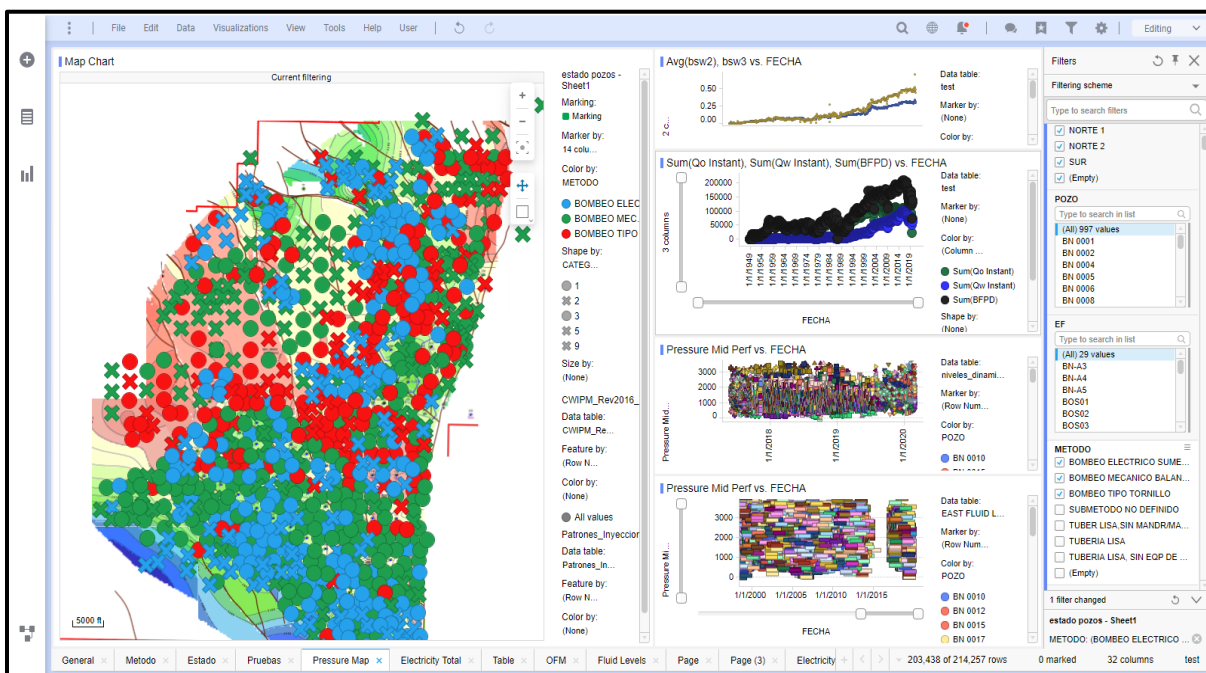


Figura 38. Visualización de Campo Boscán en TIBCO Spotfire

En este orden, para incorporar los datos calculados se procedió a integrarlos a una hoja de cálculo diseñada para el emparejamiento con las demás bases de datos del modelo, esta fue desarrollada con las siguientes columnas:

- Nombre oficial del pozo
- Proyecto de inyección al que pertenece el pozo, si está dentro de uno de los arreglos de inyección
- Fecha de obtención de los datos
- Nivel de fluido en el pozo en pies
- Presión a la entrada de la bomba en libras por pulgada cuadra
- Tope de las perforaciones en pies
- Base de las perforaciones en pies
- Profundidad al punto medio de las perforaciones, promedio simple entre el tope y la base de las perforaciones
- Fuente de los datos de acuerdo con la cuadrilla que supervisa cada uno de los pozos

Una vez agregados los datos se procedió de la siguiente manera:

- Seleccionar la opción “Data” en la barra de menús (figura 39)



Figura 39. Barra de menú en TIBCO Spotfire

- Seleccionar en el submenú que se despliega la opción “Data table properties” (figura 40)

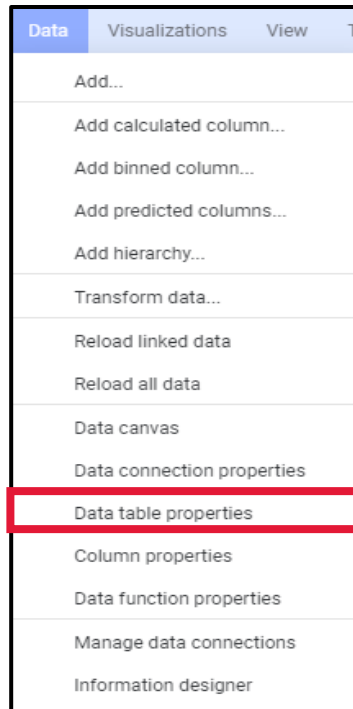


Figura 40. Opciones disponibles en el menú "Data" de TIBCO Spotfire

- En la ventana que se abre, seleccionar la hoja de cálculo en la cual fueron integrados los datos (figura 41).

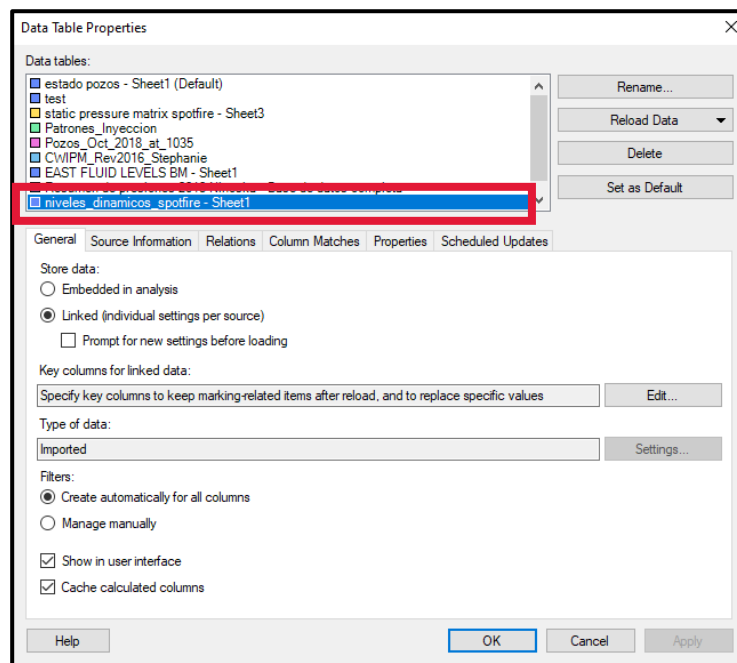


Figura 41. Propiedades de las tablas de datos en TIBCO Spotfire

- En la parte derecha de la ventana “Data Table Properties” seleccionar la opción “Reload Data” y en la ventana desplegable nueva, se selecciona la opción “Linked Data” de esta manera se actualizan las visualizaciones con los nuevos datos integrados (figura 42).

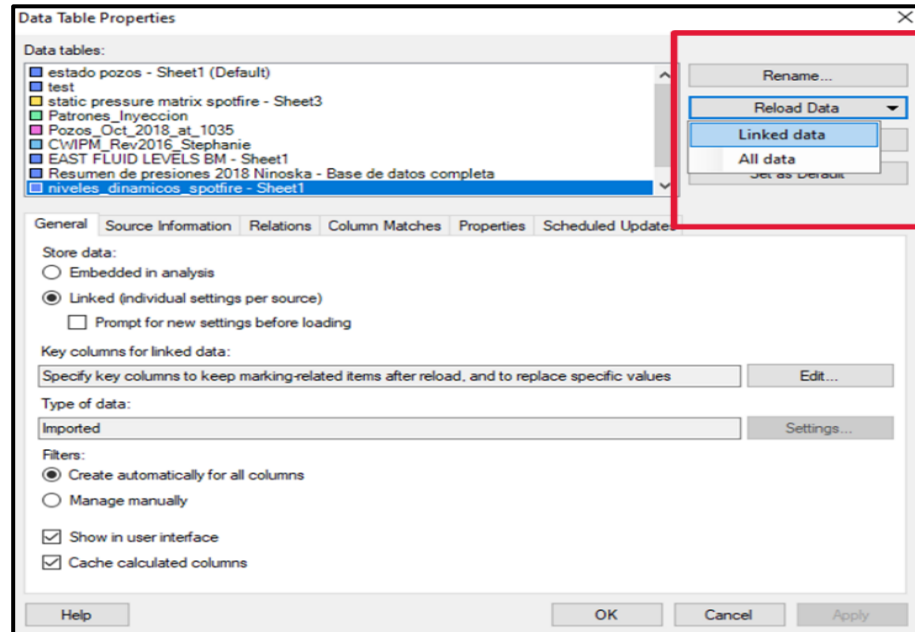


Figura 42. Selección de actualización de datos en TIBCO Spotfire

- A continuación, se procedió a generar los gráficos pertinentes que permitieron evaluar el comportamiento de las presiones de fondo fluuyente en estudio. Fueron realizados los siguientes gráficos:
 - Presiones de fondo fluuyente a la profundidad del punto medio de las perforaciones versus tiempo en meses.
 - Presiones estáticas a la profundidad del punto medio de las perforaciones versus tiempo en meses.
 - Producción de agua, petróleo y fluido (agua y petróleo) en barriles versus el tiempo en meses.
 - Relación Gas – Petróleo promedio versus tiempo en meses.

3.5.5. Fase V. Selección de los pozos a optimizar

El primer paso que seguir fue verificar los pozos pertenecientes a cada uno de los arreglos de inyección de Campo Boscán, para ello se utilizó el software de TIBCO® Spotfire®, los datos encuentran en el programa y se procedió a filtrar la información, seleccionando la opción

“Proyecto” en la sección de filtros y deseleccionando la opción “Empty”, a la cual pertenecen los pozos que no encuentran en los proyectos de inyección (figura 43).

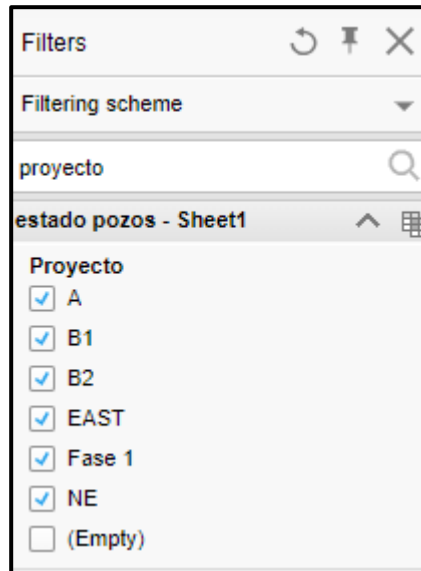


Figura 43. Filtro por Proyecto de Inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire

De esta manera, el mapa solo muestra los pozos inyectoros, los pozos de primera fila y segunda fila de los arreglos de la inyección como se aprecia en la figura 44.

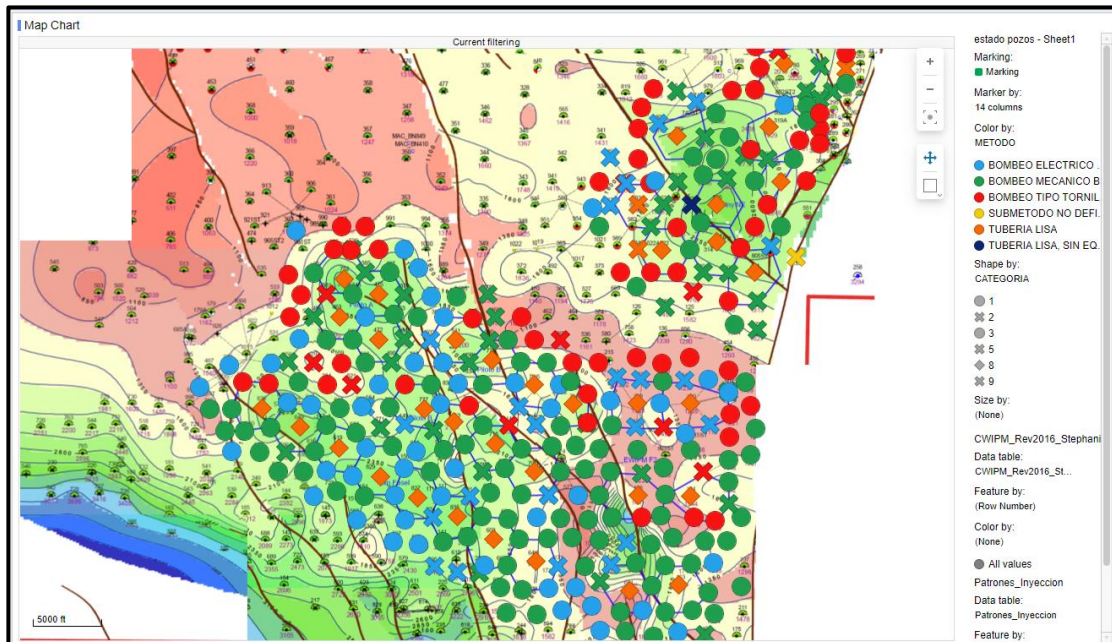


Figura 44. Visualización de los proyectos de inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire

Seguidamente, se seleccionó el gráfico de presiones de fondo fluyente a la profundidad del punto medio de las perforaciones versus tiempo, para obtener las presiones de fondo fluyente entre los meses de julio 2019 y febrero 2020. Luego, se seleccionaron los pozos cuya presión de fondo fluyente fue mayor a 1500 lpc, primero mediante la selección de los datos en TIBCO Spotfire y validados mediante las hojas de cálculo por medio de filtros. De estos pozos, se tomaron en cuenta los pozos segunda fila de los arreglos de inyección, esto mediante otro filtro llamado “Fila” (figura 45).

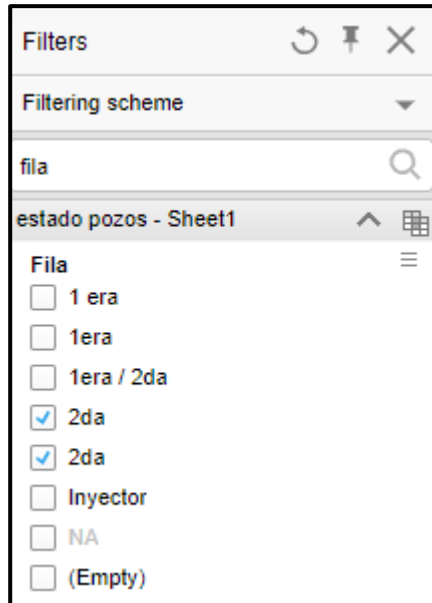


Figura 45. Filtro por fila de los arreglos de Inyección de Campo Boscán en TIBCO Spotfire

Por último, mediante el gráfico de producción de agua, petróleo y fluido (agua y petróleo) en barriles versus el tiempo, se seleccionaron los pozos con corte de agua menor a 50% (criterio establecido por el equipo de yacimientos y producción) esto mediante la revisión de la historia de producción de cada pozo.

3.5.6. Fase VI. Modelos de Análisis Nodal en IPM ®

IPM ® (*Integrated Production Modeling*) es una herramienta desarrollada por *Petroleum Experts (Petex)*, un software de Modelado Integrado de Producción. IPM modela el sistema completo de producción de petróleo o gas, incluyendo el yacimiento, los pozos y la red de superficie. El conjunto de herramientas de IPM incluyen GAP, GAP TRANSIENT, PROSPER, MBAL, PVTP, REVEAL y RESOLVE se pueden ejecutar juntos, lo que permite al usuario diseñar modelos de campos completos^[24]. Los modelos pueden incluir los tanques o yacimientos, todos

los pozos, los sistemas de superficie y los separadores. Con el modelo completado, se puede optimizar el sistema de producción y ejecutar los pronósticos de producción, lo que permite al ingeniero determinar la configuración óptima para la producción con la mayor rentabilidad posible, considerando las restricciones que tienen en el sistema, estos resultados pueden utilizarse para implementar ajustes a nivel de campo para lograr la mayor productividad de este.

Uno de sus programas es PROSPER® (*Production Performance*), una herramienta de diseño, rendimiento y optimización de pozos (figura 46). Está diseñado para permitir la construcción de modelos de pozo confiables y consistentes, con la capacidad de abordar los aspectos fundamentales de cada pozo: caracterización de los fluidos (PVT), cálculo del flujo en tubería y pérdida de presión en tubería (correlaciones de VLP) y la afluencia del pozo (IPR). PROSPER brinda características de emparejamiento únicas que ajustan el PVT, las correlaciones de flujo multifásico y las IPR para que coincidan con los datos obtenidos en el campo. Considerando la gran cantidad de situaciones que se pueden modelar, la interfaz adaptativa solo presenta al usuario los campos de entrada relevantes y los menús de opciones, manteniendo el esfuerzo de construcción del modelo lo más sencillo y comprensible posible (figura 47).

Así pues, esta etapa consiste en la caracterización individual de los pozos seleccionados para el estudio, estudiando desde la afluencia del yacimiento hasta la superficie, para de esta manera obtener las oportunidades de optimización para alcanzar una capacidad de aporte máxima de cada pozo.

Para esto, se tomó en cuenta modelos validados y calibrados de los pozos candidatos a optimización, de esta manera se utiliza el simulador PROSPER, con el propósito de obtener un análisis nodal y la curva de rendimiento de cada pozo.

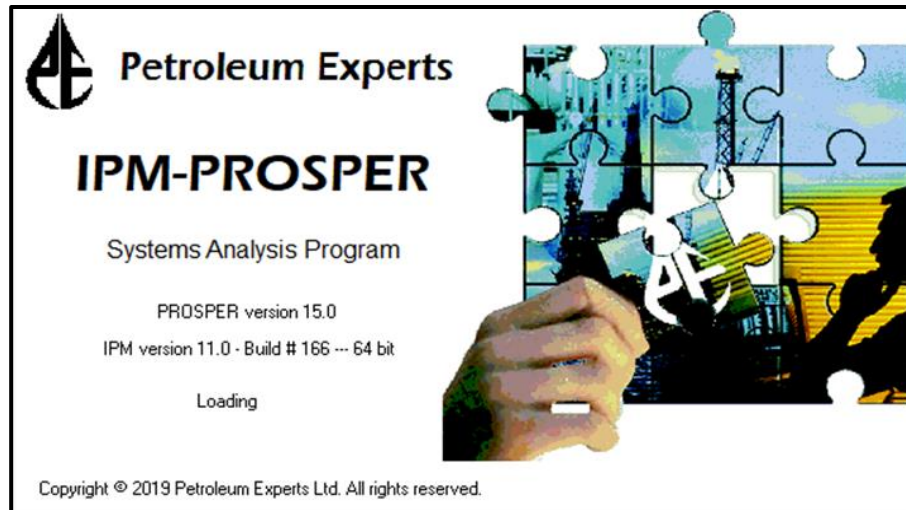


Figura 46. Pantalla de inicio de PROSPER

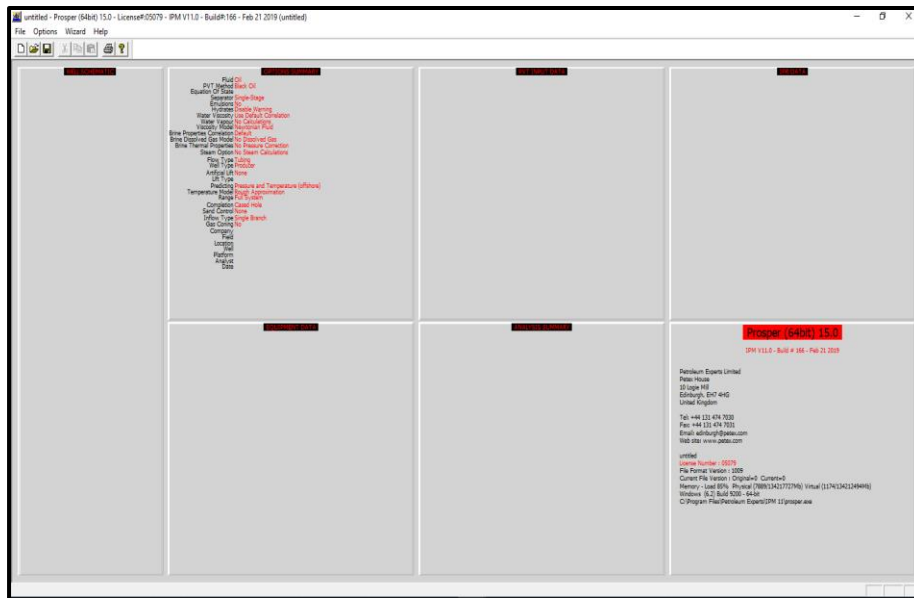


Figura 47. Ventana principal de PROSPER

Los pasos que seguir para la simulación con PROSPER, son los siguientes:

- Se debe contar con las profundidades de las diversas tuberías del pozo (producción y revestimientos), propiedades de la arena productora, información que se puede encontrar en la carpeta del pozo. Por medio del último Programa de Pozo, también se puede hallar información en específico como la completación actual, historia y propiedades del pozo en estudio, o mediante tablas de bases de datos construidas anteriormente por el equipo que detallen dicha información.

- A continuación, se procede a ingresar toda la información correspondiente al pozo (propiedades del yacimiento, dimensiones de las tuberías, detalles de los estranguladores y especificaciones de la línea de flujo).
- Resumen de Opciones (*Options Summary*): Mediante esta opción, se describe el tipo de sistema que se intenta modelar, descripción del fluido, pozo, sistema de levantamiento artificial, tipo de cálculo a emplear, las opciones señaladas en la ventana principal establecen los datos de entrada requeridos y las opciones de cálculo disponibles. Las ventanas de entrada de datos, los campos y las variables se ajustan a los aspectos relevantes para la aplicación en particular. Las opciones de entrada pueden modificarse en cualquier momento del proceso de modelado, requiriendo o no que se suministre nueva información, para ello es necesario asegurarse que todas las entradas sigan estando válidas al momento de generar nuevas opciones. Finalmente se puede ingresar información del analista o usuario para personalizar informes y agregar comentarios que puedan ser útiles en el desarrollo del modelado (figura 48).

The screenshot shows the 'System Summary (untitled)' window with the following configuration details:

Section	Parameter	Value
Fluid Description	Fluid	Oil and Water
	Method	Black Oil
	Separator	Single-Stage Separator
	Emulsions	No
	PVT Warnings	Disable Warning
	Water Viscosity	Use Default Correlation
	Viscosity Model	Newtonian Fluid
Calculation Type	Predict	Pressure and Temperature (offshore)
	Model	Rough Approximation
	Range	Full System
Brine Modelling	Brine Properties Correlation	Default
Well	Flow Type	Annular Flow
	Well Type	Producer
Well Completion	Type	Cased Hole
	Sand Control	None
Artificial Lift	Method	Electrical Submersible Pump
	Type	Model Produced Oil Only
Reservoir	Inflow Type	Single Branch
	Gas Coning	No
User information	Company	CHEVRON
	Field	BOSCAN
	Location	WIPM
	Well	BN_XXXX
	Platform	
	Analyst	HENRY PEREZ
Date	Saturday , August 1, 2020	
Comments (Ctrl-Enter for new line)	ARTIFICIAL LIFT OPTIMIZATION	

Figura 48. Ventana de Resumen de opciones “Options Summary” en PROSPER

Datos PVT de entrada (*PVT Input Data*): permite ingresar los datos de relación gas petróleo, gravedad del petróleo y el gas, salinidad del agua, porcentaje molar de H₂S, CO₂ y N₂, establecer las correlaciones para determinar la presión de burbuja (Pb), relación de gas petróleo (Rs), Bo, así como la correlación respectiva al cálculo de la viscosidad del petróleo (figura 49).

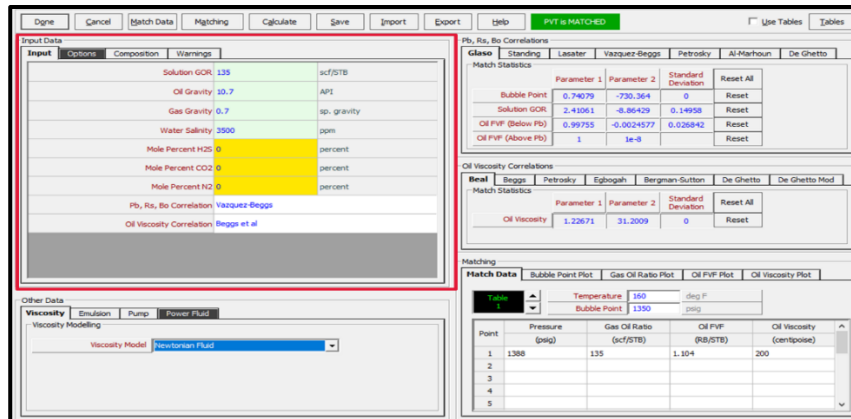


Figura 49. Ventana de resumen PVT de PROSPER

Para determinar la mejor correlación, se realiza un ajuste para hallar una regresión no lineal, que ajustará las correlaciones que más se ajusten a los datos de PVT obtenidos en el laboratorio. El punto de burbuja puede ser difícil de predecir, por ello el método de ajuste es recomendado en los casos que sea posible, en ese caso, se debe seleccionar la opción “Matching”, debiéndose ingresar la temperatura y presión junto a los datos de relación de gas petróleo, factor de formación del petróleo y la viscosidad del petróleo. Luego el simulador dará las desviaciones correspondientes para cada correlación, se debe evaluar y seleccionar la correlación con la menor desviación posible, aquella cuyos parámetros estén más cercanos a 1 (figura 50).

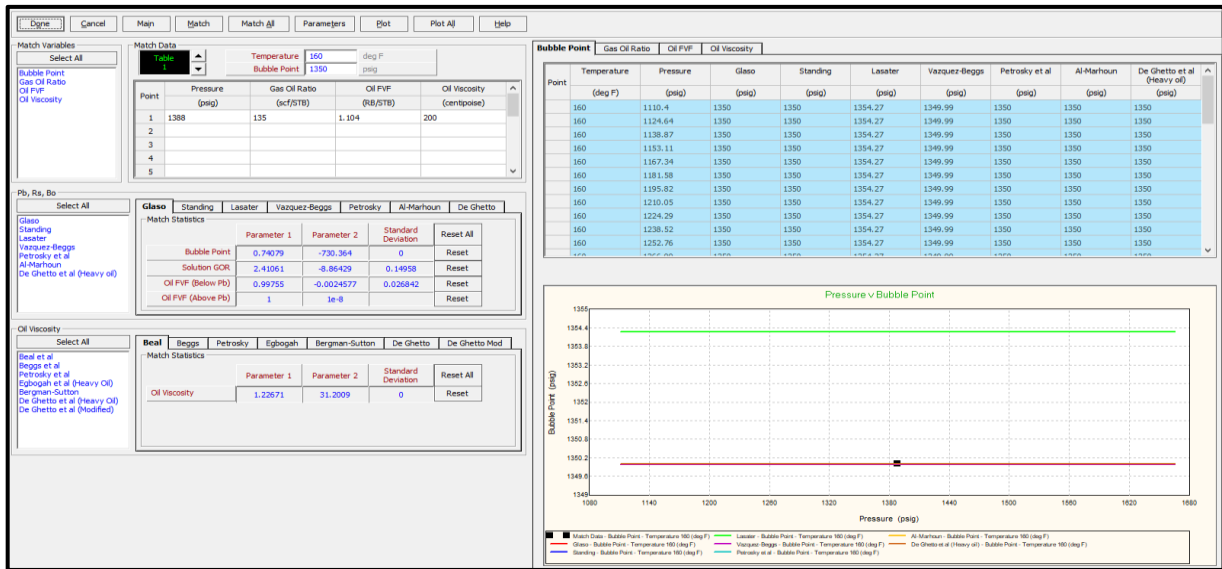


Figura 50. Ajuste de PVT en PROSPER

- Datos de IPR (IPR Data): la curva de comportamiento de afluencia (IPR) describe el flujo al pozo desde el yacimiento. Determinar el IPR muestra como resultado la relación de tasa de producción versus presión del fondo del pozo.

PROSPER cuenta con veinte modelos diferentes para determinar el comportamiento de afluencia, el modelo seleccionado dependerá de la información disponible y de las características del pozo a estudiar (figura 51). Los más usados son los siguientes:

- **Índice de Productividad (PI):** aplicable a yacimientos que aún se encuentra sobre el punto de burbuja (yacimientos subsaturados)
- **Vogel:** aplicable en yacimientos cuya presión estática se encuentra menor al punto de burbuja (yacimientos saturados)

- **Darcy:** se aplica en pozos con un resumen petrofísico, mediante ello, se realiza una simulación ajustada a las características específicas de cada yacimiento, tales como intervalos cañoneados, permeabilidad absoluta, permeabilidades relativas, daño mecánico asociado, entre otros. En esta investigación fue el modelo más empleado para el ajuste de los datos.

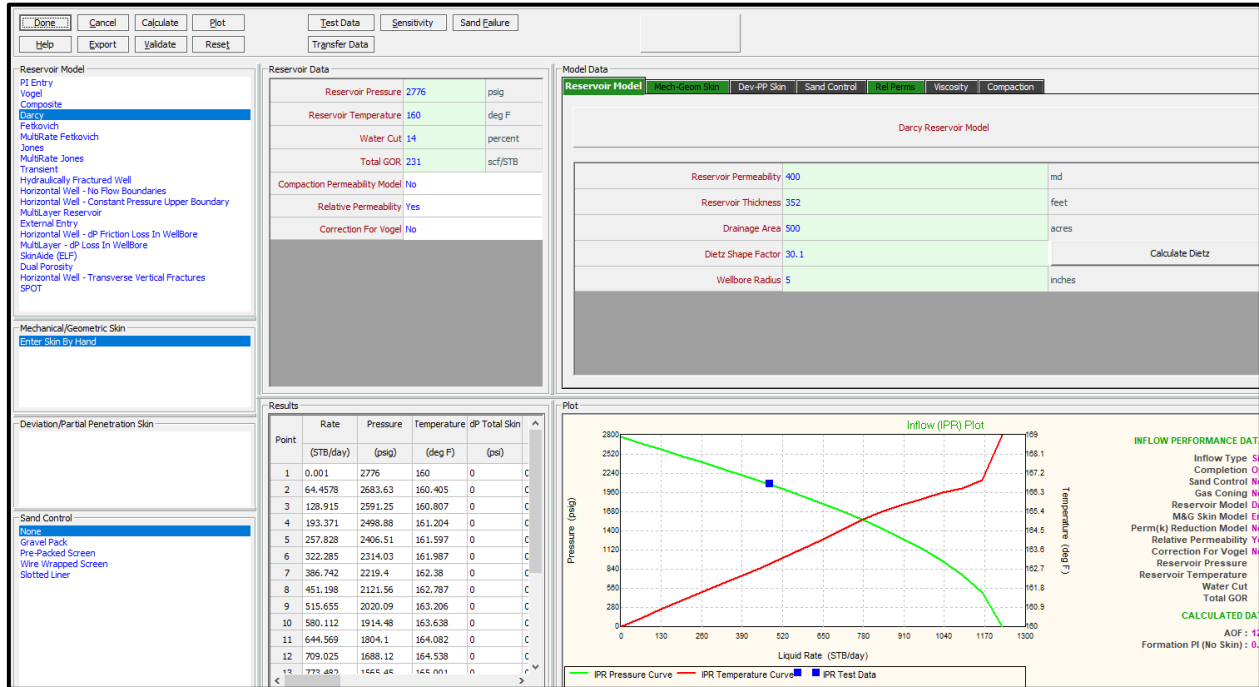


Figura 51. Ventana de IPR en PROSPER

- Datos de Entrada del Sistema de Levantamiento (“Artificial Lift” Input Data): esta sección se activa en la ventana inicial de PROSPER una vez que se ha especificado el sistema de levantamiento artificial en la ventana de “Resumen de Opciones” (Options Summary). Se debe ingresar los datos del sistema de levantamiento artificial actual de cada pozo, entre otras la profundidad de la bomba, la velocidad y máximo diámetro disponible para la bomba (figura 52, 53 y 54).

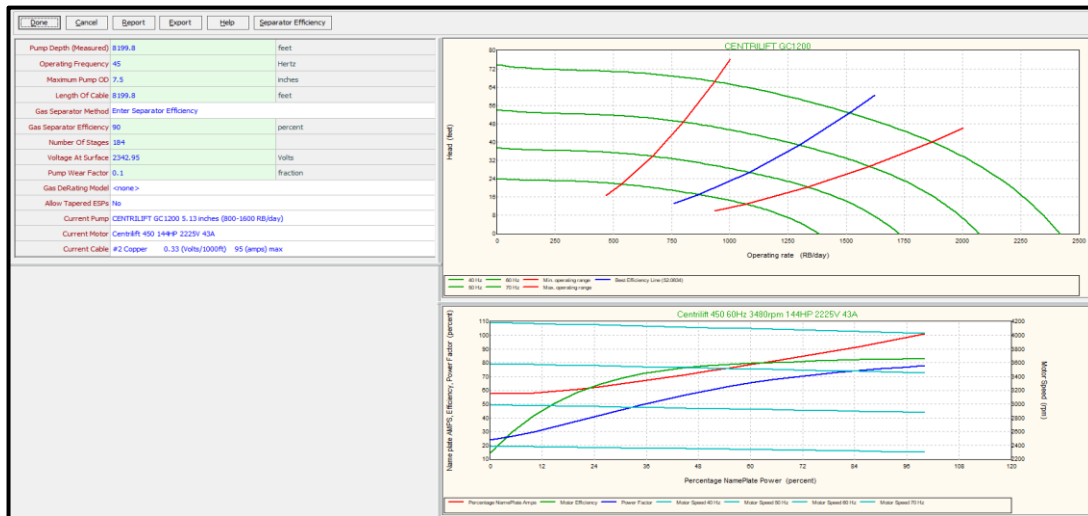


Figura 53. Ventana de datos para BES de PROSPER

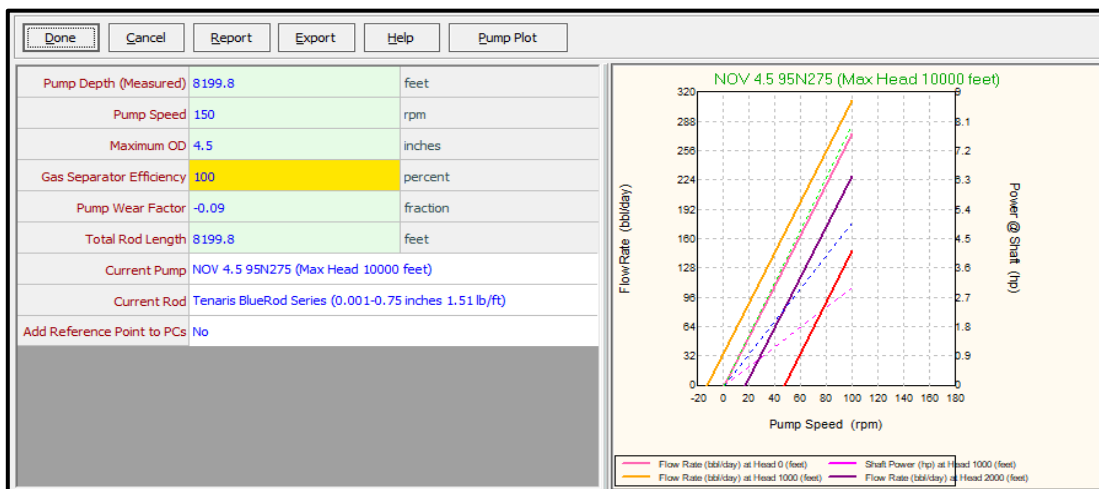


Figura 52. Ventana de datos para BCP de PROSPER

Plunger Diameter		inches
Rod 9 (1.125 inch)	26.8	percent
Rod 8 (1 inch)	27.4	percent
Rod 7 (0.875 inch)	45.7	percent

Figura 54. Ventana de datos para BM de PROSPER

- Datos de equipamiento (*Data Equipment*): Mediante esta ventana se definen los datos de los equipos con los que cuenta el pozo, se especifica la desviación de este y el perfil de temperatura de la formación (figura 55).

Figura 55. Ventana de datos de equipamiento de PROSPER

- Resumen del análisis (*Analysis Summary*): esta ventana muestra todos los cálculos disponibles en PROSPER, permite la estimación de las tasas de producción mediante análisis nodal, análisis por medio de sensibilidades y generar tablas del comportamiento de las curvas de levantamiento, entre otros.

Seleccionando la opción “*System*” se realiza un análisis de comportamiento del pozo, por medio de las curvas de oferta y demanda del sistema, siendo la capacidad de producción del yacimiento en función de la energía necesaria demandada por el sistema instalado, realizando la intersección entre el IPR y la VLP (Vertical Lift Performance).

La opción requiere algunos datos de entrada como el corte de agua, relación gas- petróleo y se deberá seleccionar la mejor correlación para la tubería vertical como para la horizontal. Seguidamente, mediante la opción “*Calculate*”, el programa arroja la solución del sistema, interpolando las gráficas de IPR y VLP; en la ventana superior derecha de la interfaz, se podrán apreciar los resultados obtenidos, debajo de esta, el grafico de las curvas mencionadas donde puede verificarse la intersección entre la curva de oferta y demanda (figura 56).

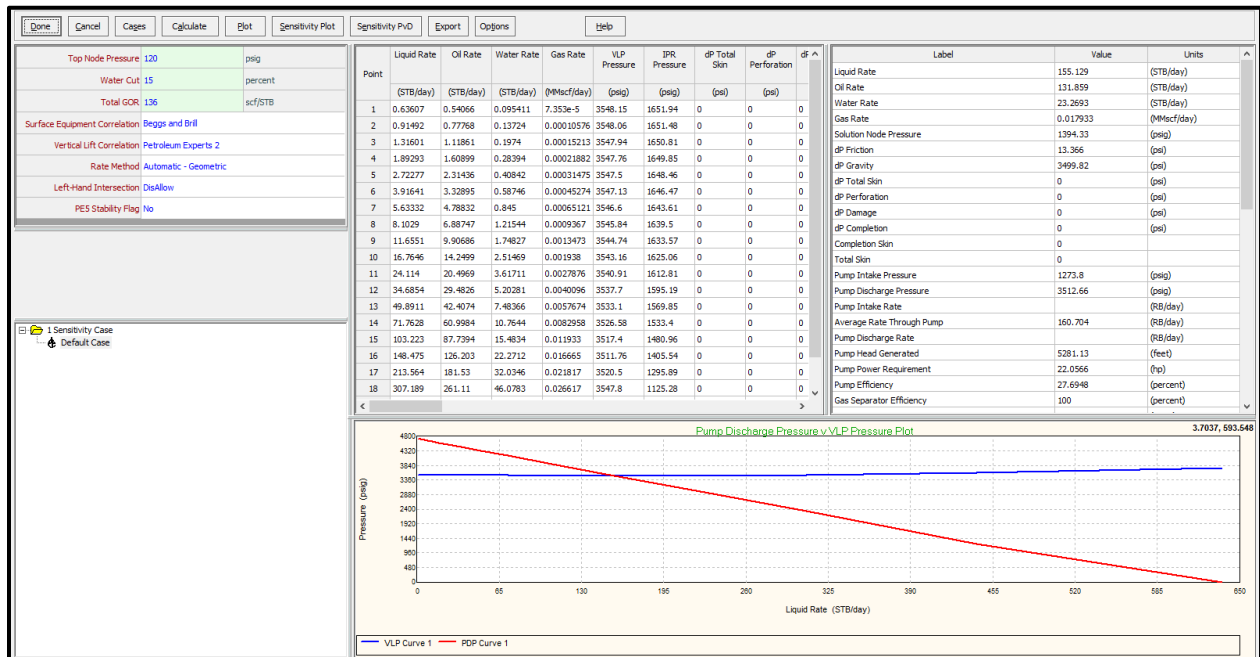


Figura 56. Ventana de análisis de sensibilidades del sistema de PROSPER

De igual forma, en la opción “Cases” pueden establecerse diferentes casos de estudio o sensibilidades, variando parámetros de frecuencia de operación, relación gas petróleo, corte de agua, número de etapas, entre otros, mediante esto se podrán obtener diferentes variaciones del sistema en la misma interfaz (figura 57).

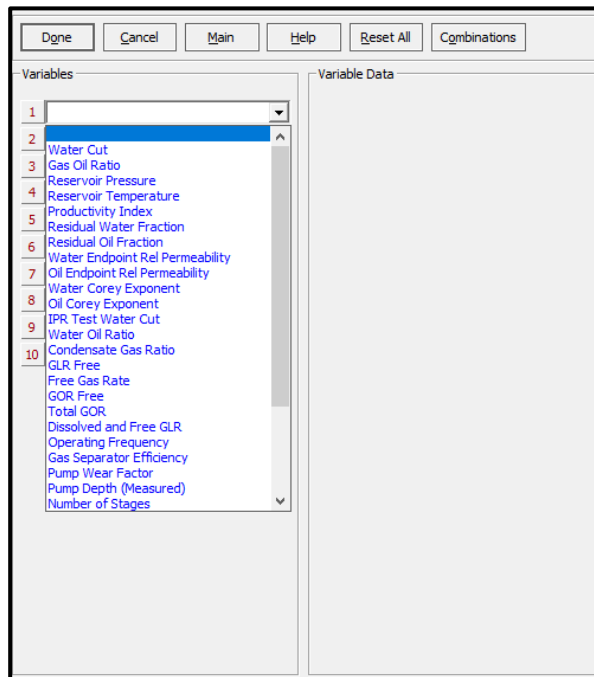


Figura 57. Ventana de Sensibilidades evaluables en PROSPER

3.5.7. Fase VII. Cambio de los sistemas de levantamiento artificial mediante IPM

Chevron Maracaibo cuenta con un modelo de producción construido y calibrado para las tasas de producción actuales del campo, por lo que para la presente investigación se tomaron en cuenta de dicho modelo, cada pozo como elemento aislado a optimizar en el estudio, para ajustarlos a las últimas mediciones de producción y las presiones de fondo fluuyente calculadas desde julio 2019 a febrero 2020.

La filosofía del diseño se basó en asumir que el corte de agua va aumentando en el tiempo, por ello se simuló la bomba con diferentes valores de cortes de agua y se seleccionó la bomba que cubre el mayor rango operativo, tratando de obtener la máxima eficiencia y limitando la operación en *Downthrust* y considerando mayormente la operación en *Upthrust* a los días iniciales después del cambio de método o a los días finales cuando el pozo este con muy elevados cortes de agua

Una vez seleccionado cada pozo para el estudio se toma del modelo del campo en TIBCO Spoffire el dato de presión de fondo fluyente y de la última prueba de producción de cada pozo a optimizar. Se abre el modelo en PROSPER del pozo y seguidamente se selecciona el recuadro de “IPR Data”, allí se abre la ventana de opciones para ajuste del IPR donde en la parte superior se muestra la opción “Test Data” donde se despliega la siguiente ventana de la figura 58:

Point	Date	Comment	Liquid Rate (STB/day)	Pressure (FBHP) (psig)
1			154	1750
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				

Figura 58. Ventana del “Test Data” para ajuste de IPR

En la columna “*Liquid Rate*” se coloca la tasa de líquido de la última prueba de producción, seguidamente en la columna “*Pressure (FBHP)*” se coloca el dato de presión de fondo fluyente calculado, una vez hecho este procedimiento se presiona la opción “*Done*” y se regresa a la ventana de “*IPR Data*”. Se procede a hacer el ajuste de la curva IPR si el punto de prueba no está sobre la línea de la curva, mediante la variación del Modelo de IPR, usando los métodos de Índice de Productividad y Darcy ya que se poseen los suficientes datos para trabajar estos modelos, seguidamente el ajuste de las permeabilidades relativas con la actualización de los datos tomados en cuenta para el Modelo de Simulación del campo.

A continuación, se procedió a verificar los sistemas de levantamiento, la completación del pozo, el tipo de bomba y el comportamiento de producción (figura 59).

Para los pozos cuyo sistema de levantamiento artificial fuera Bombeo Mecánico y Bombas de Cavidades Progresivas, se realizó el cambio de método correspondiente a Bombas Electro Sumergibles (BES). Para ello, en el “Resumen de Opciones”, sección “Artificial Lift” se seleccionó el método por BES.

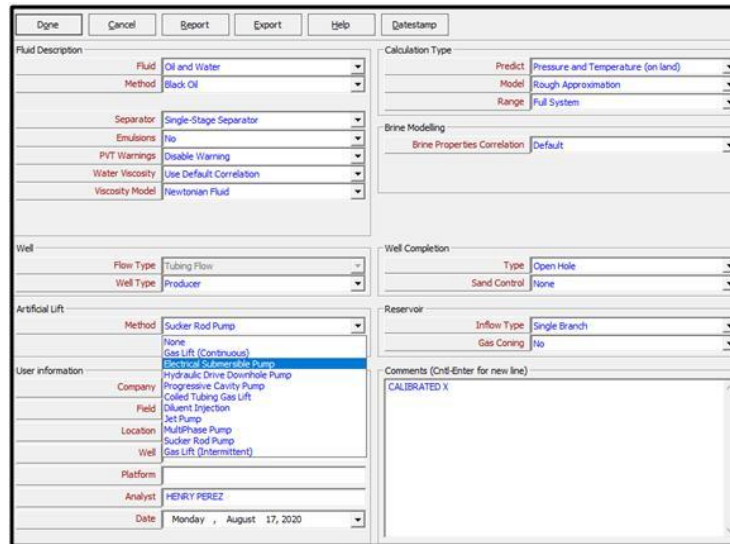


Figura 59. Selección de método de BES en el “Resumen de opciones” de PROSPER

Automáticamente, en la pantalla principal de PROSPER se muestra la ventana “ESP Input Data” que muestra la profundidad de la bomba, la frecuencia de operación, el máximo diámetro externo de la bomba, la longitud del cable, eficiencia del separador de gas, el número de etapas, el voltaje en superficie y el espacio para completar luego del diseño la bomba, el motor y el cable que tendrá el nuevo sistema (figura 60).

ESP INPUT DATA	
Pump Depth (Measured)	0 (feet)
Operating Frequency	0 (Hertz)
Maximum Pump OD	0 (inches)
Length Of Cable	0 (feet)
Gas Separator Method	Enter Separator Efficiency
Gas Separator Efficiency	0 (percent)
Number Of Stages	0
Voltage At Surface	0 (Volts)
Pump Wear Factor	0 (fraction)
Gas DeRating Model	<none>
Allow Tapered ESPs	No
Current Pump	
Current Motor	
Current Cable	

Figura 60. Entrada de datos del sistema de BES

Se selecciona la ventana “ESP Input Data” y en la ventana que se despliega se completan los datos en la parte superior izquierda, a la derecha se muestran dos gráficos, el de la parte superior muestra el desempeño de la bomba seleccionada mediante las curvas de tasa de operación en barriles por día versus carga dinámica en pies, en verde las diferentes frecuencias de operación, en rojo el mínimo y el máximo rango de operación y en azul la línea de mejor eficiencia a la cual la bomba puede trabajar (figura 61).

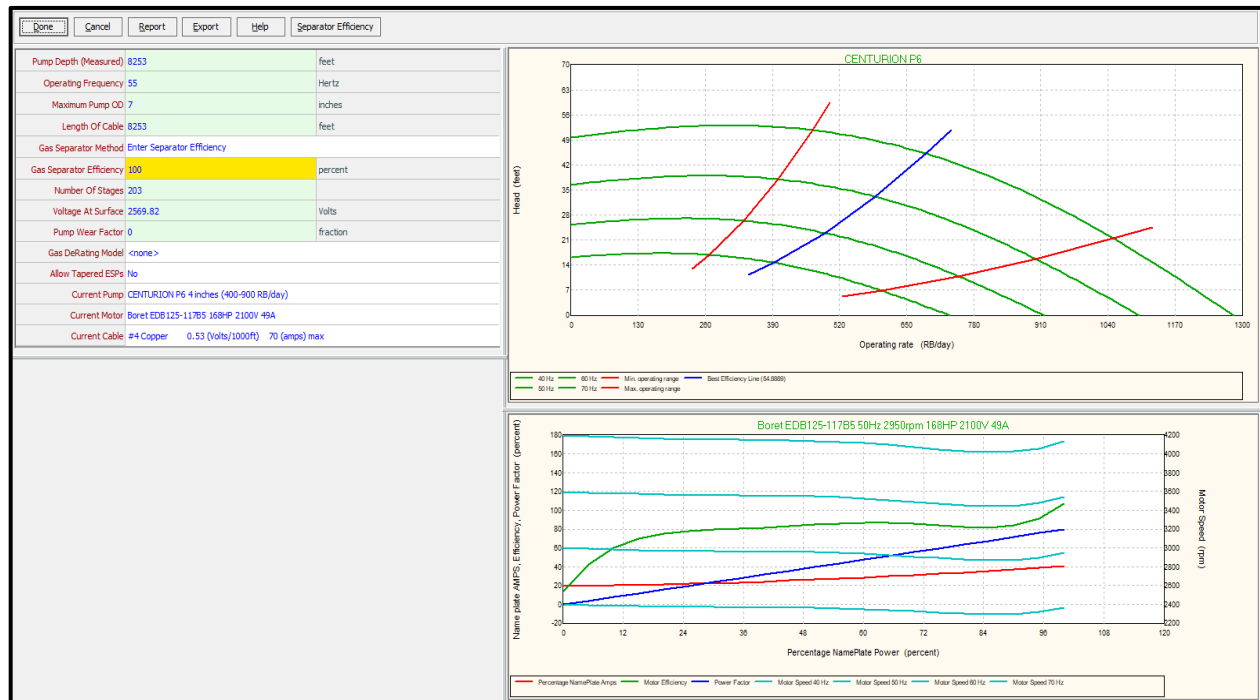


Figura 61. Datos para ingresar en el sistema por BES

Al estar realizando un nuevo diseño de ESP, el equipo aún no se ha dimensionado, por lo que esta pantalla se puede omitir y el usuario puede pasar directamente a “ESP Design” en la sección de “Resumen del Análisis” de PROSPER (figura 62).

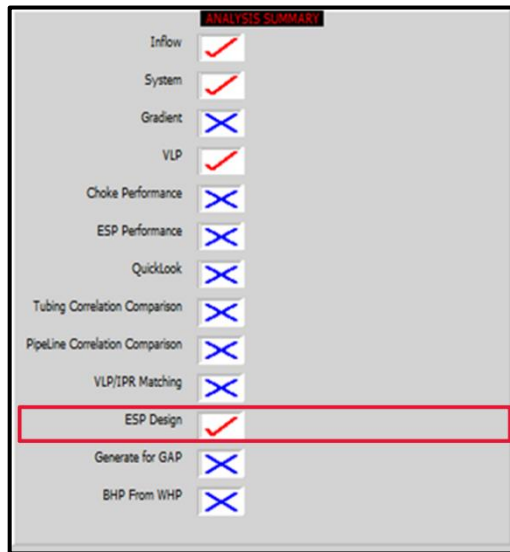


Figura 62. Ventana de selección de Diseño de BES

Al seleccionar dicha opción se abre una nueva ventana para el diseño del sistema. En la parte superior izquierda se encuentran los diversos campos a completar para el diseño de la bomba, entre ellos, la profundidad de la bomba, la frecuencia de operación, el máximo diámetro externo de la bomba, la longitud del cable, eficiencia del separador, tasa de diseño, corte de agua, relación gas petróleo, el factor de desgaste de la bomba y se deben seleccionar las correlaciones para las tuberías. Una vez ingresados estos datos se hace clic en el botón “*Calculate Pump Duty*” y el sistema muestra en la parte inferior izquierda el diseño a considerar o “*Pump Duty*”.

En la parte central de la pantalla, se muestran dos campos, en la parte superior el panel “*Equipment*” con tres pestañas con las opciones bomba, motor y cable, donde se puede seleccionar los equipamientos disponibles para el diseño. En la parte inferior se muestra el panel “*Results*” con los resultados obtenidos para los equipamientos seleccionados.

En la parte izquierda de la pantalla, se han generado dos gráficos, en la parte superior derecha el gráfico de desempeño de la bomba seleccionada en el diseño mediante las curvas de tasa de operación en barriles por día versus carga dinámica en pies, en verde las diferentes frecuencias de operación, en rojo el mínimo y el máximo rango de operación, en azul la línea de mejor eficiencia a la cual puede trabajar la bomba y en morado el punto de diseño operativo de

la bomba. En la parte inferior izquierda, el gráfico de operatividad del motor seleccionado, en cuyo eje vertical izquierdo señala el "NamePlate AMPS", la eficiencia y el factor de potencia en porcentaje, el eje vertical derecho muestra la velocidad del motor en rpm y el eje horizontal muestra el porcentaje de la potencia de "NamePlate", el gráfico señala las curvas de la velocidad del motor a distintas frecuencias en rojo, la eficiencia del motor en azul, el factor de potencia en morado y en verde el porcentaje de "NamePlate Amps" (figura 63).

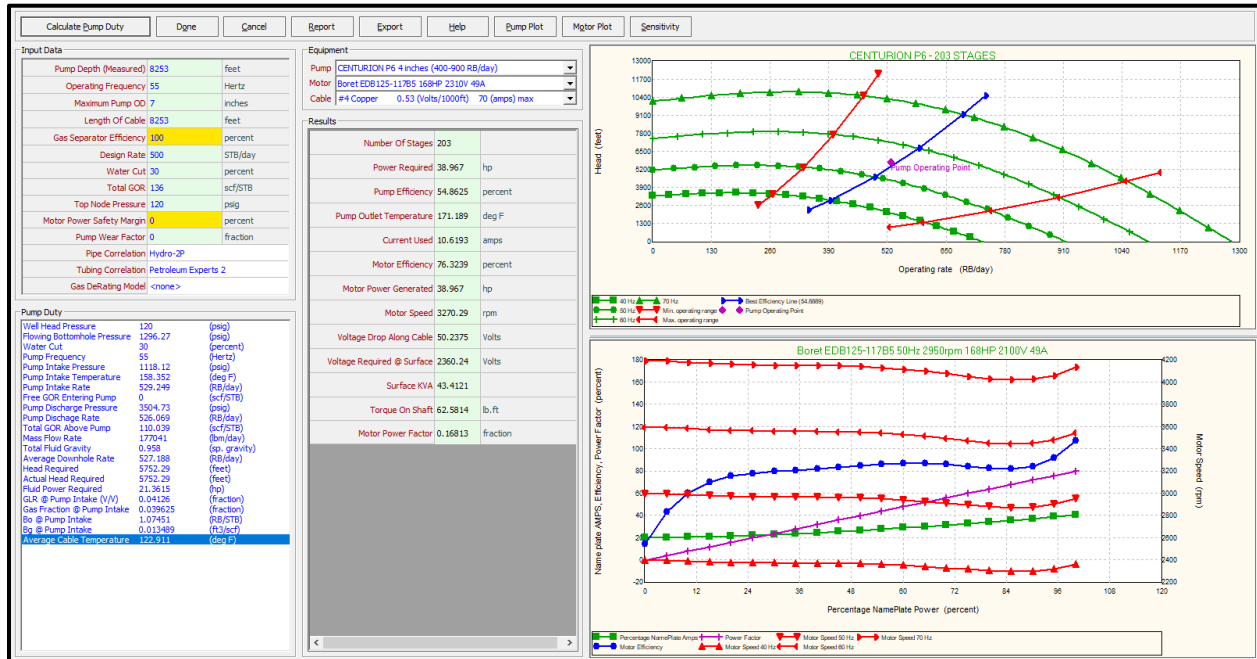


Figura 63. Diseño del sistema BES mediante "Pump Duty"

Una vez verificado el mejor ajuste de eficiencia para los equipos seleccionados, se selecciona la opción "Done" en la barra de opciones superior y PROSPER redirige al usuario a la ventana principal del programa. Una vez allí, se selecciona la opción "System" en el recuadro de "Resumen de Análisis" y mediante la opción "Calculate" se obtiene la solución del sistema, interpolando las gráficas de IPR y VLP; en la ventana superior derecha de la interfaz, se podrán apreciar los resultados obtenidos, debajo de esta, el grafico de las curvas mencionadas donde puede verificarse la intersección entre la curva de oferta y demanda.

Antes de terminar el diseño, se selecciona la opción “Cases” donde se considera la sensibilidad por Frecuencia de Operación de 50 a 60 Hz aumentando en intervalos de 2 Hz, para verificar el comportamiento de caudal de líquido, petróleo, corte de agua, presión de fondo fluyente y presión a la entrada de la bomba a diferentes frecuencias de operación, se resuelve el sistema y se obtienen dichos valores. Estas sensibilidades pueden apreciarse en el gráfico de la bomba seleccionando la opción “Plot” y a continuación “Pump Plot” (figura 64).

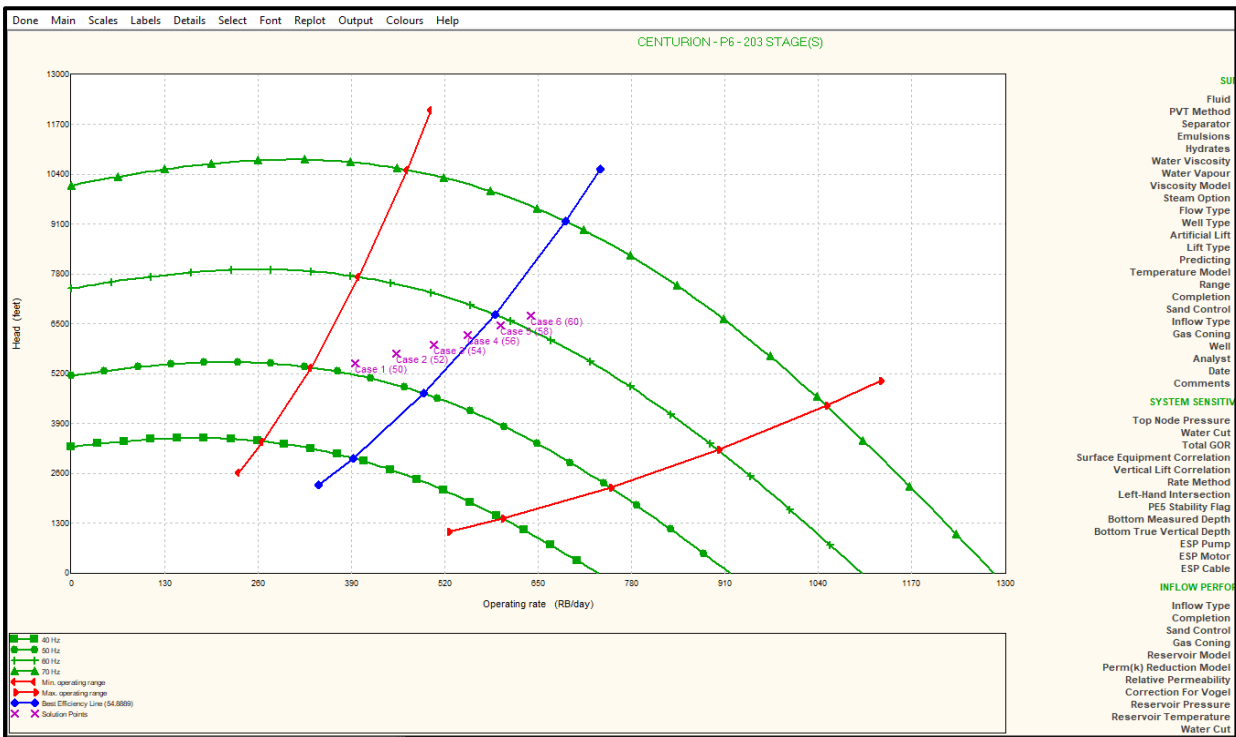


Figura 64. Gráfico de desempeño de la bomba BES con sensibilidades de acuerdo con la frecuencia de operación

3.5.8. Fase VIII. Cambio del tamaño de las bombas mediante IPM

Para los pozos cuyo sistema de levantamiento presente consistía en Bomba Electro Sumergible (BES), se procedió a diseñarle una bomba más grande o de mayor eficiencia que la actual, para ello se realizó al igual que en la fase anterior para cada pozo en estudio con BES se toma del modelo del campo en TIBCO Spotfire el dato de presión de fondo fluyente y de la última prueba de producción de cada pozo a optimizar. Se abre el modelo en PROSPER del pozo y seguidamente se selecciona el recuadro de “IPR Data”, allí se abre la ventana de opciones para

ajuste del IPR donde en la parte superior se muestra la opción “*Test Data*” donde se despliega la siguiente ventana mostrada en la figura 65:

Point	Date	Comment	Liquid Rate (STB/day)	Pressure (FBHP) (psig)
1			154	1750
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				

Figura 65. Entrada del “*Test Data*” para ajuste de IPR

En la columna “*Liquid Rate*” se coloca la tasa de líquido de la última prueba de producción, seguidamente en la columna “*Pressure (FBHP)*” se coloca el dato de presión de fondo fluente calculado, una vez hecho este procedimiento se presiona la opción “*Done*” y se regresa a la ventana de “*IPR Data*”.

Se procede a hacer el ajuste de la curva IPR si el punto de prueba no está sobre la línea de la curva, mediante la variación del Modelo de IPR usando los métodos de Índice de Productividad y Darcy ya que se poseen los suficientes datos para trabajar estos modelos, seguidamente el ajuste de las permeabilidades relativas con la actualización de los datos tomados en cuenta para el Modelo de Simulación del campo. Una vez hecho este procedimiento, se verifica el tipo de bomba actual que posee el pozo en el recuadro “*ESP Input Data*” para continuar con la selección de una bomba de mayor eficiencia (figura 66).

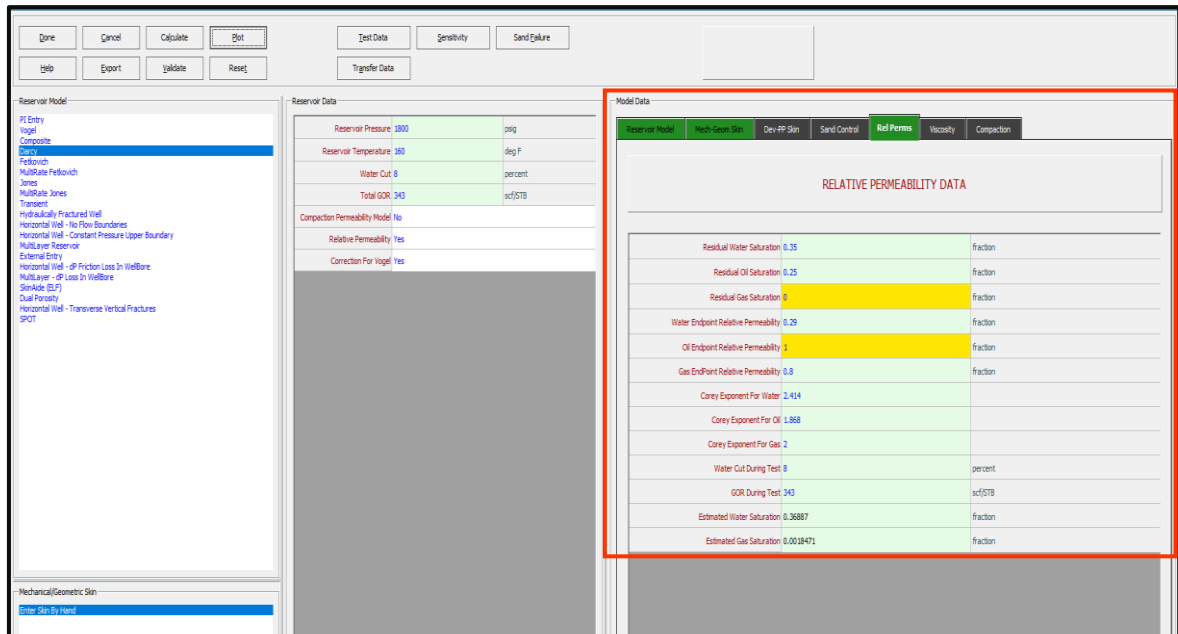


Figura 66. Ajuste de datos de las curvas de permeabilidad relativa

Para el ajuste de estos datos se consideraron los valores de permeabilidad absolutas y relativas, temperatura y presión del yacimiento, el corte de agua y la relación de gas- petróleo para cada pozo obtenidos del modelo de simulación actual del campo validados por el equipo del *Asset Development* previamente y consultados para su consideración en el presente estudio.

De esta manera se visualiza en la entrada de datos de la nueva bomba como se observa en la figura 67 y 68.

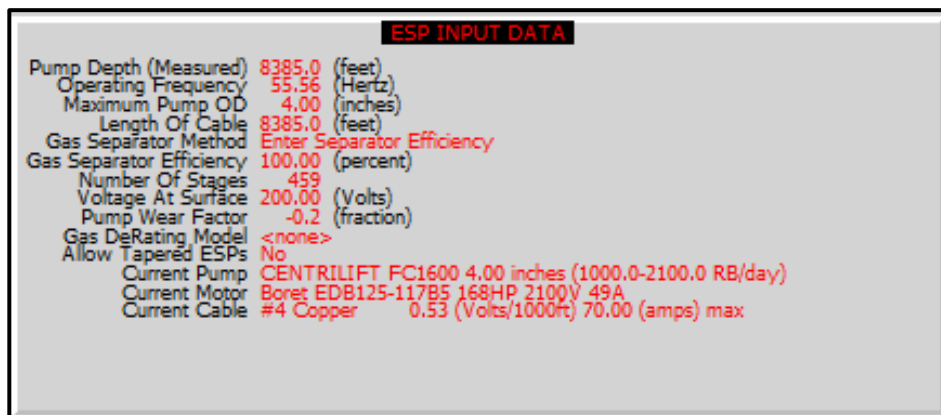


Figura 67. Verificación de BES actual del pozo

Input Data		
Pump Depth (Measured)	8385	feet
Operating Frequency	55.5555	Hertz
Maximum Pump OD	4	inches
Length Of Cable	8385	feet
Gas Separator Efficiency	100	percent
Design Rate	1826	STB/day
Water Cut	44	percent
Total GOR	32	scf/STB
Top Node Pressure	120	psig
Motor Power Safety Margin	0	percent
Pump Wear Factor	-0.2	fraction
Pipe Correlation	Hydro-2P	
Tubing Correlation	Petroleum Experts 2	
Gas DeRating Model	<none>	

Figura 68. Selección del nuevo diseño de la BES para el pozo

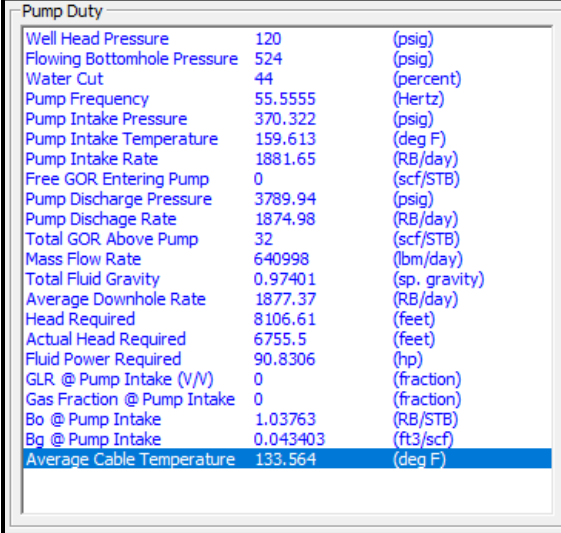
Para el nuevo diseño se pasa a la sección de “Resumen del Análisis” donde se procede a seleccionar igual que en el paso anterior la opción “ESP Design” (figura 69).

ANALYSIS SUMMARY	
Inflow	<input checked="" type="checkbox"/>
System	<input checked="" type="checkbox"/>
Gradient	<input type="checkbox"/>
VLP	<input checked="" type="checkbox"/>
Choke Performance	<input type="checkbox"/>
ESP Performance	<input type="checkbox"/>
QuickLook	<input type="checkbox"/>
Tubing Correlation Comparison	<input type="checkbox"/>
PipeLine Correlation Comparison	<input type="checkbox"/>
VLP/IPR Matching	<input type="checkbox"/>
ESP Design	<input checked="" type="checkbox"/>
Generate for GAP	<input type="checkbox"/>
BHP From WHP	<input type="checkbox"/>

Figura 69. Parámetros de entrada para el nuevo sistema por BES

Al seleccionar dicha opción se abre una la ventana del diseño actual del sistema. En la parte superior izquierda se modifican los diversos parámetros para el diseño de la bomba, entre ellos, la frecuencia de operación, tasa de diseño, número de etapas, corte de agua y el factor de desgaste de la bomba, manteniendo los demás parámetros fijos como las propiedades del fluido y las correlaciones a utilizar.

Una vez ingresados estos datos se hace clic en el botón de la barra superior “*Calculate Pump Duty*” y el sistema muestra en la parte inferior izquierda los parámetros para el nuevo diseño a considerar o “*Pump Duty*” (figura 70).



Pump Duty		
Well Head Pressure	120	(psig)
Flowing Bottomhole Pressure	524	(psig)
Water Cut	44	(percent)
Pump Frequency	55.5555	(Hertz)
Pump Intake Pressure	370.322	(psig)
Pump Intake Temperature	159.613	(deg F)
Pump Intake Rate	1881.65	(RB/day)
Free GOR Entering Pump	0	(scf/STB)
Pump Discharge Pressure	3789.94	(psig)
Pump Discharge Rate	1874.98	(RB/day)
Total GOR Above Pump	32	(scf/STB)
Mass Flow Rate	640998	(lbm/day)
Total Fluid Gravity	0.97401	(sp. gravity)
Average Downhole Rate	1877.37	(RB/day)
Head Required	8106.61	(feet)
Actual Head Required	6755.5	(feet)
Fluid Power Required	90.8306	(hp)
GLR @ Pump Intake (V/V)	0	(fraction)
Gas Fraction @ Pump Intake	0	(fraction)
Bo @ Pump Intake	1.03763	(RB/STB)
Bg @ Pump Intake	0.043403	(ft3/scf)
Average Cable Temperature	133.564	(deg F)

Figura 70. Nuevos parámetros para considerar para el diseño del sistema

En la parte central de la ventana, se muestran dos campos, en la parte superior el panel “Equipment” con tres pestañas con las opciones bomba, motor y cable, donde se generan los equipamientos disponibles para el nuevo diseño. En la parte inferior se muestra el panel “Results” con los resultados obtenidos para los equipamientos disponibles seleccionados.

En la parte izquierda de la pantalla, se muestran los dos gráficos correspondientes al diseño, en la parte superior derecha el gráfico de desempeño de la bomba seleccionada y en la parte inferior izquierda el gráfico de operatividad del motor. A continuación, se muestra la figura 71 con la ventana de diseño de PROSPER.

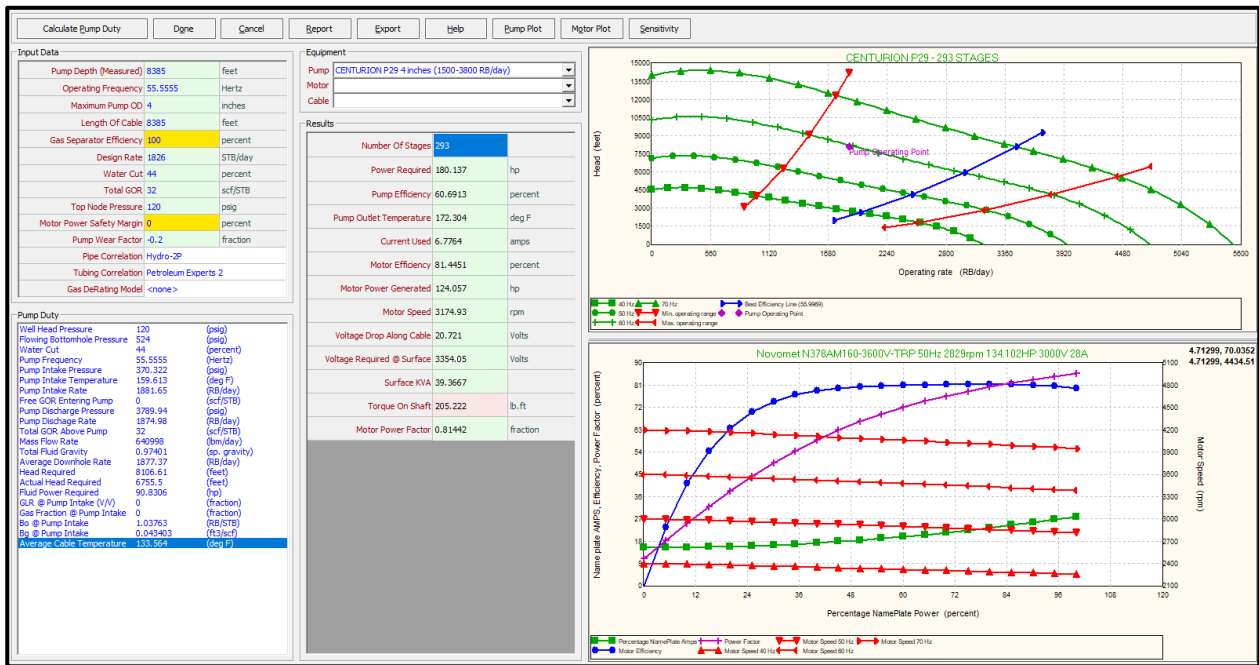


Figura 71. Ventana principal de diseño del sistema una vez seleccionada la BES en PROSPER

A continuación, se selecciona la opción “Done” que devuelve al usuario al menú principal, donde se selecciona la opción “System” del recuadro del Resumen del Análisis. Seguidamente, se selecciona la opción “Calculate” para resolver el sistema y obtener los parámetros principales del nuevo diseño como tasa de producción de líquido, de petróleo y de agua, presión de fondo fluyente, presión a la entrada de la bomba, entre otros.

Una vez verificados estos valores, se selecciona la opción “Cases” donde se despliega una ventana con una serie de pestañas con variables del sistema, allí se selecciona la opción “Operation Frequency”, a continuación, se generan frecuencias de operación: para la BES de 2 en 2 Hertz.

En este orden de ideas, se regresa a la ventana de “System” donde se selecciona la opción “Plot”, seguido de “Pump Plot” y se obtiene el gráfico de desempeño de la BES y el análisis de sensibilidades para la frecuencia de operación.

3.5.9. Fase IX. Generación de los perfiles de producción

Una vez realizada la simulación en PROSPER para la sustitución del cambio de sistema de levantamiento artificial o en su defecto el cambio de bomba se procedió a evaluar la declinación por pozo que en el tiempo podría tener cada uno de ellos, para de esta manera determinar la productividad del procedimiento en el tiempo. Para ello se procedió a la evaluación de la declinación para cada uno de los pozos mediante los historiales de producción cargados en Oil Field Manager (OFM).

Inicialmente mediante la herramienta “Pronóstico”, se realizó la determinación del factor de declinación anual por pozo, para ello se consideró la historia de producción del pozo.

Seguidamente, se procedió a determinar las ecuaciones que se ajustaban al comportamiento en el tiempo para las variables de corte de agua y la relación agua - petróleo versus producción acumulada de petróleo con el objetivo de realizar un cotejo histórico del comportamiento de cada pozo propuesto para evaluar si el cambio de método o de bomba es recomendable de acuerdo con dichos factores.

Una vez determinado el mejor comportamiento, se procedió a construir el perfil de producción para cada pozo mediante hojas de cálculo, para lo cual se estableció una declinación de tipo exponencial considerando que el objetivo de este estudio evalúa los pozos hasta el año 2026, límite contractual de la compañía en el campo Boscán.

Finalmente, se procedió a determinar el incremental consolidado de producción para lo cual se generaron también mediante hojas de cálculo los gráficos de comportamiento de producción y del corte de agua hasta el límite contractual.

3.5.10. Fase X. Análisis económico del estudio

Consistió en evaluar que rentable resulta realizar los cambios de método de BM y BCP a BES o la sustitución a una BES de mayor tamaño.

Para esta fase, se generó una tabla con los costos asociados a cada uno de los pozos involucrados en las operaciones. Para ello, se tomaron en cuenta una serie de premisas que permitieran generalizar el cálculo:

- La amortización se realiza sobre la producción incremental.
- No se incluye valor de inflación debido a la incertidumbre en el mercado.
- La regalía se considera con base al 30% de la producción neta de acuerdo con la ley de hidrocarburos vigente.
- La tasa de impuesto establecida es 16,67% de acuerdo con la ley de hidrocarburos vigente.
- La tasa de interés está estipulada para el valor usado por la compañía la cual es de 10%.
- El valor presente neto está calculado a la mitad del año de acuerdo con el criterio de la compañía.

Con base a estas, se establecieron tres bases de cálculo para predecir el comportamiento de los escenarios económicos variando los parámetros de mayor sensibilidad:

- Una base de cálculo con un precio del barril de petróleo fijo en la cual se varían los parámetros de OPEX y CAPEX.
- Una base de cálculo con un OPEX fijo en la cual se varían los parámetros del precio del barril de petróleo y CAPEX.
- Una base de cálculo con un CAPEX fijo al valor actual, con una variación de los precios de la cesta de crudo y de OPEX.

Una vez realizado lo anterior, se determinó cuál de los pozos era factible realizarle la operación mediante los siguientes indicadores económicos:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Valor Presente de la Inversión (VPI)
- Creación de valor (VC)
- Índice de Rentabilidad Descontado (DPI)

Debido a que el VPN era mucho mayor a la inversión, la tasa interna de retorno (TIR) no fue considerada para el estudio económico, estableciendo como orden de prioridad el VPN y el VC.

CAPITULO IV

4. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se desarrolla la descripción de los resultados y el análisis de estos, la investigación, recopilación, interpretación, cálculos y diseños se realizaron en un periodo comprendido desde enero hasta octubre de 2020.

4.1. Modelo Estático - Campo Boscán

La formación está definida por una arquitectura monoclinas con un buzamiento de 2°, es una trampa mixta (estructural – estratigráfica) cuyo ambiente sedimentario es fluvial – deltaico, sus sedimentos fueron depositados durante el Eoceno.

El modelo estático de la formación Misoa perteneciente al campo Boscán cuenta con las siguientes características presentadas en la tabla 3.

Tabla 3. Principales características del modelo estático de Boscán

ZONA	PROFUNDIDAD PROMEDIO (PIES)	ESPESOR PROMEDIO (PIES)	TIPOS DE ROCA	PROPORCIÓN DEL TIPO DE ROCA (%)	PROM. PHIT (%)	PROM. SWT (%)	PROM. K (mD)	Bo
BOSCÁN SUPERIOR	3660 - 10832	~550	Arcilla	13	19-23	28-39	500	1.08
			Arena Mala	26				
			Arena Media	44				
			Arena Buena	17				
			TOTAL	100				
BOSCÁN INFERIOR	9480-9615 (Zona Sur)	<200	Arcilla	9	~20,8	~44	~800	1,08
			Arena Mala	21				
			Arena Media	38				
			Arena Buena	32				
			TOTAL	100				

La arena Boscán Superior ha sido estudiada ampliamente en comparación con la arena Boscán Inferior, que ha tenido una evaluación escasa debido a que en el sur del campo está muy cercana al acuífero y en el norte es delgada o desaparece.

En cuanto a los mecanismos de producción primarios, se tomó en cuenta el Modelo Integral de Producción del Campo ejecutado mediante IPM, como se aprecia en la figura 72, donde destaca que estos son fundamentalmente:

- Empuje Hidráulico
- Compresibilidad de la roca y expansión de los fluidos

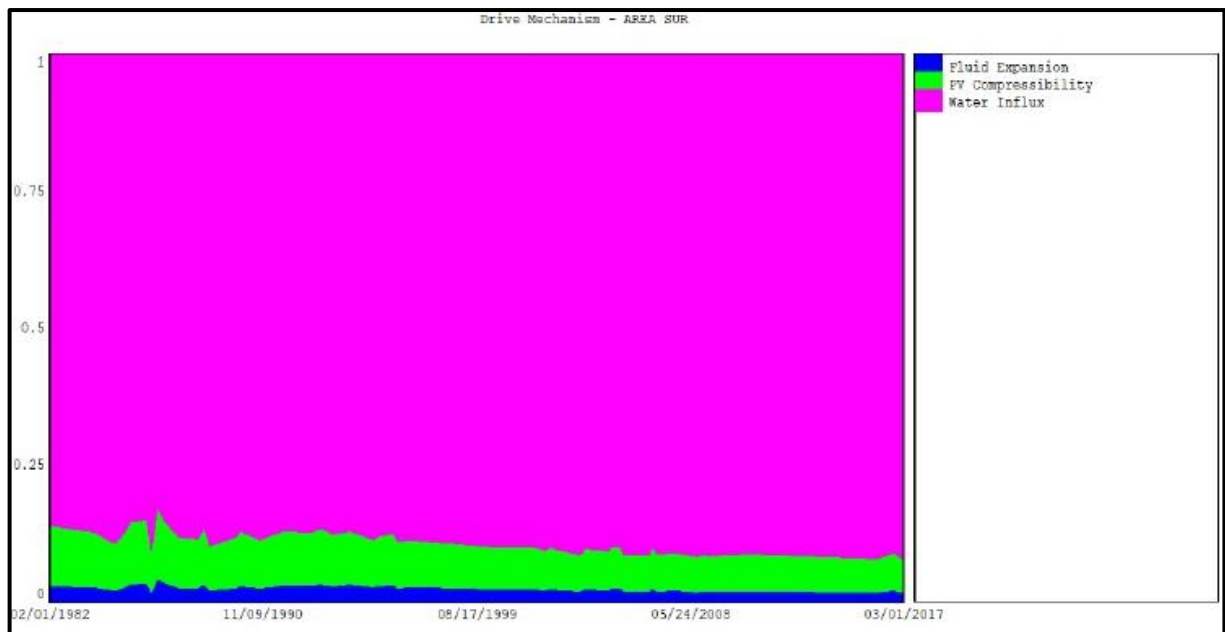


Figura 72. Mecanismos de producción primarios – Área Sur Campo Boscán ^[24]

Por otra parte, el mecanismo de producción secundario en Campo Boscán desde hace varios años es la Inyección de Agua en arreglos de siete pozos invertidos. Adicionalmente, la producción es asistida por tres sistemas de levantamiento artificial

- Bombeo Mecánico
- Bombeo por Cavidades Progresivas
- Bombeo Electro Sumergible

Las proporciones en las cuales se encuentran estos sistemas de levantamiento en Campo Boscán están señaladas en la figura 73.

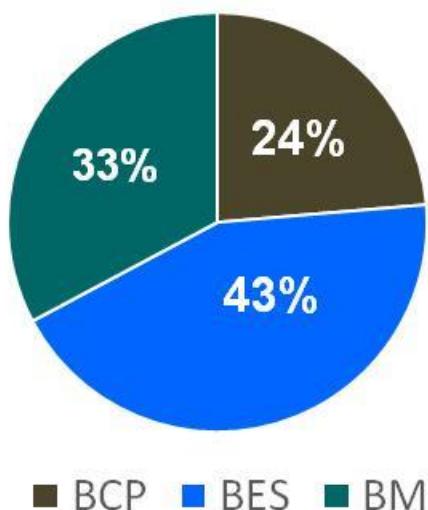


Figura 73. Porcentaje de pozos por sistema de Levantamiento Artificial Campo Boscán
– Febrero 2020

4.2. Modelo Dinámico – Campo Boscán

El modelo dinámico para el presente estudio se basó en la revisión exhaustiva y ajuste (en el caso de permeabilidades relativas y absolutas) de los diferentes parámetros utilizados en el modelo de simulación actual del Campo que ajustan a los pozos a su condición actual de producción. Para validar el modelo dinámico se realizó la consulta y revisión de la información del modelo actual para verificar las características que ajustan a cada pozo a optimizar y considerar a cada pozo como un elemento aislado del sistema, además se procedió a obtener los parámetros considerados en otras oportunidades para el desarrollo de los sistemas de levantamiento artificial de Campo Boscán como últimas mediciones de presión de yacimiento, completaciones, profundidad de las perforaciones.

Es así como el principal cambio llevado a cabo luego de la consulta del modelo construido por la compañía viene dado por el ajuste de los datos de las curvas de permeabilidad para el diseño de los sistemas de levantamiento, donde se proporcionó al PROSPER los datos actualizados del último modelo de simulación ^[24] con cada uno de los parámetros para la

determinación de las permeabilidades relativas, considerando de la tabla 4, el P50 como medición promedio para el ajuste del IPR.

Tabla 4. Parámetros finales de permeabilidades relativas empleados para el cotejo histórico en los modelos P10, P50 y P90 ^[25]

PARÁMETRO	P10	P50	P90
Exponente Corey para petróleo	1,805	1,868	1,878
Exponente Corey para gas	2,477	2,414	2,5
End-Point para la permeabilidad relativa al agua (Krw)	0,27	0,29	0,34

El resultado final de las curvas de permeabilidad relativa denota un yacimiento hidrófilo, cuyo gráfico viene dado por la figura 74.

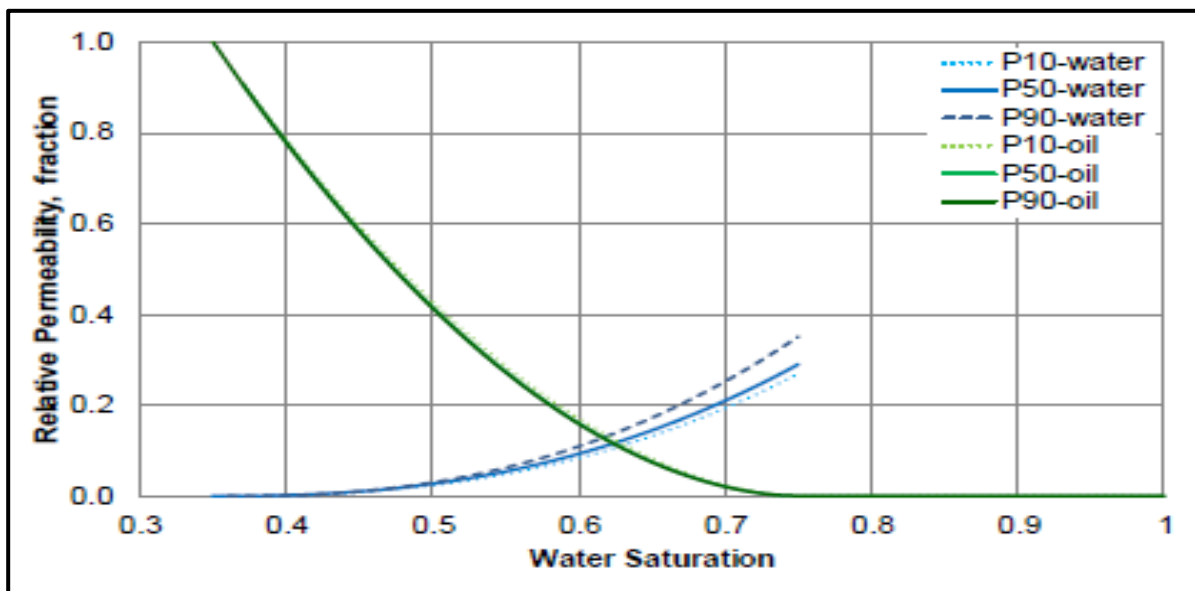


Figura 74. Permeabilidades relativas finales para el sistema petróleo-agua en los modelos P10, P50 y P90 ^[25]

4.2.1 Desempeño de la inyección de agua en el campo

En la figura 75 se muestra el historial de producción de petróleo e inyección de agua en el Campo Boscán a través de los años. En el análisis de los datos de producción se muestra que la inyección de agua ha tenido un efecto positivo a nivel de yacimiento, incrementando la producción a través de los años lo que demuestra el buen desempeño que ha dado el mecanismo

de recuperación secundaria tal como se aprecia en dicha figura, lo que también validó la necesidad de la optimización de los pozos que están siendo re presurizados dada su respuesta positiva al proyecto.

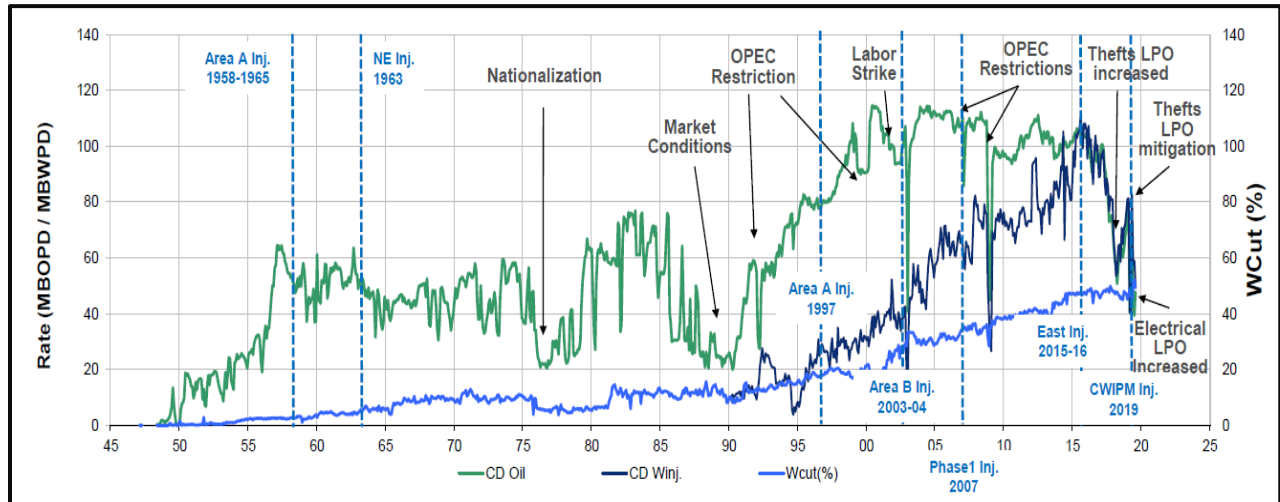


Figura 75. Historial de Producción e Inyección de Campo Boscán [25]

Sin embargo, para verificar el estado actual de los frentes de agua en el yacimiento se estudió el trabajo del equipo del *Asset Development* en cuanto a la irrupción de agua en los pozos primera fila, pozos no aplicables a la optimización de la presente investigación por la cercanía a los pozos inyectoros, pero mediante los cuales se pudo tener una idea del comportamiento del frente de agua en el yacimiento mediante los cuales se pudo observar el avance actual.

Actualmente, solo dos áreas de las zonas de inyección cuentan con el estudio de avance del frente de agua debido a que son las áreas en las cuales se poseen datos suficientes para el análisis, estas son el área de la Expansión del Piloto de Inyección y el área del Piloto A o Zona I.

Para el Área de la Expansión del Piloto de Inyección se obtuvieron los datos del corte de agua que ha afectado a cada uno de los pozos y se clasificaron en tres categorías:

- Irrupción temprana: el frente de agua llegó antes de lo esperado al pozo.
- Irrupción media: comienza a notarse el aumento del caudal de agua en el pozo.
- Irrupción tardía: no se ha notado incrementos del corte de agua que sugieran la llega del frente de agua.

En la figura 76 se muestra el creciente corte de agua en el tiempo para los pozos del área evaluada, donde se observa que en los pozos cuya irrupción es temprana, el corte de agua

comienza a crecer paulatinamente entre los años 2009 y 2010, mientras que para el de la irrupción media comienza a inicios de 2011. Por último, los pozos con irrupción tardía muestran un incremento del corte de agua desde el 2012-2013 pero no ha sido acelerado como en el caso de irrupción temprana.

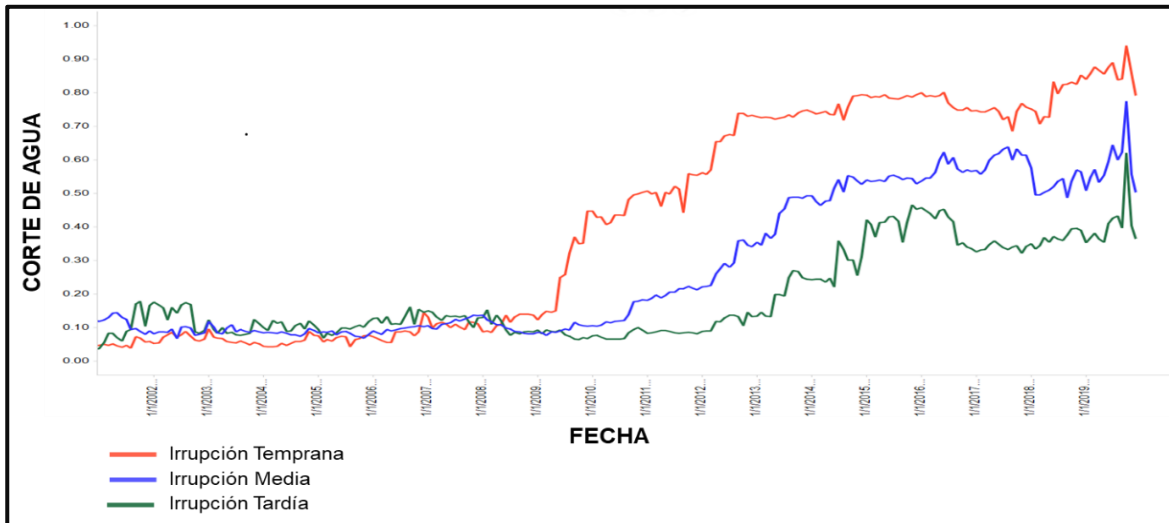


Figura 76. Estudio del incremento del corte de agua en la Expansión del piloto de inyección

Dado el análisis gráfico anterior, en la figura 76 se aprecia cada pozo de la primera fila del área de inyección en estudio y como se encuentran distribuidos los pozos señalando la clasificación actual de acuerdo con la irrupción tal como se encuentra especificado en su leyenda y señalado en el mapa de presiones del campo en la figura 77. El análisis rápido al cual puede someterse este resultado infiere en que probablemente son las estructuras sedimentarias del yacimiento que interfieren el avance del frente de agua, ya que solo 5 pozos de este piloto de inyección muestran una irrupción temprana del frente de agua. En líneas generales los pozos segunda fila de este arreglo son buenos candidatos a la optimización, pero se debe ser cuidadoso en el caso del BN 0771, BN 0663, BN 0609 y BN 0243 ya que son segunda fila de pozos a los cuales la irrupción del frente de agua ha sido temprano.

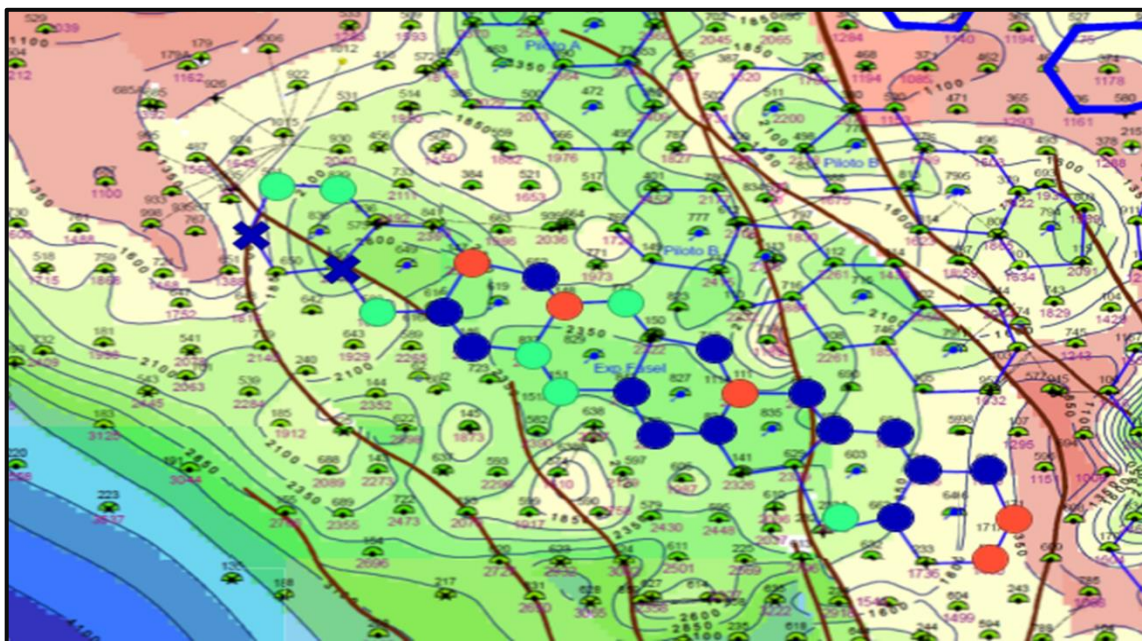


Figura 77. Pozos primera fila de la zona de expansión de la fase I de acuerdo con la clasificación de la irrupción de agua.

Por otra parte, el piloto A o Zona I muestra un desempeño diferente en cuanto al corte de agua, tal como se aprecia en la figura 78. A mediados del año 2000 se observa un incremento en el corte de agua, el cual fue controlado a finales de 2005, aun así, ha tenido incrementos considerables en su corte de agua a través del tiempo, donde incluso se observa cómo ha ido modificándose el comportamiento de las irrupciones inicialmente clasificadas.

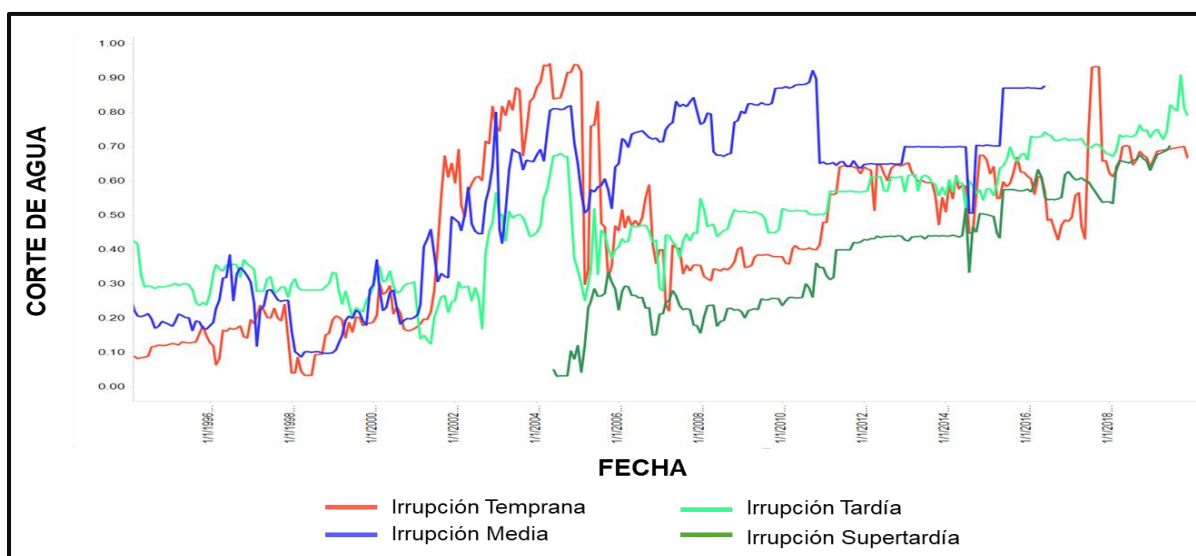


Figura 78. Estudio del incremento del corte de agua en la Zona I

Mediante el análisis gráfico anterior, en la figura 79 se aprecia cada pozo de la primera fila del área de inyección de la Zona I y como se encuentran distribuidos los pozos señalando su clasificación actual de acuerdo con la irrupción tal como se encuentra especificado en la leyenda de la figura 78. Un análisis al cual puede someterse este resultado, deduce que también son las estructuras sedimentarias del yacimiento las que interfieren el avance del frente de agua, esto dado que solo 3 pozos de esta zona de inyección muestran una irrupción temprana del frente de agua. En líneas generales, los pozos segunda fila de este arreglo tienen un comportamiento inestable en cuanto al avance del frente de agua, tal como se observa en la figura 79.

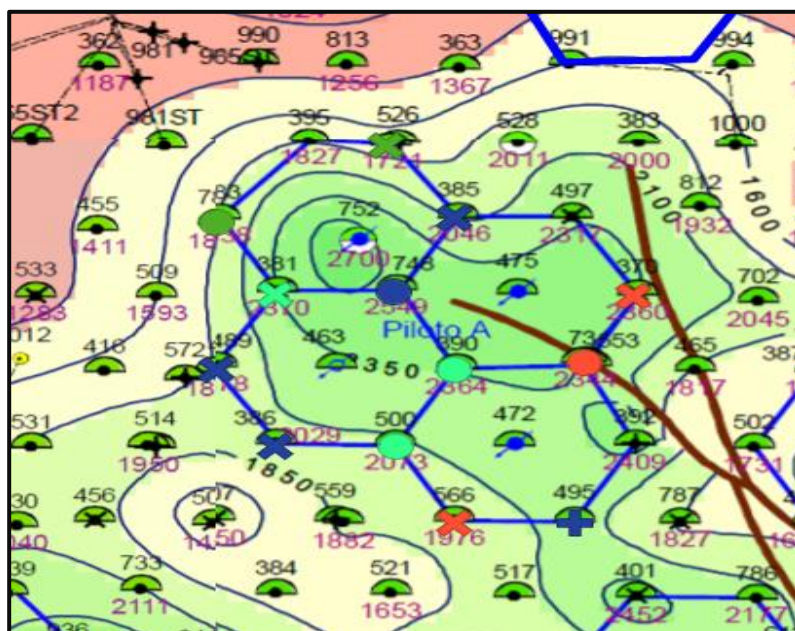


Figura 79. Pozos primera fila de la zona I de acuerdo con la clasificación de la irrupción de agua.

Dado esto se procedió entonces a identificar los pozos con oportunidad de optimización mediante el análisis de los datos de presión y niveles estáticos en el área del proyecto de inyección (WIPM) de Campo Boscán. Para ello, se partió desde un punto de vista macro hasta lo micro tal como se explicó en la Fase V de la metodología.

4.3. Selección de los pozos candidatos a la optimización

Campo Boscán cuenta en la actualidad con alrededor de 1050 pozos perforados totales, de los cuales, para febrero 2020 posee los pozos mostrados en la figura 80 de acuerdo con la clasificación por categorías principales:

Cantidad de Pozos por Categoría Campo Boscán

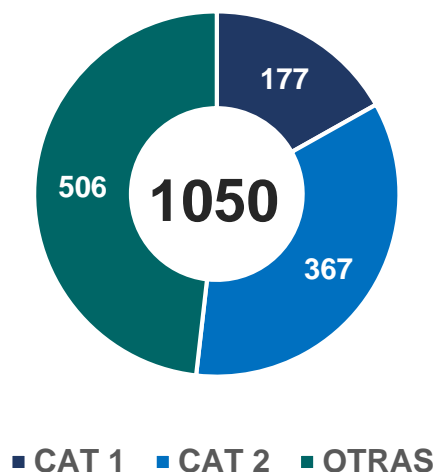


Figura 80. Cantidad de pozos por Categoría de Campo Boscán - febrero 2020

De acuerdo con los reportes de las cuadrillas de recorrido de supervisión de los pozos, para cada mes se obtuvo la cantidad de pozos con datos de presión a entrada de la bomba (PIP por sus siglas en inglés) dinámica y nivel de fluido, clasificados por categorías. De estos datos se procedió a determinar la cantidad de pozos cuya presión de fondo fluyente era mayor a 1500 lpc, obtenido mediante la integración de los datos en TIBCO Spotfire, como se muestra en la figura 81.

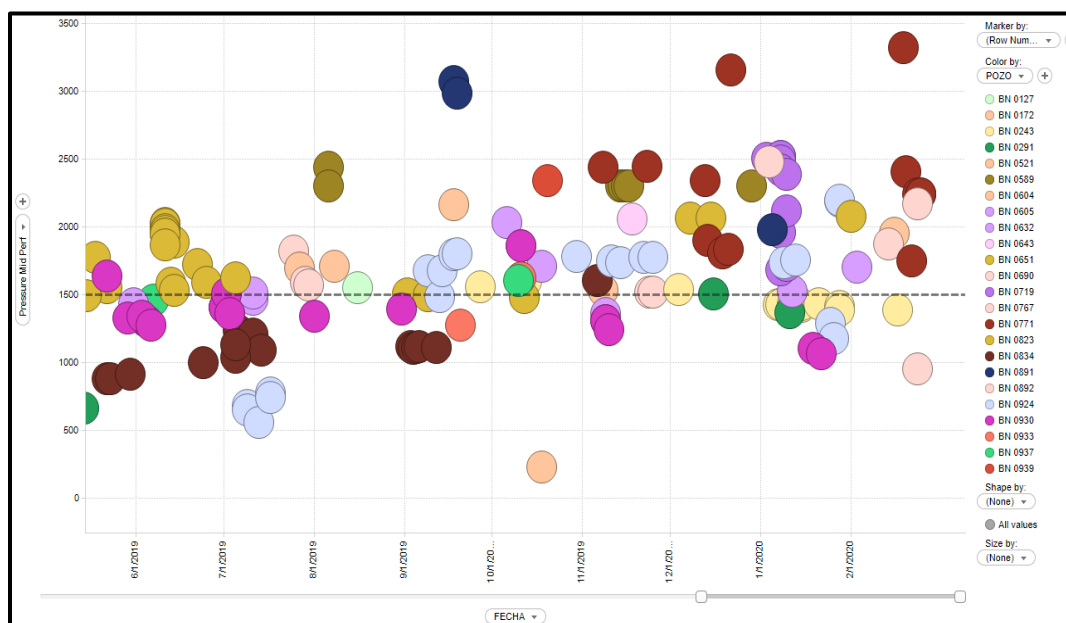


Figura 81. Presión de fondo fluyente versus tiempo de toma de los datos

Con base a la selección de los pozos con presión de fondo fluyente mayor a 1500 lpc, de la figura anterior, se obtuvieron 232 pozos de todo el campo Boscán, distribuidos en las categorías mostradas en la figura 82.

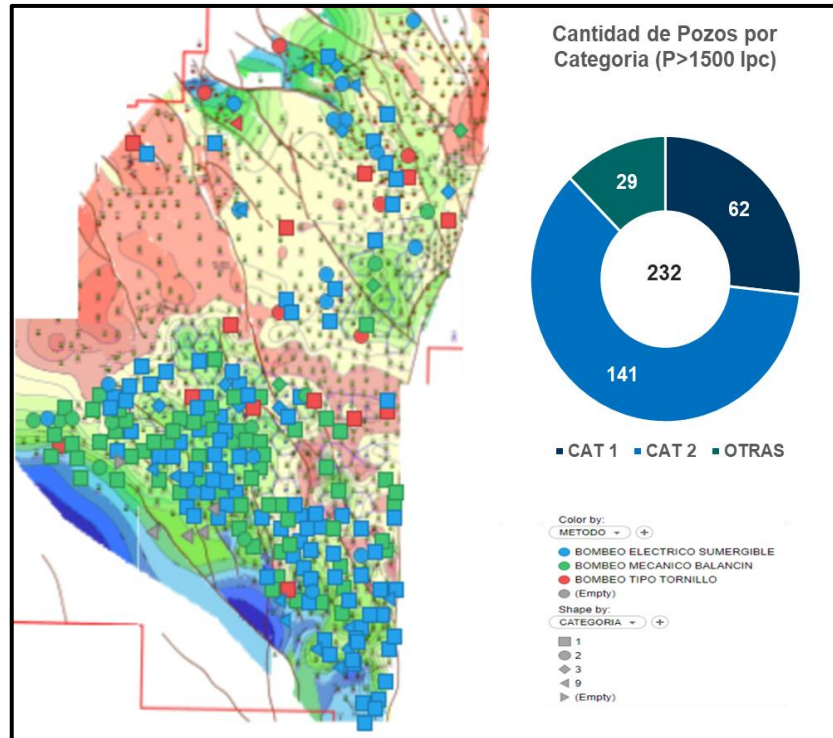


Figura 82. Cantidad de pozos por Categoría de acuerdo con el criterio de presión

Sin embargo, dado que los pozos a considerar para la optimización del sistema de levantamiento son los ubicados dentro de la zona de inyección (WIPM) en los cuales se ha notado la re-presurización del yacimiento, se procedió a determinar los pozos del estudio que se encuentran dentro de esa zona distribuidos en categorías como se muestra en la figura 83.

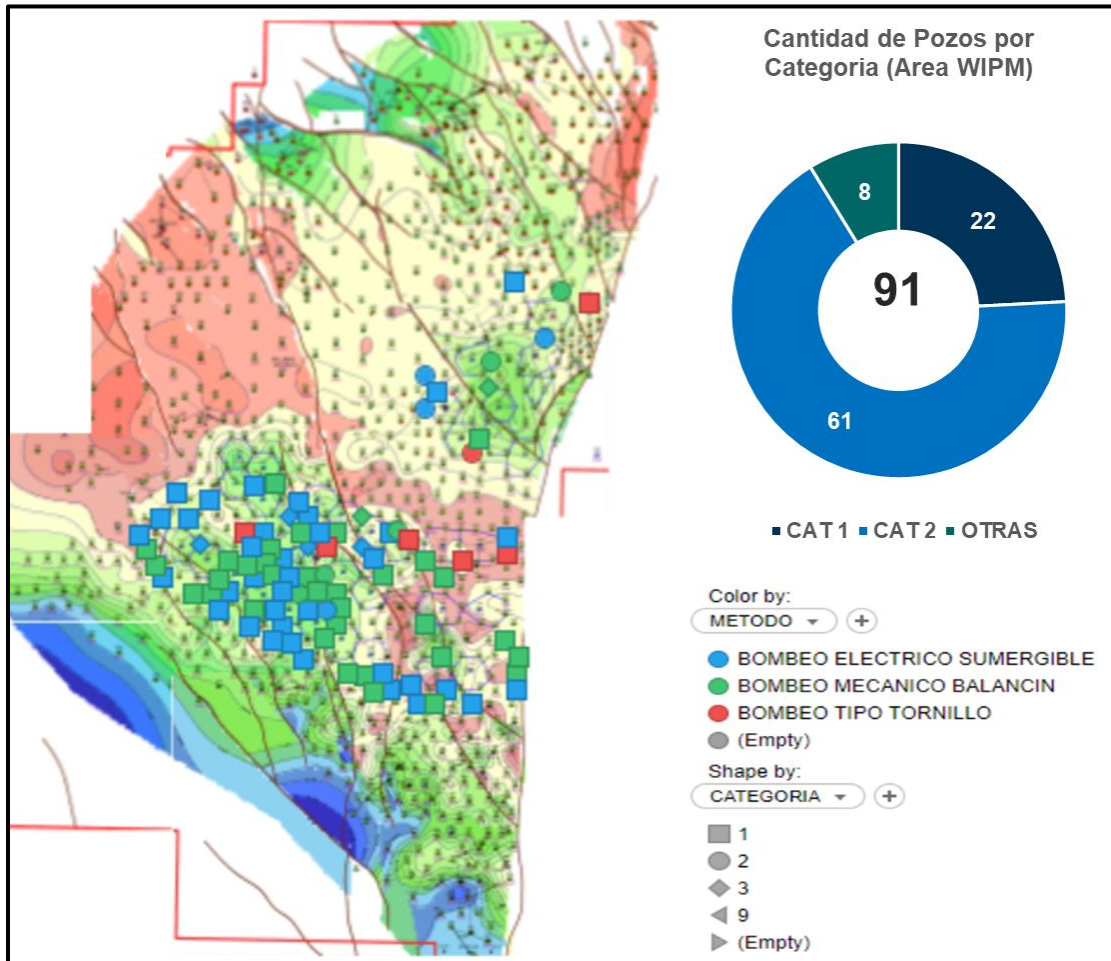


Figura 83. Cantidad de pozos por Categoría de acuerdo con el criterio del Área WIPM

Igualmente, el estudio solo abarca los pozos segunda fila de los arreglos de las zonas de inyección debido a que son los pozos cuyo riesgo es menor a un aumento temprano del corte de agua, en comparación con los pozos primera fila, de acuerdo al análisis llevado a cabo al inicio de este apartado, de esta manera se tiene la distribución de los pozos como se muestra en la figura 84.

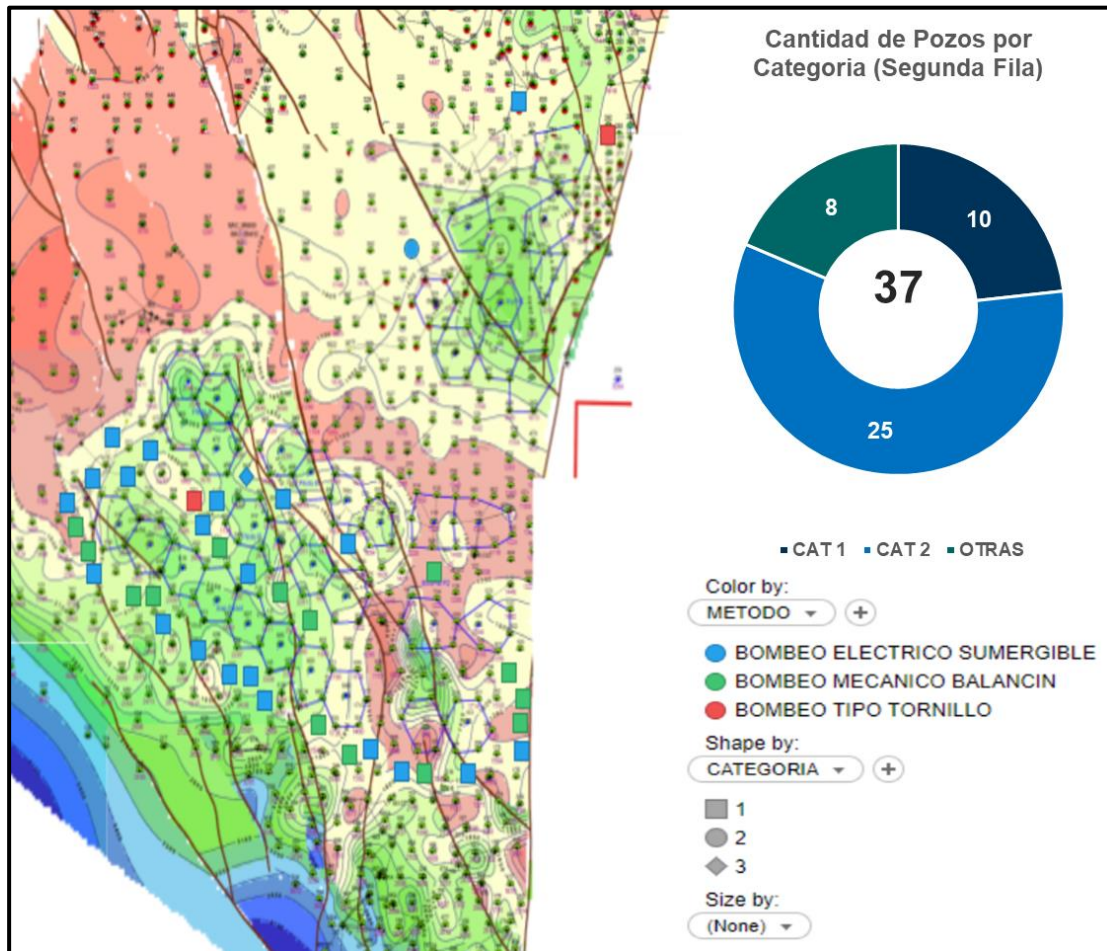


Figura 84. Cantidad de pozos por categoría de acuerdo con el criterio de pozos en la segunda fila del arreglo

Finalmente, a estos 37 pozos se les realizó un estudio minucioso del corte agua actual, el mismo debía ser menor a 50%, límite establecido por la empresa para las operaciones del campo, para determinar si serían candidatos o no al cambio de sistema de levantamiento artificial, de los cuales, 13 pozos mostraban un corte de agua mayor al criterio planteado; de esta manera el estudio final se llevó a cabo con los 24 pozos ordenados en la tabla 5.

Tabla 5. Pozos seleccionados para el cambio de sistema de levantamiento artificial

No	POZO	CATEGORÍA	ZONA	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL
1	BN 0127	1	EAST	BOMBEO MECANICO
2	BN 0172	2	EAST	BOMBEO MECANICO
3	BN 0243	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
4	BN 0291	1	NE	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

5	BN 0521	2	A	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS
6	BN 0589	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
7	BN 0604	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
8	BN 0605	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
9	BN 0632	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
10	BN 0643	1	Fase 1	BOMBEO MECANICO
11	BN 0651	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
12	BN 0690	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
13	BN 0719	2	B2	BOMBEO MECANICO
14	BN 0767	1	Fase 1	BOMBEO MECANICO
15	BN 0771	3	B2	BOMBEO MECANICO
16	BN 0823	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
17	BN 0834	2	B2	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
18	BN 0891	2	NE	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
19	BN 0892	1	NE	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
20	BN 0924	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
21	BN 0930	1	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
22	BN 0933	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
23	BN 0937	2	B1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
24	BN 0939	2	B2	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE

En resumen, de la tabla anterior se aprecia que 11 pozos corresponden a sistema por Bomba Eléctrico Sumergible y de igual forma, 11 pozos corresponden a Bombeo Mecánico, mientras que solo 2 pozos corresponden a Bombeo de Cavidades Progresivas o tipo tornillo, tal como se muestra en la figura 85. La ubicación en Campo Boscán de los pozos mostrados en la tabla 5 se encuentra señalada en el mapa de presiones en dicha figura.

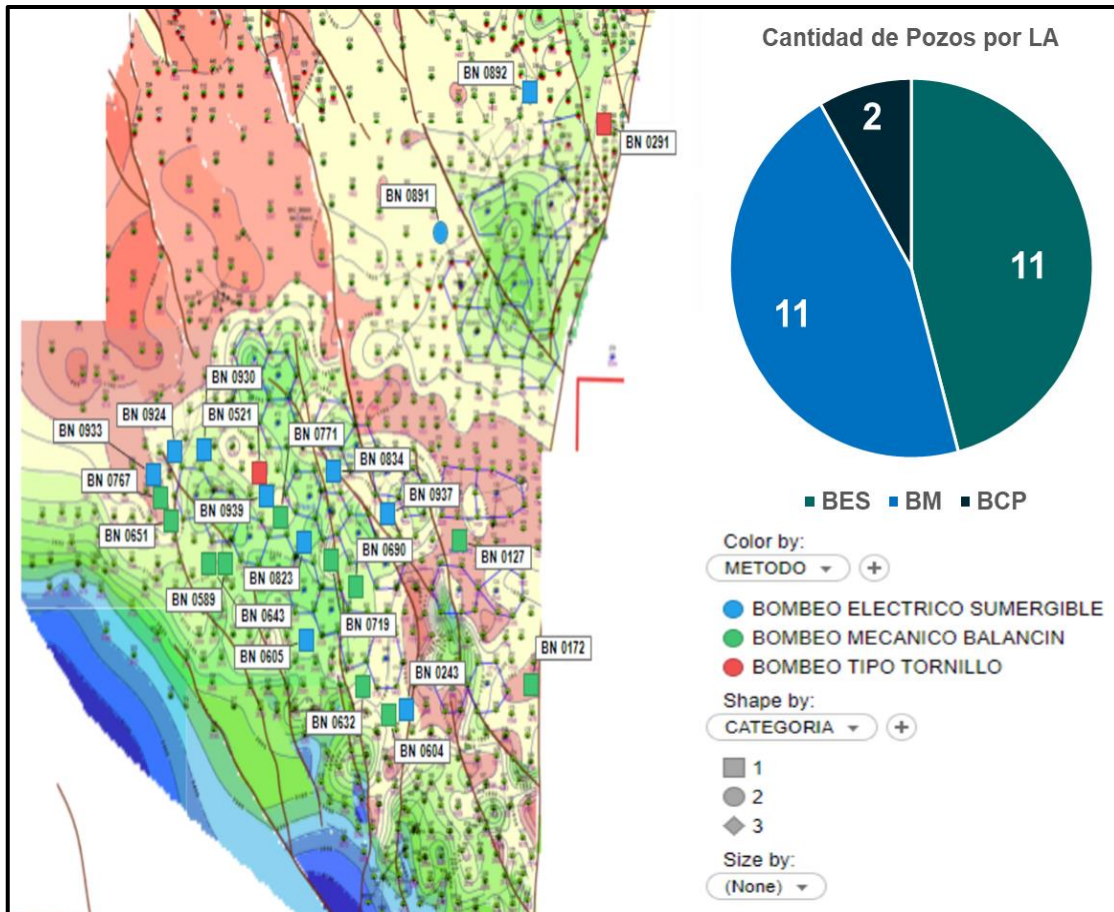


Figura 85. Ubicación de los pozos seleccionados a optimizar de Campo Boscán

Igualmente, de acuerdo con las categorías de cada pozo se tiene que 6 pozos son categoría 1, 17 pozos son categoría 2 y 1 pozo categoría 3. En la figura 86 se desarrolla un diagrama de proporciones de acuerdo con este parámetro.

Cantidad de Pozos por Categorías

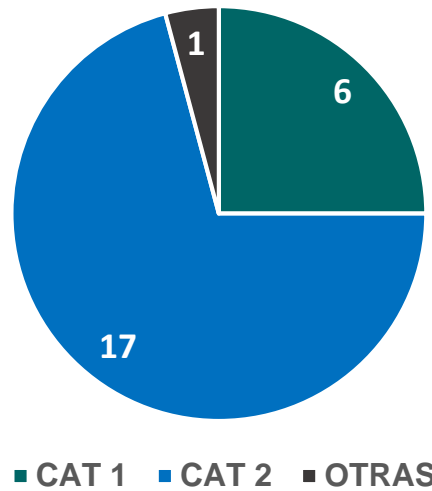


Figura 86. Cantidad de pozos de acuerdo con las categorías

4.4. Clasificación de las bombas seleccionadas para el estudio

Campo Boscán posee en su historia de producción la aplicación de diversos equipos que han sido estudiados a través de los años con el fin de evaluar su desempeño y el tiempo de vida (*Run Life*) que puedan tener durante la operación. Por ello, para el presente trabajo se consideró, de acuerdo con los requerimientos del equipo de Asset Development y recomendación del autor, las bombas electro sumergibles mostradas en la tabla 6.

Tabla 6. BES consideradas para el estudio

CLASIFICACIÓN	COMPAÑÍA	NOMBRE DE LA BOMBA	TAMANO DE LA BOMBA [PULGADAS]	FRECUENCIA [HZ]	TASA MINIMA [BPD]	TASA MAXIMA [BPD]
A	Centurion	P6	4	60	400	900
B	Centurion	P8	4	60	550	1200
C	Centurion	P17	5,38	60	1000	2400
D	Centurion	P23	5,38	60	1200	2900
E	Centurion	P21	5,38	60	1200	2900
F*	Centurion	P4	4	60	300	600
G*	Centurion	P12	4	60	850	1600

*Recomendadas por el autor de esta investigación dado el buen desempeño que muestran en la simulación en PROSPER.

4.5. Resultados de los cambios de sistema de levantamiento (Cambio de Método)

Un total de 12 de los 24 pozos (50%) considerados para el estudio fueron sometidos a un cambio de sistema de levantamiento artificial mediante la herramienta PROSPER. De estos 12 pozos, actualmente 2 pozos poseen Bombas de Cavidades Progresivas y los restantes producen mediante Bombeo Mecánico; ver tabla 7:

Tabla 7. Pozos para cambio de Sistema de Levantamiento Artificial

No	POZO	CATEGORÍA	ZONA	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL
1	BN 0127	1	EAST	BOMBEO MECANICO
2	BN 0172	2	EAST	BOMBEO MECANICO
3	BN 0291	1	NE	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS
4	BN 0521	2	A	BOMBA DE CAVIDADES PROGRESIVAS
5	BN 0589	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
6	BN 0604	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
7	BN 0632	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
8	BN 0643	1	Fase 1	BOMBEO MECANICO
9	BN 0651	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
10	BN 0690	2	Fase 1	BOMBEO MECANICO
11	BN 0767	1	Fase 1	BOMBEO MECANICO
12	BN 0771	3	B2	BOMBEO MECANICO

A continuación, se muestran los resultados de la simulación y una discusión de cada uno de los pozos con oportunidad de optimizar, mostrando la opción de operar a condiciones eficientes y estables. El corte de agua actual de cada pozo se simuló a una operación con un 15% adicional, para permitir manejar el incremento de la tasa de agua y desarrollar el diseño con el mejor desempeño posible, manejando dichas condiciones. Conjuntamente, un perfil de producción hasta el año 2026 muestra el comportamiento de cada pozo mediante una declinación de tipo exponencial:

4.5.1. BN 0127

Ubicado en la zona este, el pozo tiene un potencial asociado de 110 BPPD, actualmente cuenta con un sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico. Para el estudio, se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 112 BFPD tomada del último dato de producción de la historia del pozo, a una presión de fondo fluyente calculada de 1556 lpc como se observa en la figura 87.

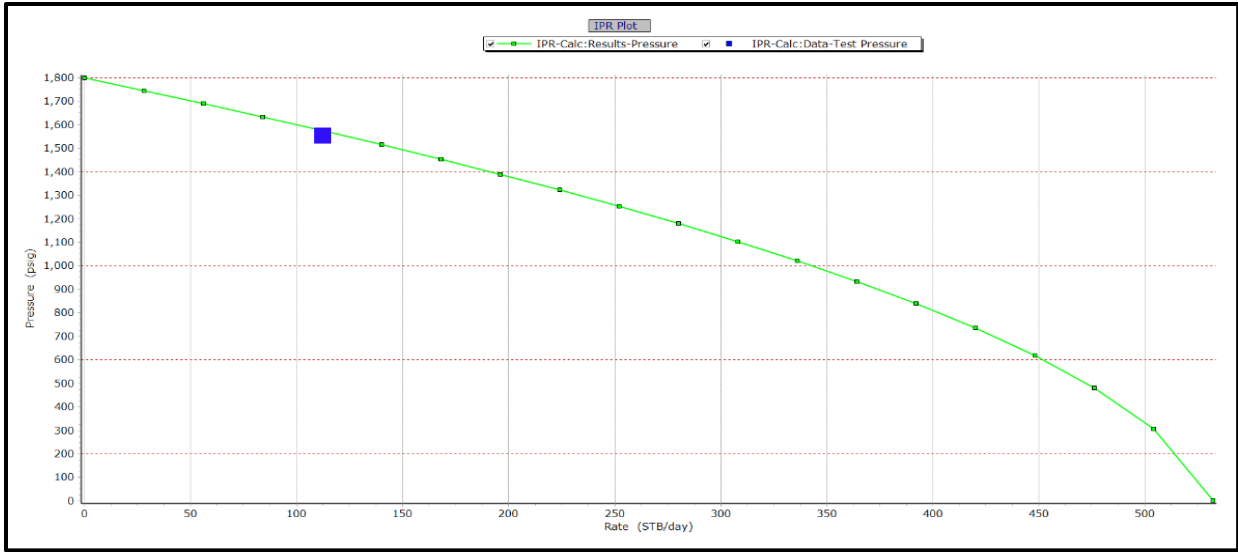


Figura 87. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0127

El cambio de método fue simulado a la aplicación de una Bomba Electro Sumergible tipo F, que se ajusta más a las características actuales del pozo y a una operación que comienza desde una frecuencia con producción en la zona de empuje descendente (*Downthrust*) y se desplaza poco a poco a la zona con empuje ascendente (*Upthrust*) como se puede observar en la figura 88. No obstante, la bomba a utilizar cuenta con 220 etapas.

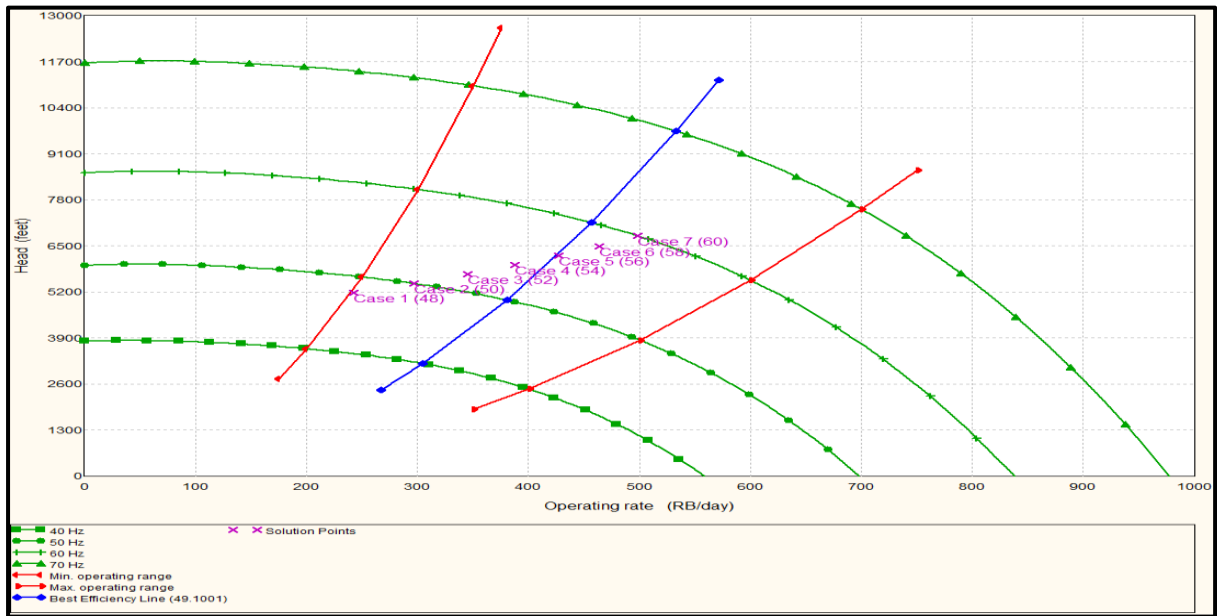


Figura 88. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas

De esta manera, se obtuvo un incremental en la tasa de crudo de 266 BPPD, lo que representa un incremento de 153 BPPD (135%) respecto a la producción actual, en la tabla 8 se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 8. Comparativa para el pozo BN 0127

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	4,4	50	Hz/SPM
Tasa de Líquido	113	298	BPD
Tasa de Petróleo	111	266	BPD
Tasa de Agua	2	32	BPD
Tasa de Gas	0,038	0,107	MMPCD
Pwf del Sistema	895	1074	LPCA

La declinación de producción para este pozo fue determinada a un 10,53% anual, mediante la evaluación del comportamiento obtenido desde el año 2011 como período representativo donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, este comportamiento es similar a si se compara con otros periodos de la historia de producción.

Por otra parte, el corte de agua tiene un incremento de 10% a 40% en el período de tiempo que va desde el cambio del sistema de levantamiento artificial hasta el año 2026, por tanto, es necesario mantener el monitoreo del pozo para evitar una súbita irrupción de agua, cuya declinación fue llevada cabo mediante el análisis del WOR vs Np, mostrado en la figura 89.

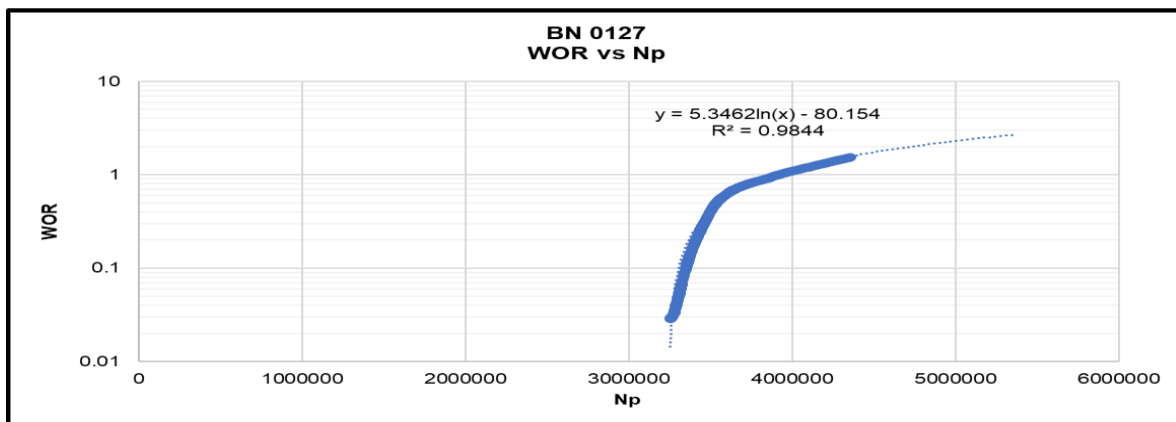


Figura 89. WOR vs Np - BN 0127

Observando la figura 90, con la declinación determinada, el pozo muestra un comportamiento de producción con una tasa aproximada de 150 BPPD a finales del 2026, si el mismo trabaja en condiciones óptimas de operación, por lo cual puede considerarse para realizar el cambio, siempre que el análisis económico con base al incremental lo permita.

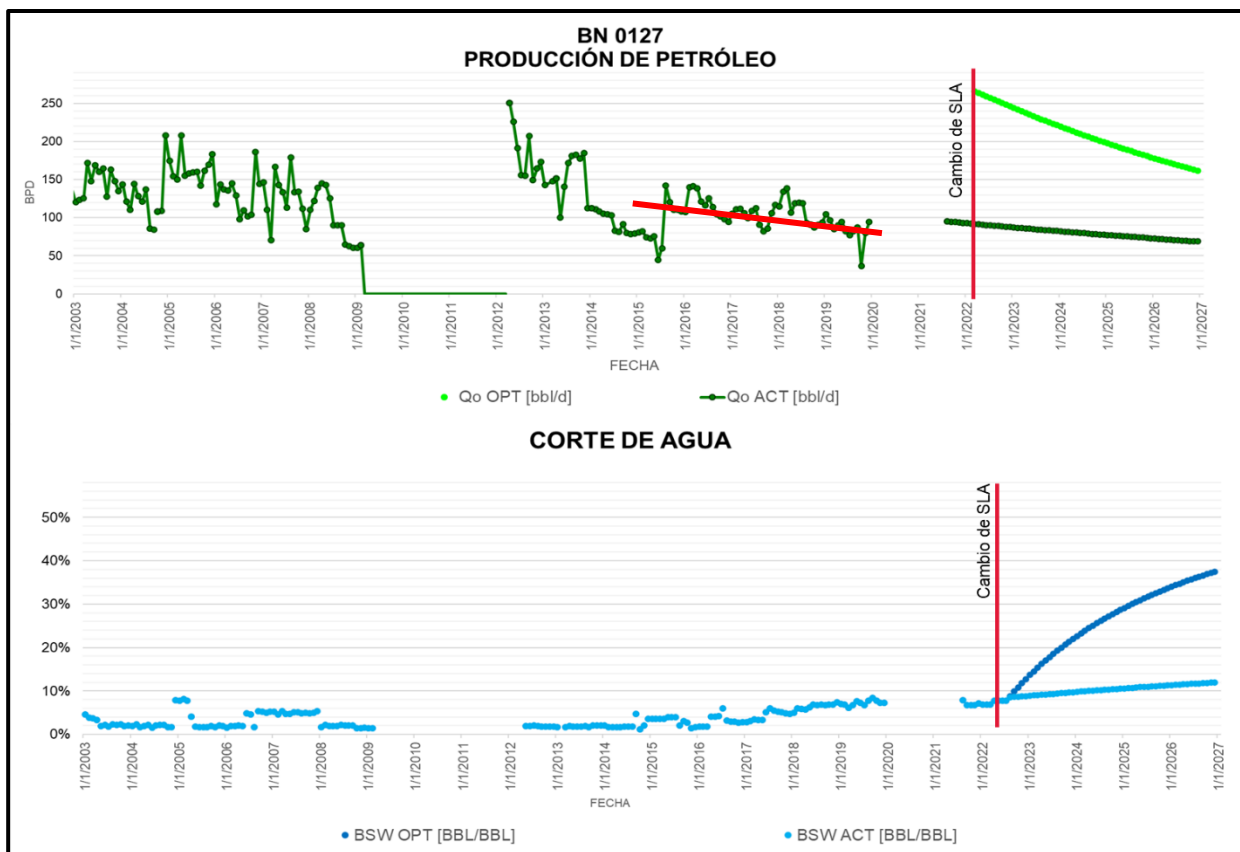


Figura 90. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0127

4.5.2. BN 0172

Ubicado en la zona de la expansión al este de la inyección (EWIPM), tiene un potencial asociado de 180 BPPD y su sistema de levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 139 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 119 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1707 lpc representado en la figura 91.

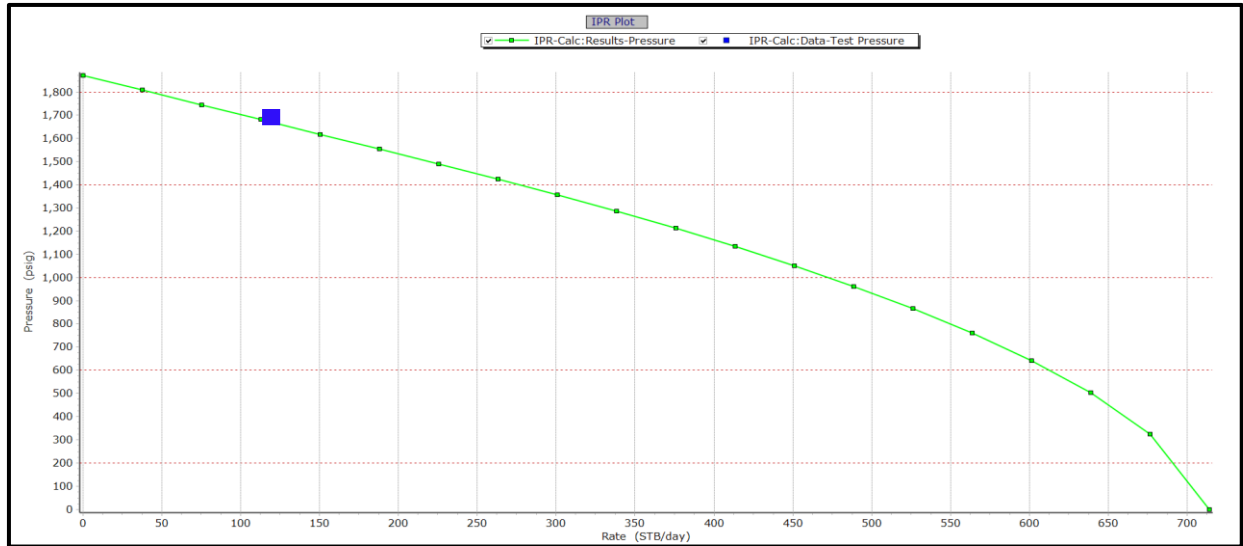


Figura 91. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0172

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo a una operación que comienza desde una frecuencia con producción en la zona de empuje descendente (*Downthrust*) y se desplaza poco a poco a la zona con empuje ascendente (*Upthrust*) como se observa en la figura 92. En este orden, la nueva bomba cuenta con 200 etapas.

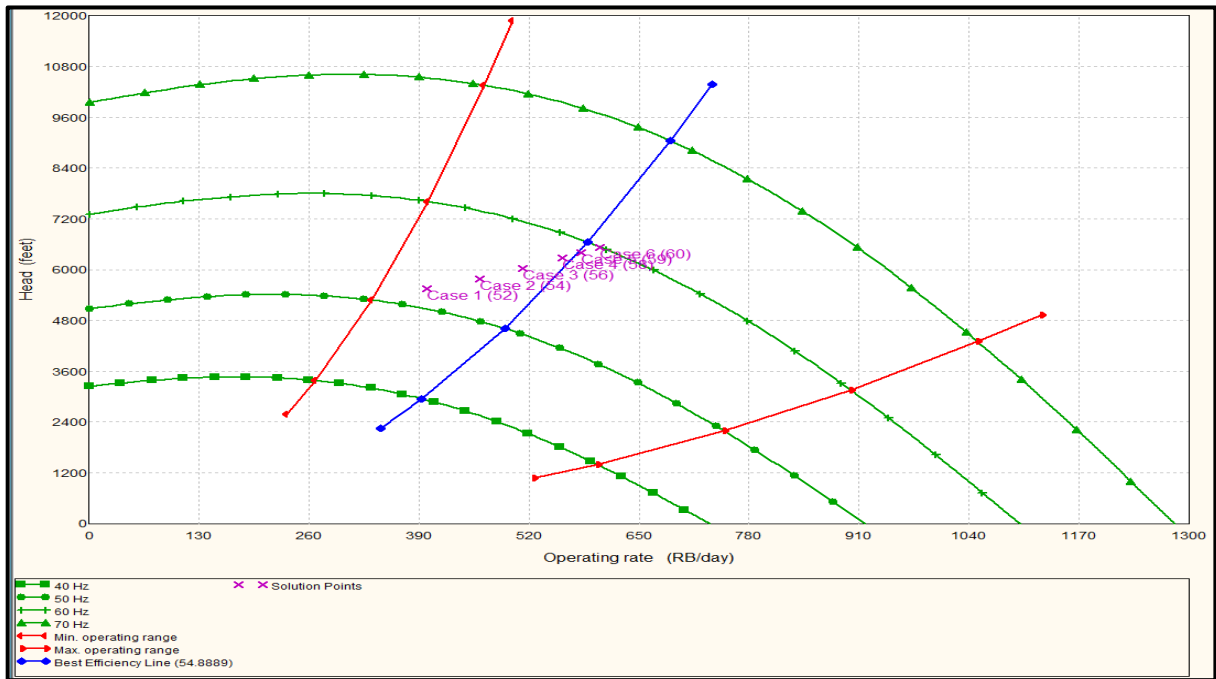


Figura 92. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas

Así, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 408 BPPD, lo que representa un incremento de 257 BPPD (343%) respecto a la tasa de petróleo actual en la tabla 9, se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 9. Comparativa para el pozo BN 0172

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	4,4	58	Hz/SPM
Tasa de Líquido	151	523	BPD
Tasa de Petróleo	139	408	BPD
Tasa de Agua	12	115	BPD
Tasa de Gas	0,087	0,061	MMPCD
Pwf del Sistema	1023	1030	LPCA

La declinación para este pozo fue determinada para un 5% anual, mediante la evaluación del comportamiento que el pozo presentó en intervalos de tiempo anteriores donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, tal como se puede observar en la figura 94. No obstante, de acuerdo con el pronóstico realizado por medio del estudio del WOR vs Np representado en la figura 93, el corte de agua tiene un incremento de aproximadamente 12% en el lapso en el que se realizó el estudio, sin embargo, se debe realizar el monitoreo al pozo para disminuir el riesgo de un incremento súbito del corte de agua.

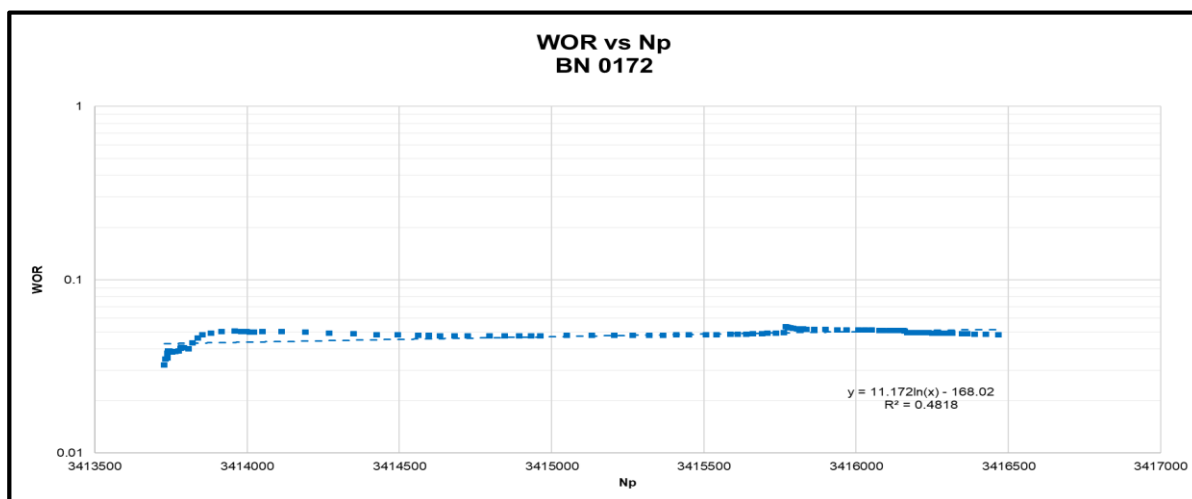


Figura 93. WOR vs Np - BN 0172

Es así como para finales de 2026, la producción del pozo va a decaer a uno 320 BPPD si la inyección de agua continúa aportando la energía suficiente para un óptimo desplazamiento del crudo en de tiempo luego del cambio de método. De esta manera, el cambio será finalmente recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo.

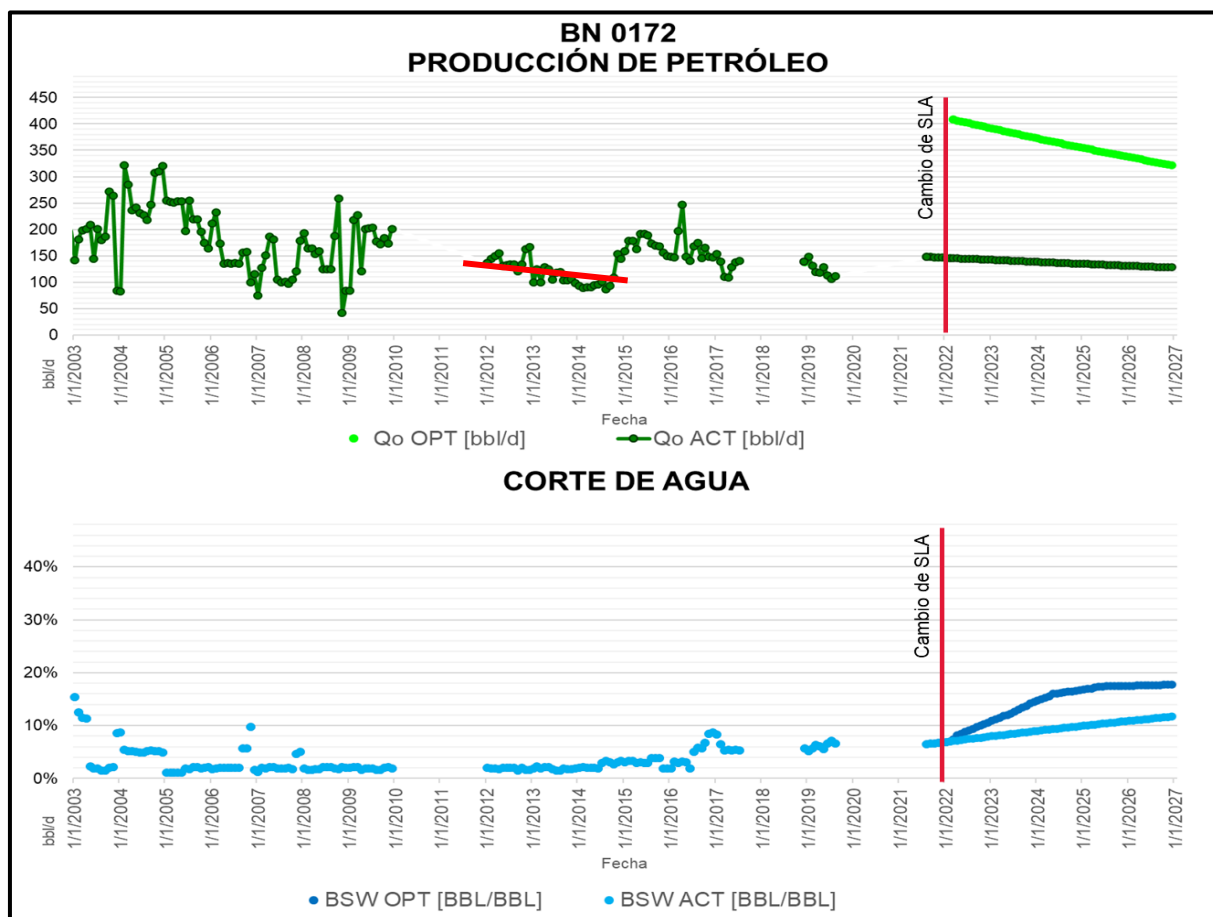


Figura 94. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0172

4.5.3. BN 0291

Se encuentra ubicado en la zona de inyección del noreste del campo, tiene un potencial asociado de 57 BPPD y su levantamiento artificial actual es por medio de una Bomba de Cavidades Progresivas, la cual produce una tasa de crudo de 64 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 69 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluuyente calculada de 1508 lpc representado en la figura 95.

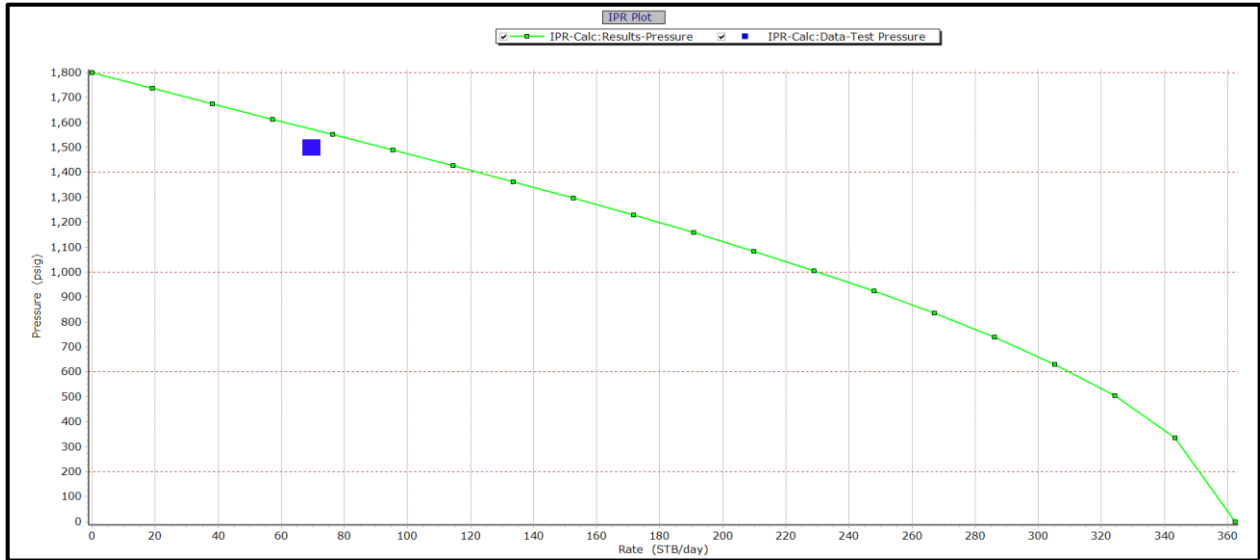


Figura 95. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0291

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo F, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación que arranca con frecuencias de operación bajas en la zona de empuje descendente (Downthrust) hasta alcanzar una operación en el punto óptimo de la bomba entre 48 Hz y 50 Hz, en la zona con empuje ascendente (Upthrust) como se puede apreciar en la figura 96. El nuevo diseño cuenta con 200 etapas.

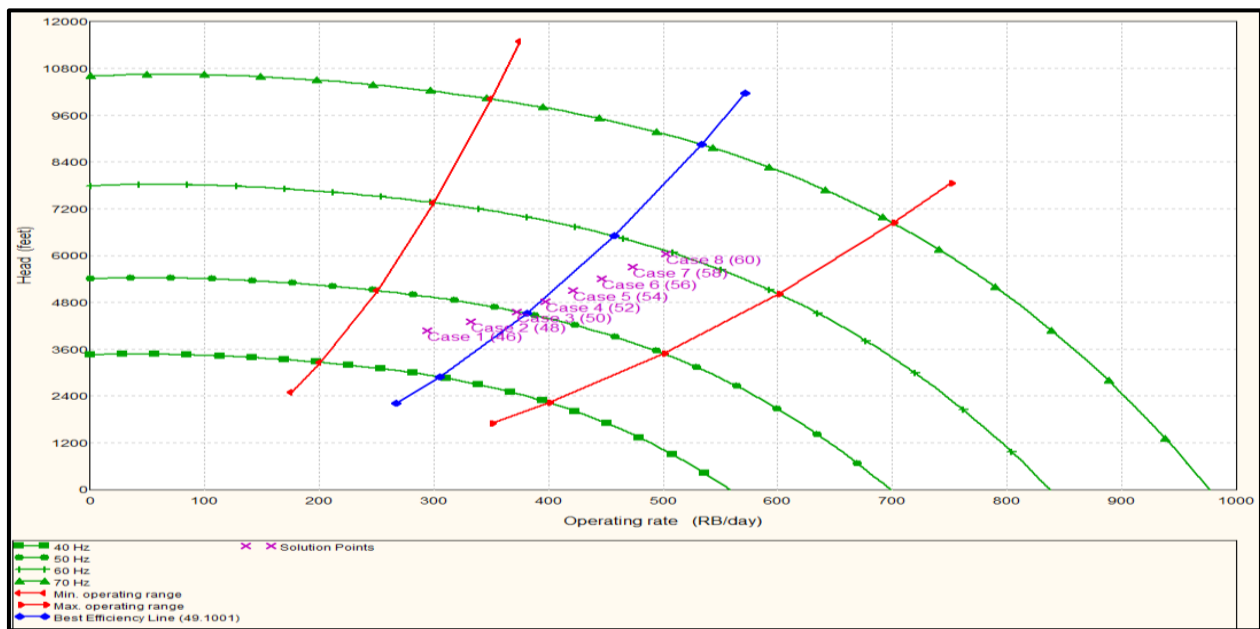


Figura 96. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas

Así, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 149 BPPD, lo que representa un incremento de 85 BPPD (232%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 10, se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 10. Comparativa para el pozo BN 0291

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BCP	BES	-
Frecuencia de Operación	120	48	Hz/SPM
Tasa de Líquido	75	323	BPD
Tasa de Petróleo	64	149	BPD
Tasa de Agua	11	174	BPD
Tasa de Gas	0,0087	0,0215	MMPCD
Pwf del Sistema	1724	1015	LPCA

La declinación para este pozo fue determinada a 8,76% anual por medio de la evaluación de los periodos 2004 – 2007 y 2016 – 2020 seleccionados como periodos representativos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, como se muestra en la figura 98. De esta manera, la producción para el año objetivo va a decaer a unos 100 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el periodo de estudio establecido. Por su parte, el corte de agua de este pozo incrementa de 28% a 45% en el periodo en estudio y muestra una tendencia de incremento rápido por lo que fue necesario monitorear el comportamiento de este factor en el pozo, análisis realizado mediante la revisión y análisis de la curva WOR vs Np mostrado en la figura 97.

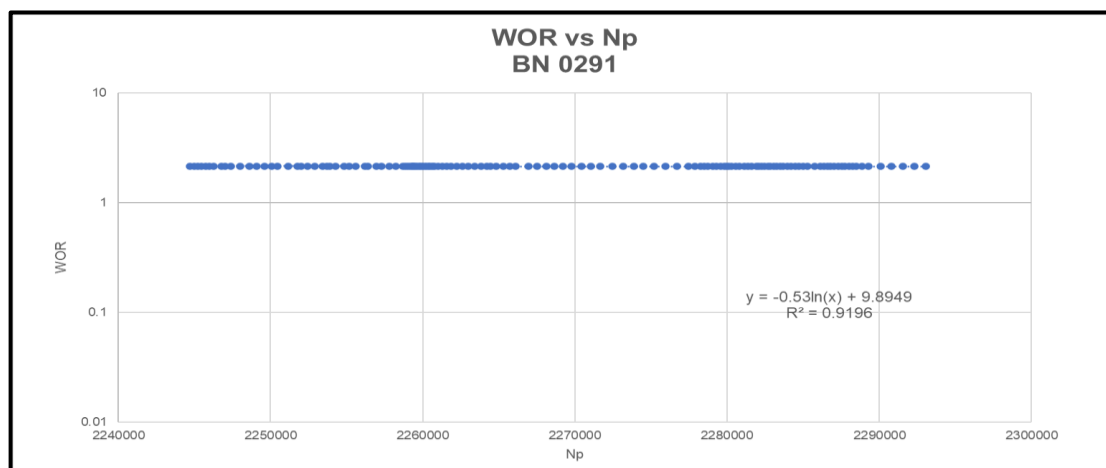


Figura 97. WOR vs Np - BN 0291

Finalmente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo y si los beneficios de la inyección mejoran en esta zona.

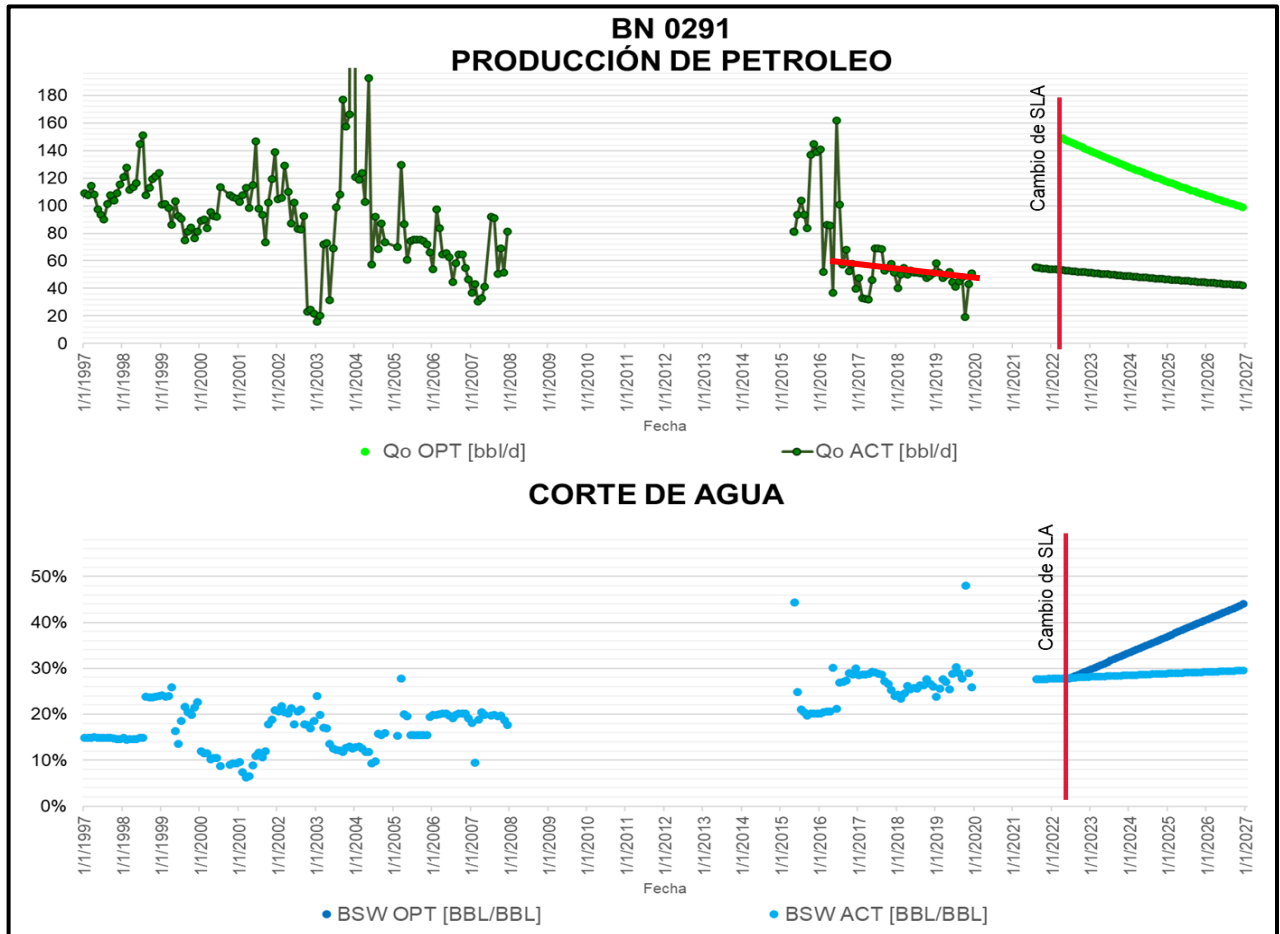


Figura 98. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0291

4.5.4. BN 0521

Ubicado en la Zona I (A), tiene un potencial asociado de 218 BPPD y su sistema de levantamiento artificial actual es por medio de Bombeo de Cavidades Progresivas, el cual produce una tasa de crudo de 132 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 142 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 2168 lpc como se observa en la figura 99.

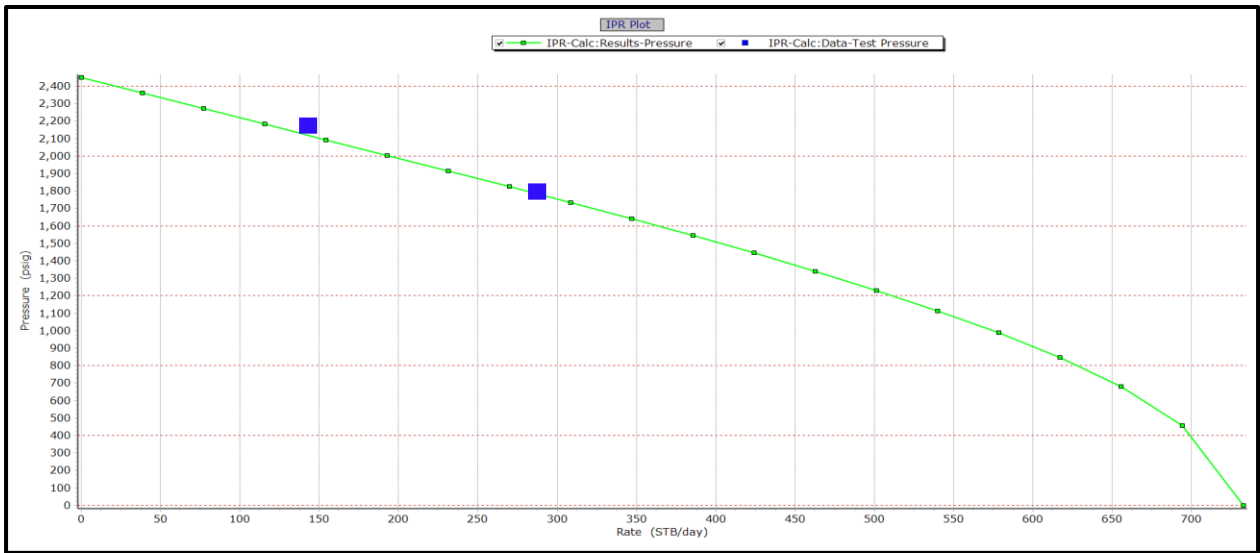


Figura 99. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0521

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) a la cual se llega mediante el aumento progresivo de la frecuencia de operación de la bomba desde la zona de empuje descendente (*Downthrust*) apreciable en la figura 100. No obstante, el nuevo diseño cuenta con 220 etapas.

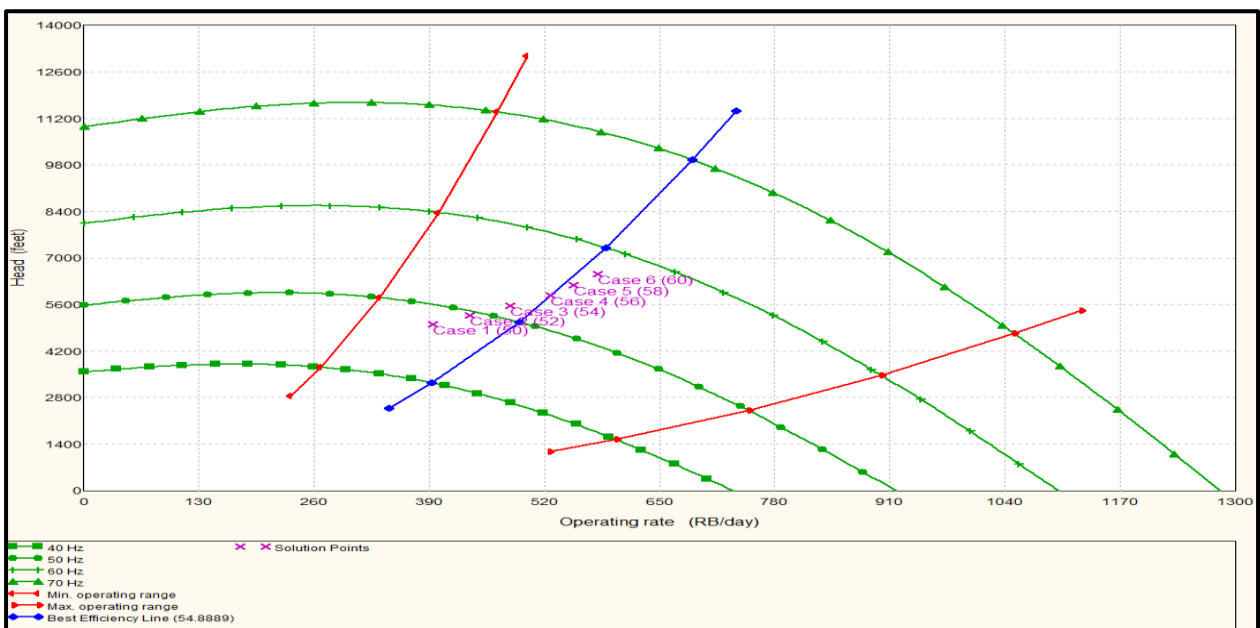


Figura 100. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas

Así, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 328 BPPD, lo que representa un incremento de 196 BPPD (148%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 11 se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 11. Comparativa para el pozo BN 0521

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BCP	BES	-
Frecuencia de Operación	150	58	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	155	537	BPD
Tasa de Petróleo	132	328	BPD
Tasa de Agua	23	210	BPD
Tasa de Gas	0,0179	0,0590	MMPCD
Pwf del Sistema	1394	1054	LPCA

En la figura 102, se considera el perfil de producción junto al comportamiento que presenta el corte de agua en el tiempo para el cambio de sistema de levantamiento para este pozo. No obstante, de acuerdo con el pronóstico realizado por medio del estudio del WOR vs Np representado en la figura 101, el corte de agua tiene un incremento de aproximadamente 30% en el período en el cual se desarrolló el estudio.

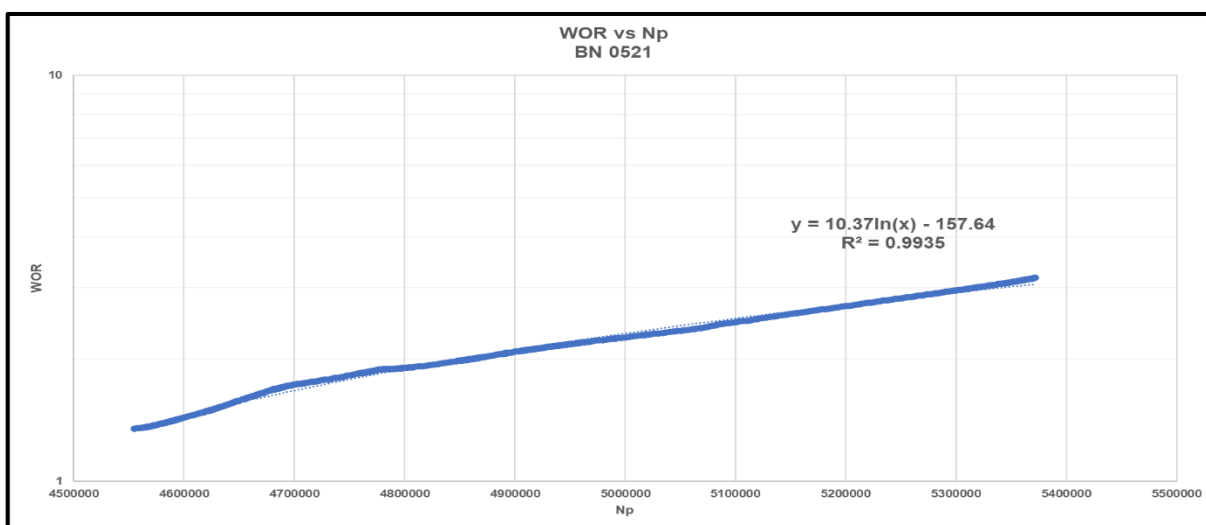


Figura 101. WOR vs Np – BN 0521

La declinación para este pozo fue determinada a un 10% anual de acuerdo con el historial de producción de este, evaluando los intervalos entre 2011 – 2015 y 2016 – 2019 donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, los cuales son los períodos más representativos del perfil de producción. De esta manera, la producción proyectada mediante la declinación exponencial para este pozo en el año 2026 va a ser de unos 195 BBPD aproximadamente, si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio establecido

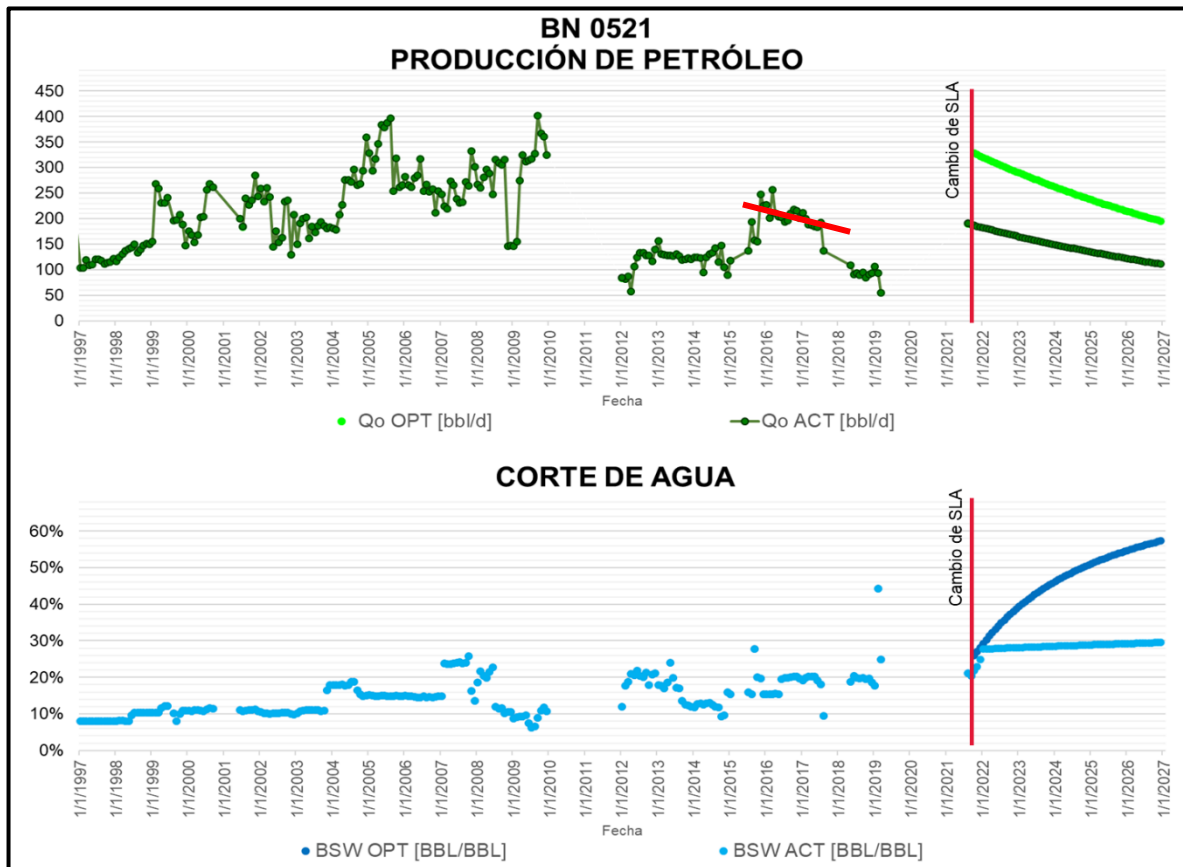


Figura 102. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0521

4.5.5. BN 0589

Ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 245 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 290 BPPD. Se utilizaron varios puntos de prueba con tasas de líquido de 425, 488 y 347 BFPD provenientes de distintas pruebas de producción y presiones de fondo fluyente calculadas de 2300, 2147 y 1622 lpc respectivamente tal como se puede observar en la figura 103.

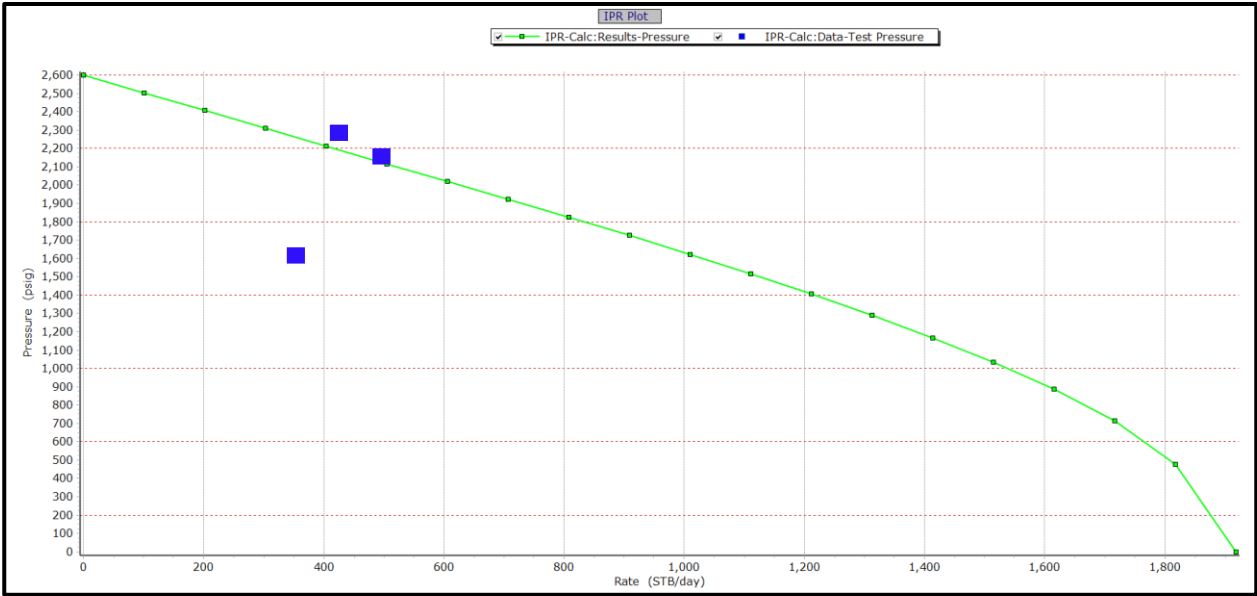


Figura 103. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0589

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo C, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se observa en la figura 104. El nuevo diseño cuenta con 165 etapas.

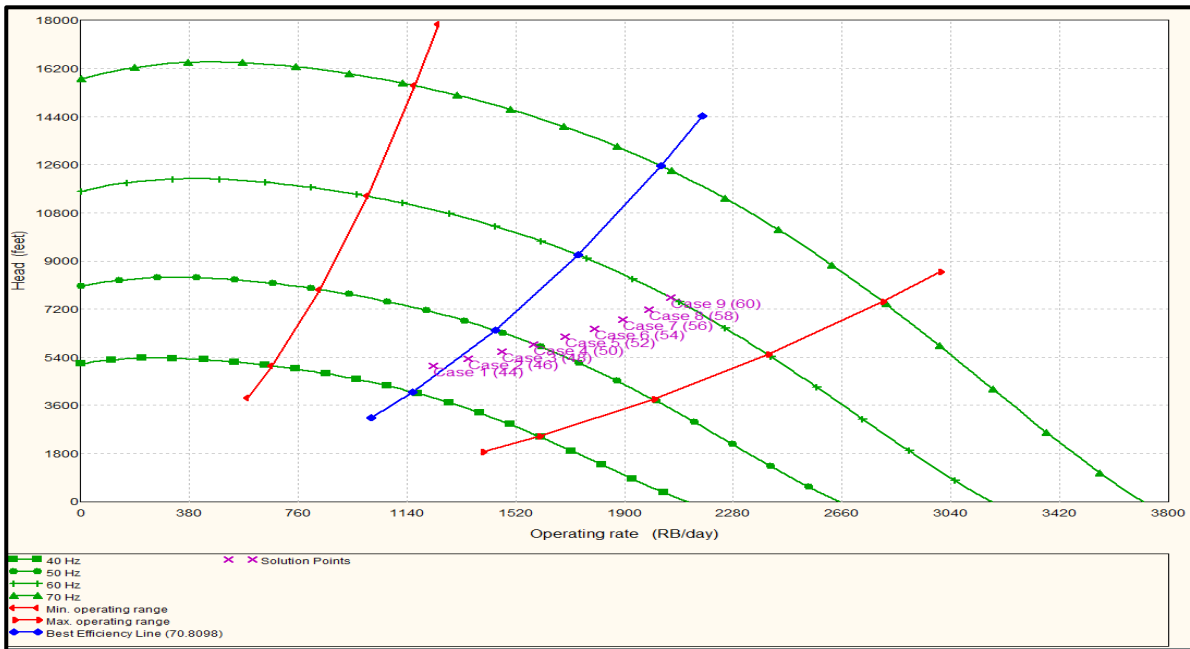


Figura 104. Bomba C con sensibilidades de frecuencia de operación – 165 etapas

Así, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 760 BPPD, lo que representa un incremento de 470 BPPD (262%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 12, se realiza una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 12. Comparativa para el pozo BN 0589

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	6,0	54	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	491	1727	BPD
Tasa de Petróleo	290	760	BPD
Tasa de Agua	201	967	BPD
Tasa de Gas	0,165	0,431	MMPCD
Pwf del Sistema	1593	1108	LPCA

La declinación anual para este pozo fue determinada para un 10% de acuerdo con el historial de producción seleccionando los periodos más representativos de este dónde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo. Para la proyección del corte de agua, se utilizó como indicador la relación WOR vs Np como se observa en la figura 105. El corte de agua para este pozo tiene un incremento de aproximadamente 10% en el periodo de estudio, sin embargo, debe vigilarse periódicamente el comportamiento del pozo para garantizar su desempeño.

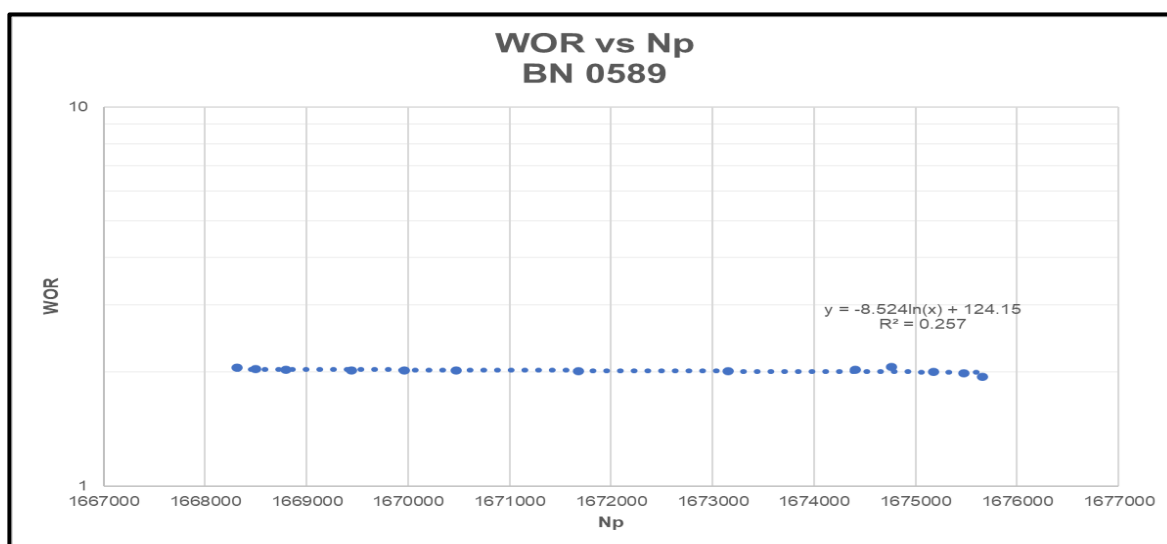


Figura 105. WOR vs Np - BN 0589

Así, la producción proyectada mediante la declinación exponencial para este pozo en el año 2026 va a ser de unos 425 BBPD aproximadamente, si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio establecido.

En la figura 88, se considera el perfil de producción para este pozo hasta finales del año 2026.

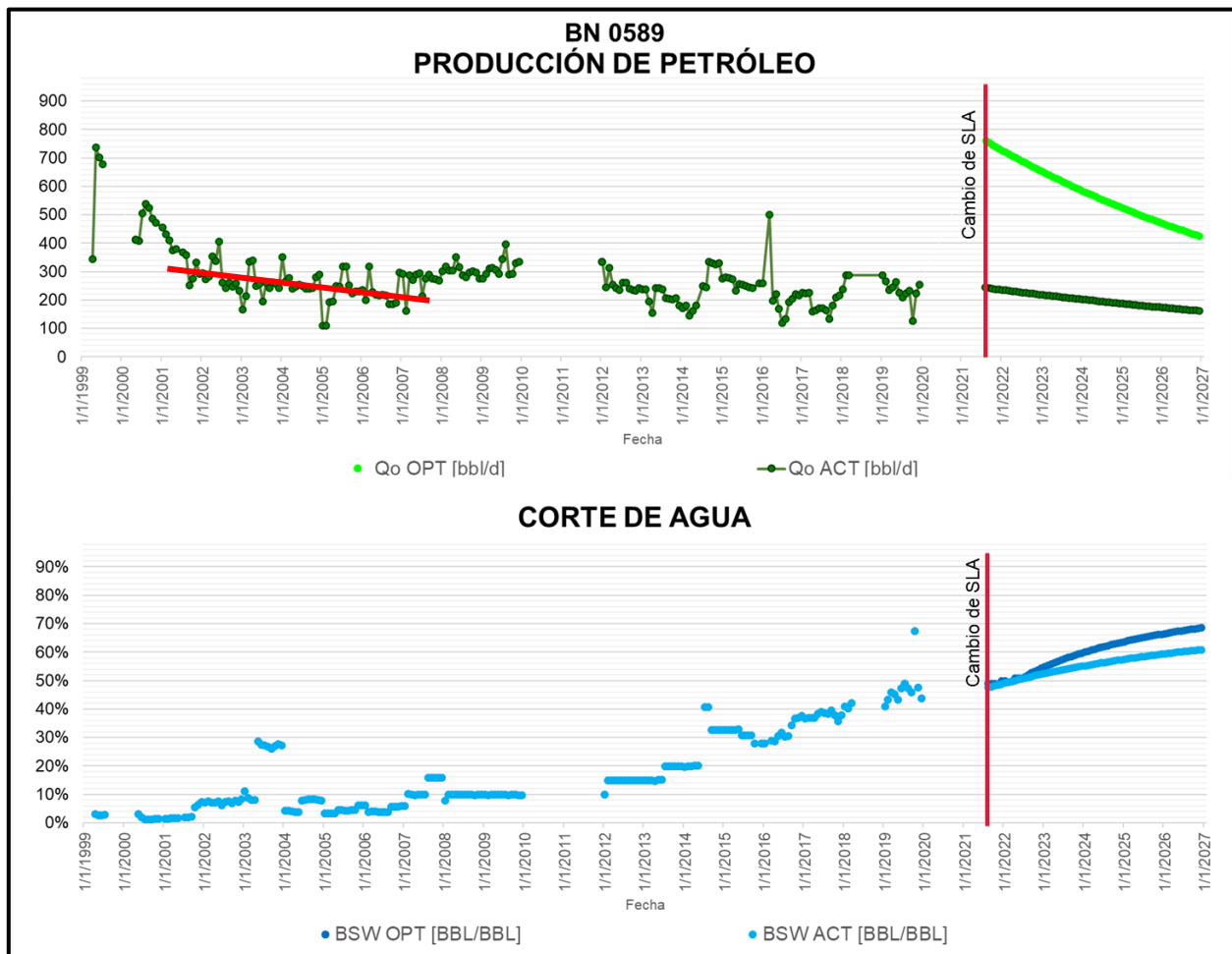


Figura 106. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0589

4.5.6. BN 0604

Ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 190 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 221 BPPD. Se utilizaron como puntos de prueba tasas de líquido de 154, 222 y 260 BFPD

provenientes de diferentes pruebas de producción y presiones de fondo fluyente calculadas de 1535, 1386 y 1375 lpc respectivamente como se observa en la figura 107.

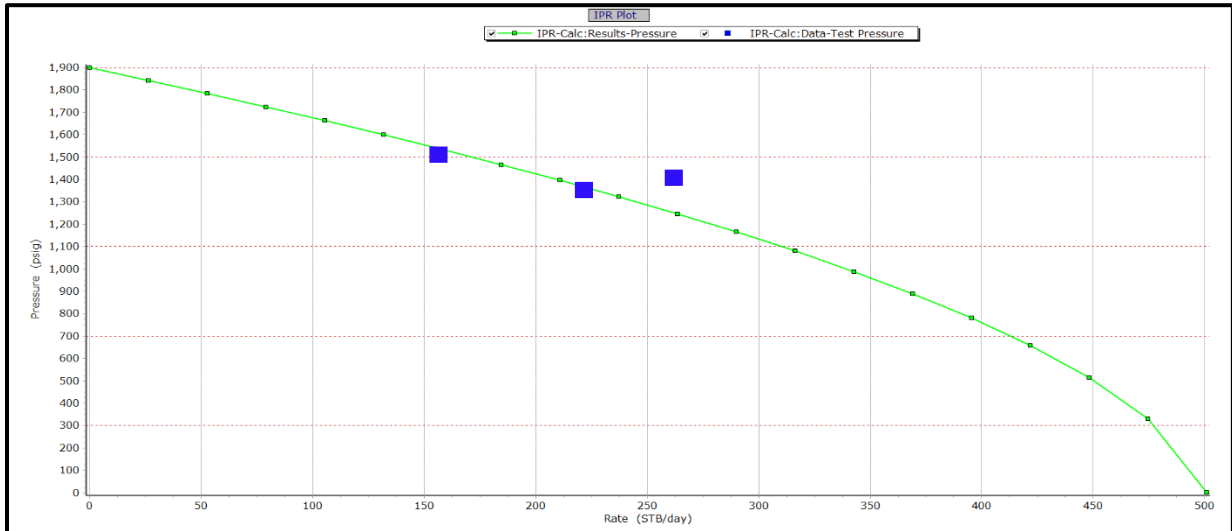


Figura 107. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0604

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo F, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación que inicia en la zona de empuje descendente (*Downthrust*) y aumenta progresivamente hasta mantenerse en empuje ascendente (*Upthrust*). El nuevo diseño cuenta con 220 etapas.

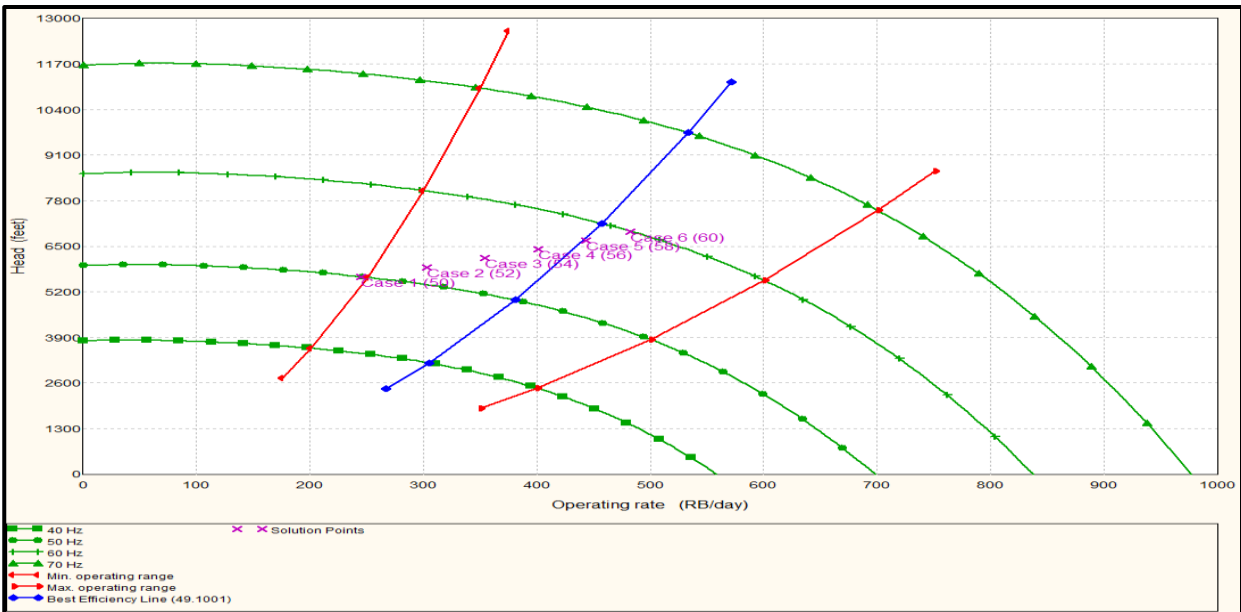


Figura 108. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 268 BPPD, lo que representa un incremento de 47 BPPD (21%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 13, se realiza una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 13. Comparativa para el pozo BN 0604

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	4,4	58	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	243	426	BPD
Tasa de Petróleo	221	268	BPD
Tasa de Agua	22	157	BPD
Tasa de Gas	0,136	0,064	MMPCD
Pwf del Sistema	1034	1071	LPCA

La declinación para este pozo fue determinada a 6,2% anual por medio de la evaluación de los periodos más representativos del comportamiento del pozo donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo tal como se observa en la figura 109. De esta manera, la producción para el año objetivo va a decaer a unos 200 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el periodo de estudio establecido. Por otra parte, el corte de agua para este pozo cuyo estudio fue realizado mediante el análisis de la curva WOR vs Np de la figura 109,

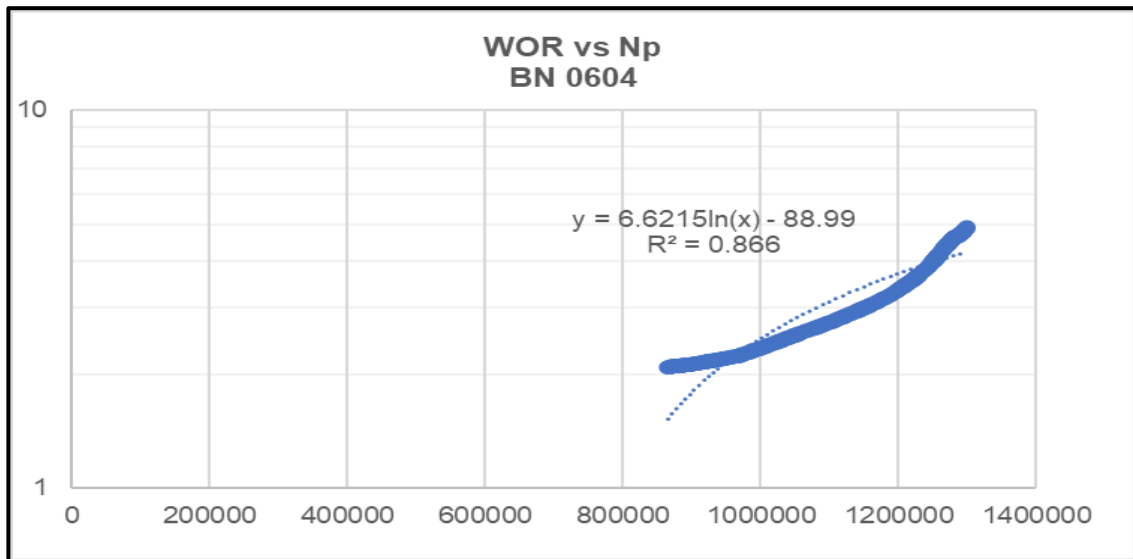


Figura 109. WOR vs Np – BN 0604

muestra de acuerdo con el pronóstico un incremento de 25% al final del año 2026 momento hasta el cual se llevó a cabo el estudio por el límite contractual.

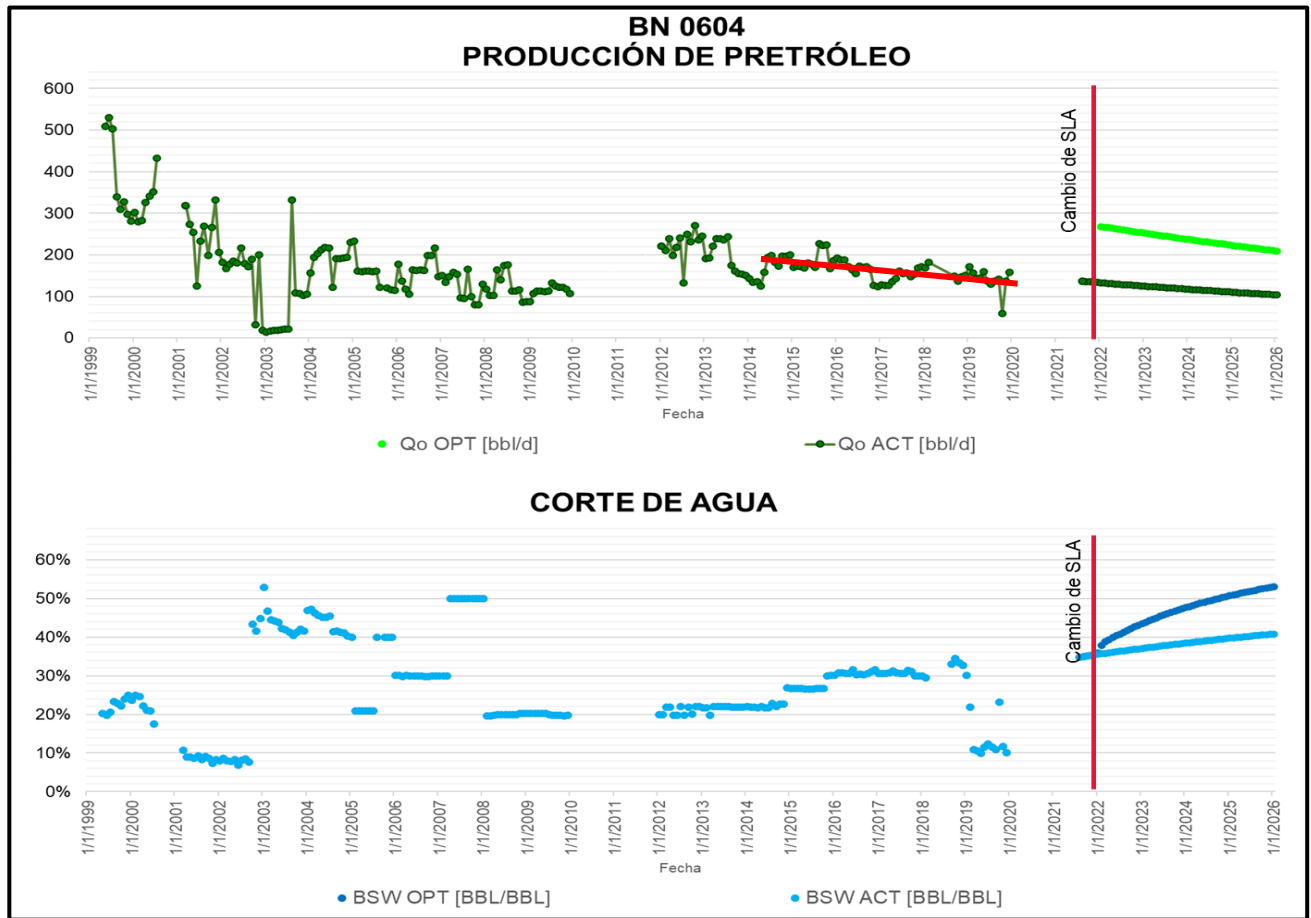


Figura 110. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0604

Finalmente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo.

4.5.7. BN 0632

Ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 275 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 207 BPPD. Se utilizaron como puntos de prueba tasas de líquido de 259 y 231 BFPD provenientes de las últimas pruebas de producción y presiones de fondo fluyente calculadas de 1503 y 1393 lpc respectivamente como se muestra en la figura 111.

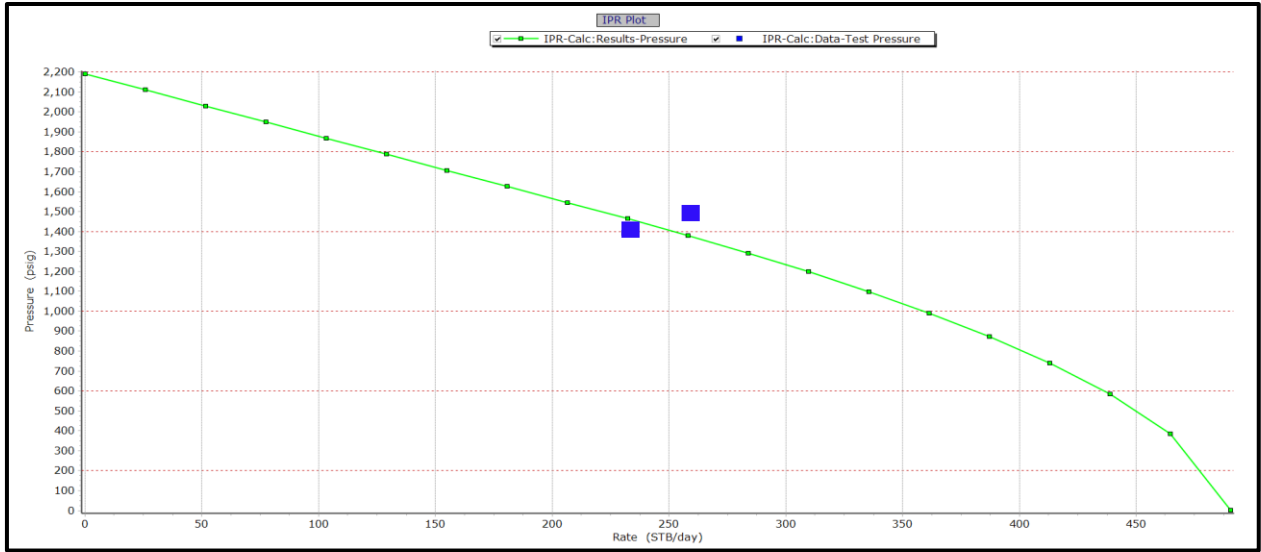


Figura 112. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0632

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo F, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) alcanzado mediante el aumento progresivo de la frecuencia de operación del equipo desde la zona con empuje descendente (*Downthrust*). El nuevo diseño cuenta con 235 etapas y es mostrado en la figura 112.

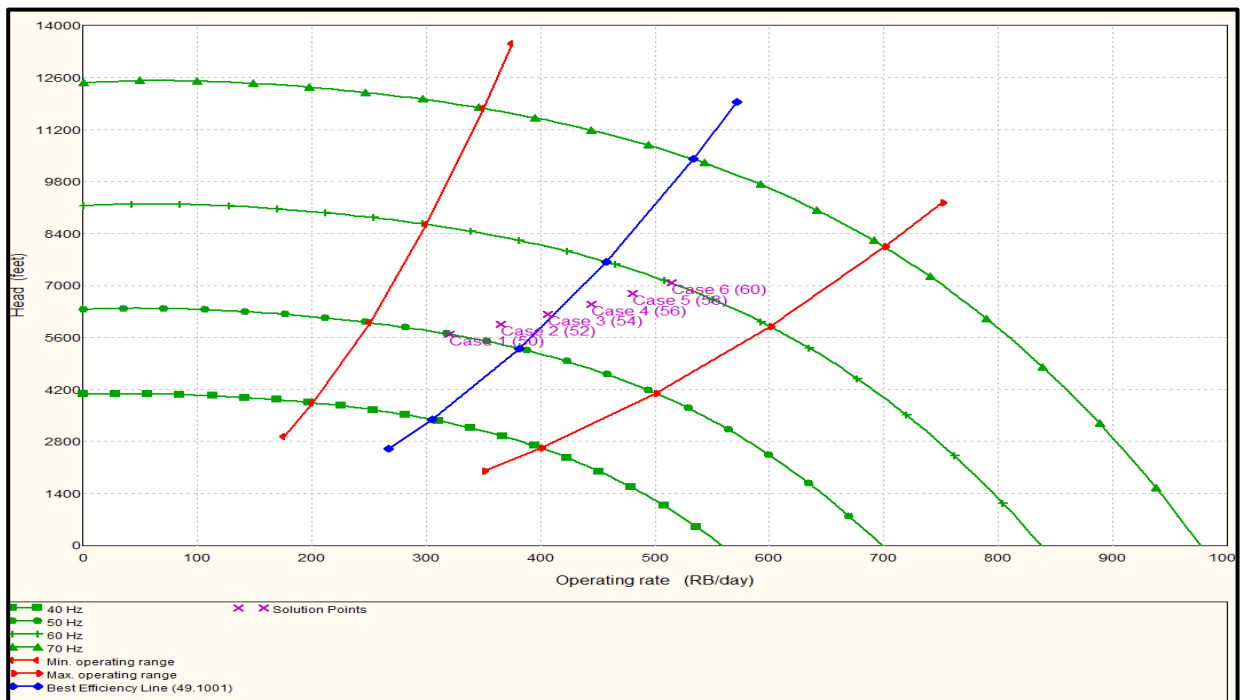


Figura 111. Bomba F con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 283 BPPD, lo que representa un incremento de 76 BPPD (37%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 14, se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 14. Comparativa para el pozo BN 0632

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	5,0	58	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	230	457	BPD
Tasa de Petróleo	207	283	BPD
Tasa de Agua	23	173	BPD
Tasa de Gas	0,098	0,043	MMPCD
Pwf del Sistema	1168	1039	LPCA

En el caso del corte de agua, su pronóstico muestra un aumento de más del 20% determinado mediante la revisión del perfil WOR vs Np mostrado en la figura 113, lo cual puede considerarse rápido en comparación con los pozos mostrados hasta ahora.

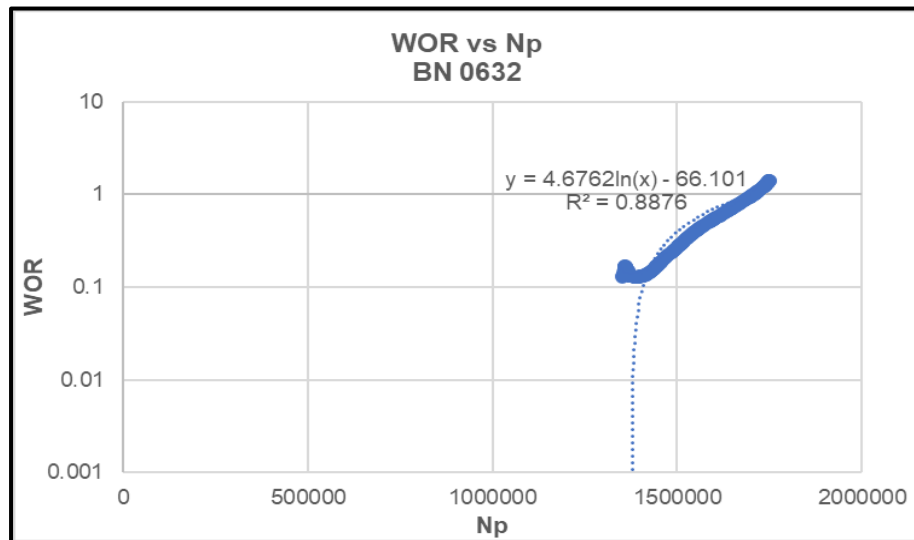


Figura 113. WOR vs Np - BN 0632

La declinación para este pozo estuvo determinada a un 6,11% de acuerdo con los periodos más representativos del perfil de producción donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo. De esta manera, la producción para el año objetivo va a decaer a unos 210 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio establecido. Finalmente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo. La figura 114, muestra el perfil de producción para este pozo hasta finales del año 2026 y el corte de agua del pozo,

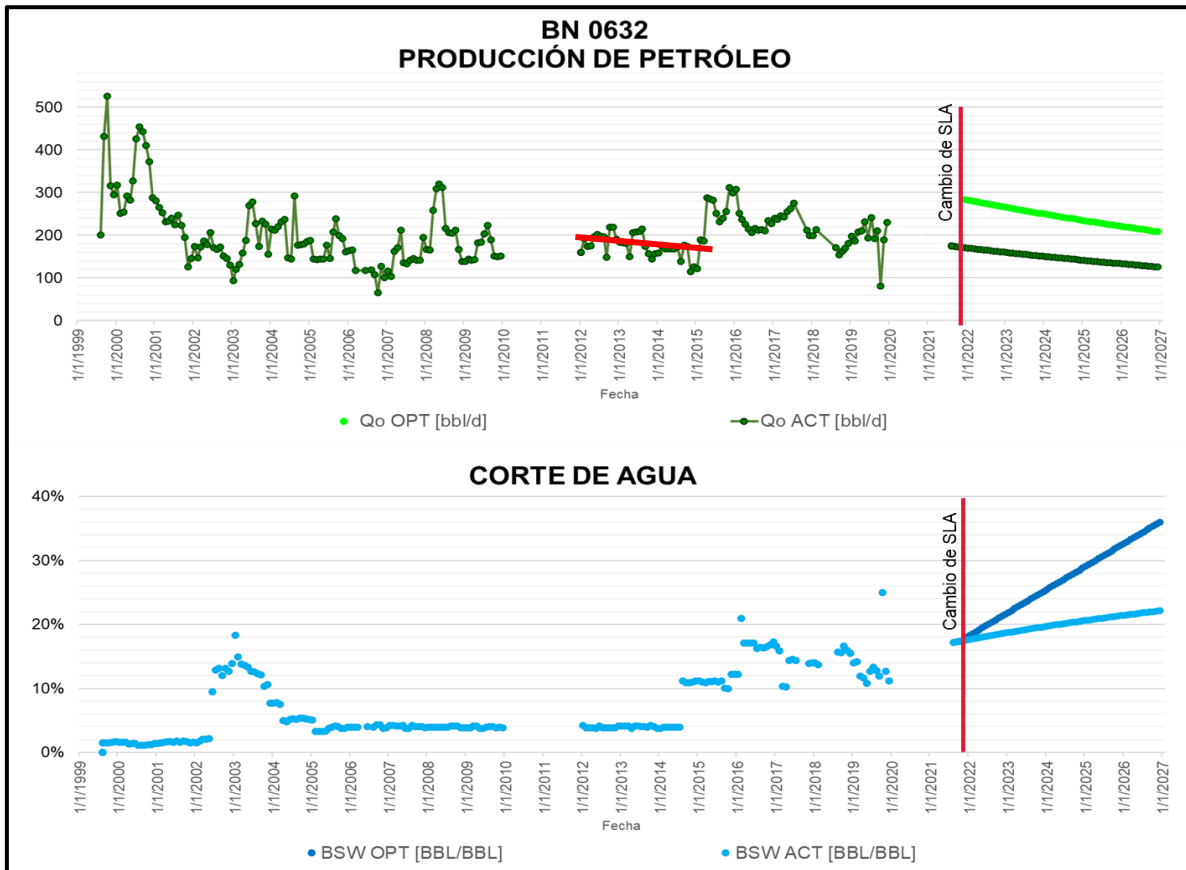


Figura 114. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0632

4.5.8. BN 0643

Ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 200 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 341 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 349 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 2061 lpc como se muestra en la figura 115.

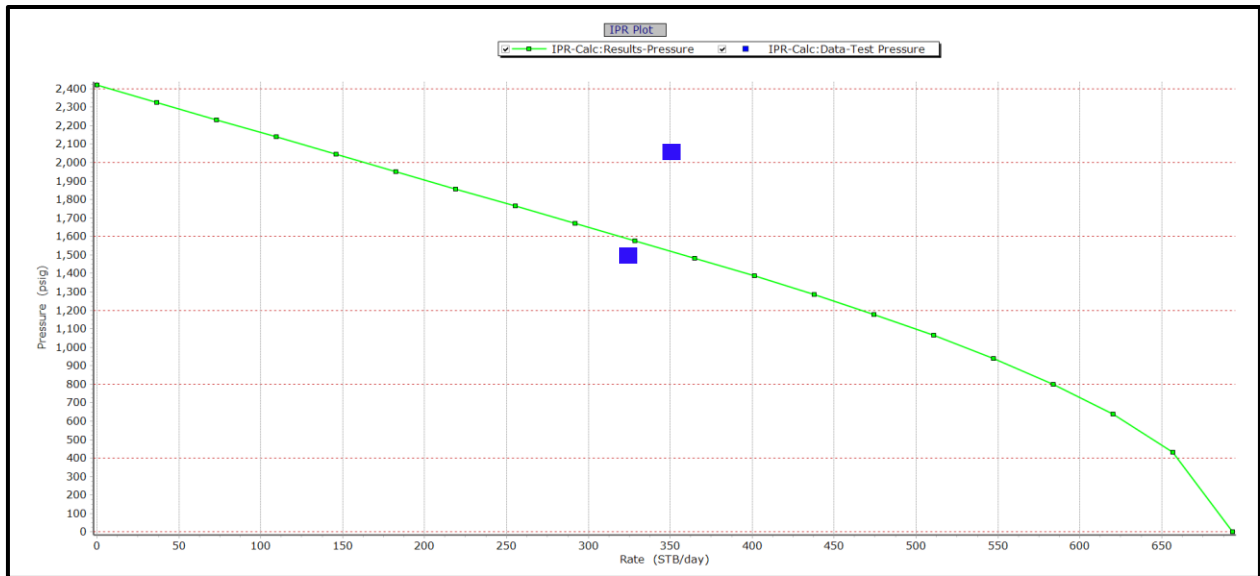


Figura 115. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0643

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se muestra en la figura 116. El nuevo diseño cuenta con 245 etapas.

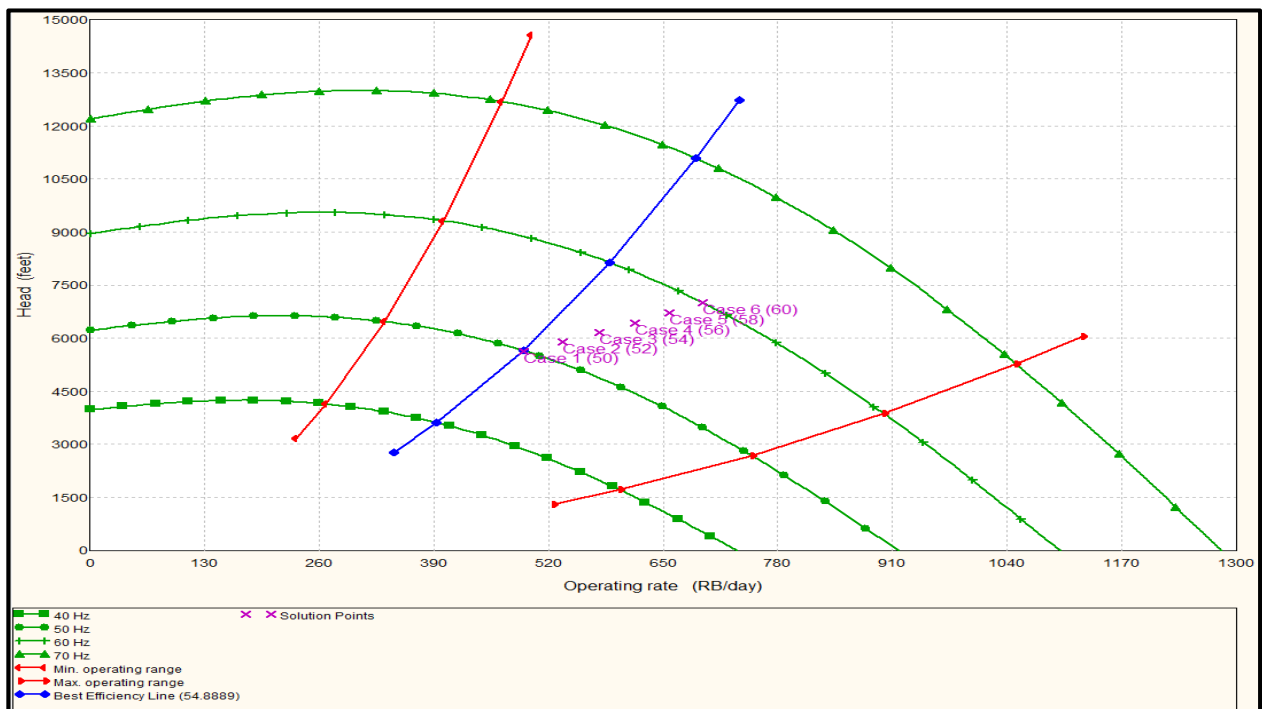


Figura 116. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 220 etapas

Así, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 375 BPPD, lo que representa un incremento de 34 BPPD (10%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 15 se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 15. Comparativa para el pozo BN 0643

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	5,9	58	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	388	627	BPD
Tasa de Petróleo	341	375	BPD
Tasa de Agua	47	251	BPD
Tasa de Gas	0,147	0,056	MMPCD
Pwf del Sistema	1156	1024	LPCA

La declinación para este pozo estuvo determinada, de acuerdo con el estudio de la producción acumulada en 5,5% evaluando los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo. De esta manera, la producción para el año objetivo va a decaer a unos 280 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio establecido. En el caso del corte de agua, al igual que en el pozo anterior, se muestra un rápido aumento de este parámetro, con alrededor del 20% en el intervalo de tiempo estudiado, este análisis fue realizado mediante la evaluación de la curva WOR vs Np del pozo mostrada en la figura 117.

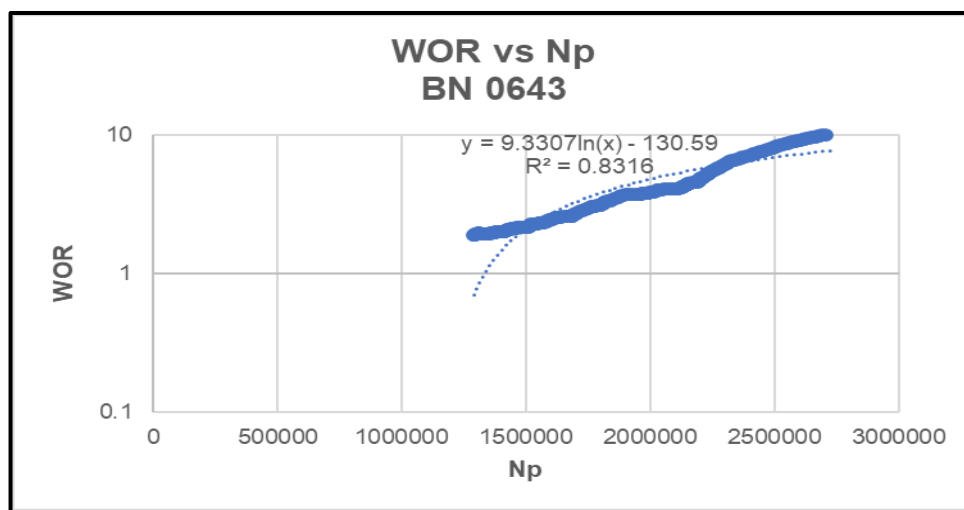


Figura 117. WOR vs Np - BN 0643

Posteriormente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo. El perfil de producción y corte de agua para este pozo se muestra en la figura 118.

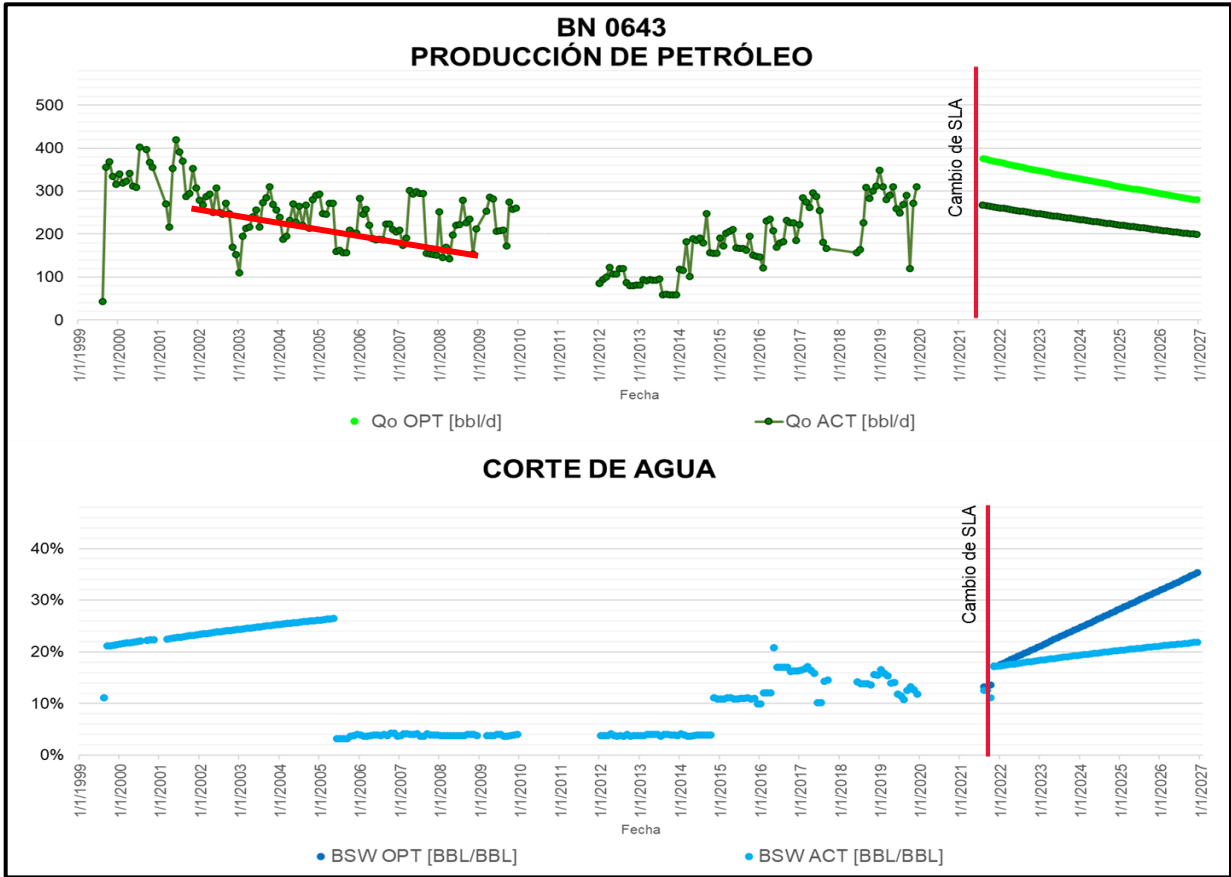


Figura 118. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0643

4.5.9. BN 0651

Se encuentra ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 660 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 448 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 434 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluente calculada de 1598 lpc, como se muestra en la figura 119.

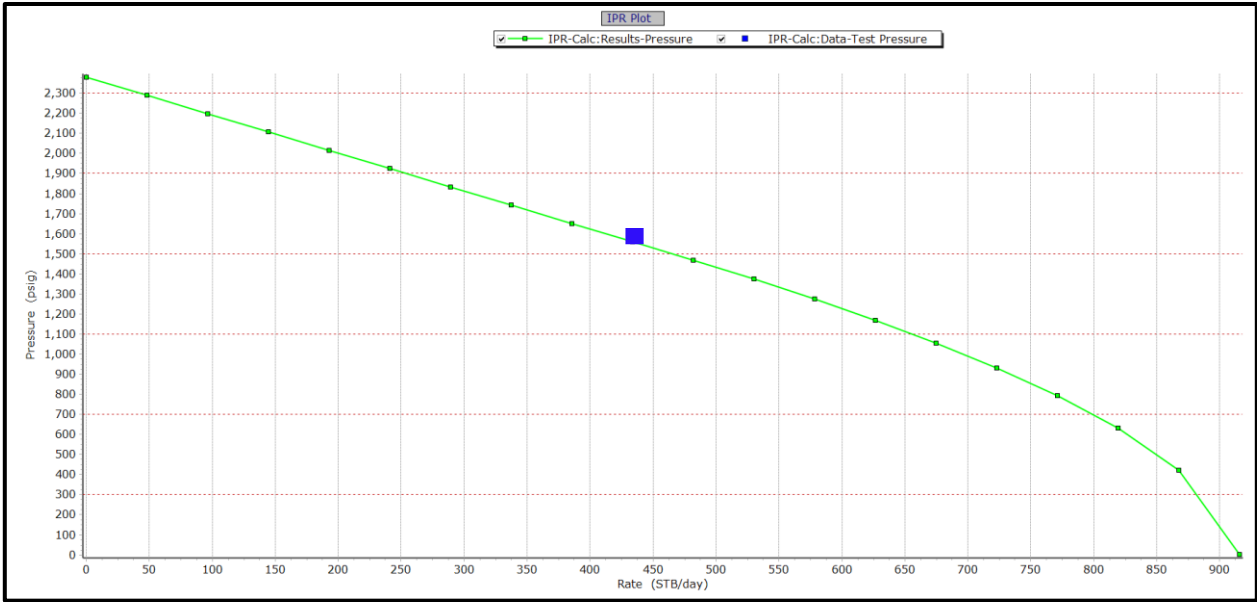


Figura 119. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0651

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se muestra en la figura 120, el nuevo diseño cuenta con 247 etapas.

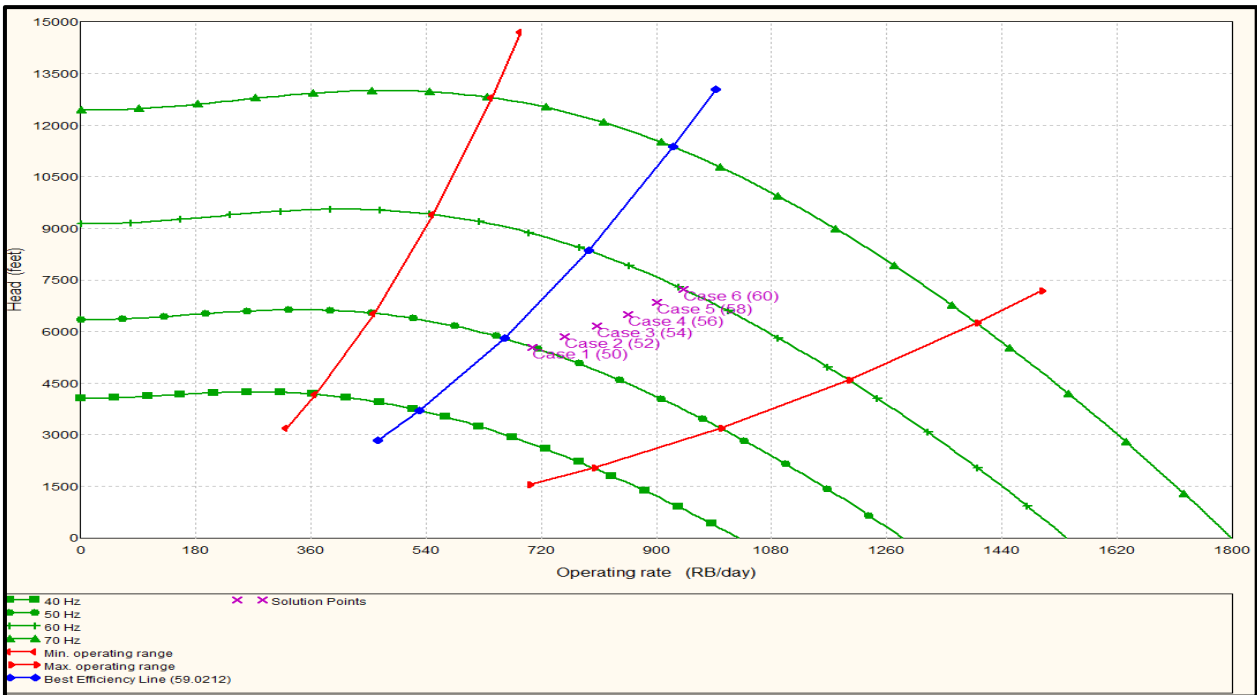


Figura 120. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 247 etapas

En este orden, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 523 BPPD, lo que representa un incremento de 75 BPPD (17%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 16, se muestra una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 16. Comparativa para el pozo BN 0651

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	6,0	58	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	521	818	BPD
Tasa de Petróleo	448	523	BPD
Tasa de Agua	73	294	BPD
Tasa de Gas	0,104	0,121	MMPCD
Pwf del Sistema	501	1007	LPCA

La declinación estimada de acuerdo con el historial de producción para este pozo fue de 7.5%, mediante la evaluación de los intervalos de años entre 2001 – 2009 y 2013 – 2020 como periodos más representativos del perfil de producción donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo. En este orden, la producción para el año objetivo va a decaer a unos 350 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio objetivo.

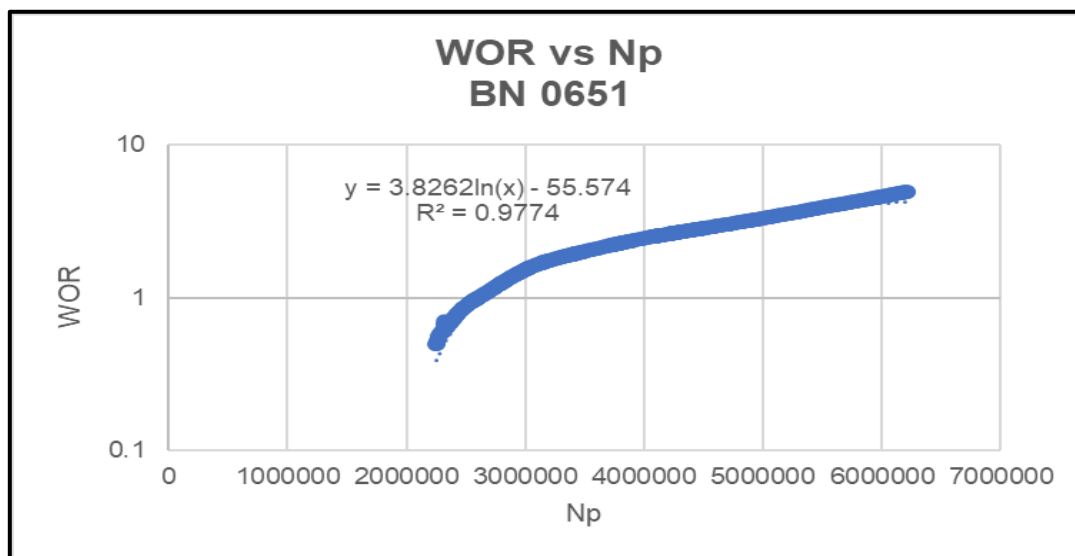


Figura 121. WOR vs Np - BN 0651

Posteriormente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo. En la figura 122, se muestra el perfil de producción para este pozo, así como el corte de agua, el cual, en comparación con el sistema de levantamiento actual, aumenta en más de 10% en el periodo de estudio determinado mediante la simulación.

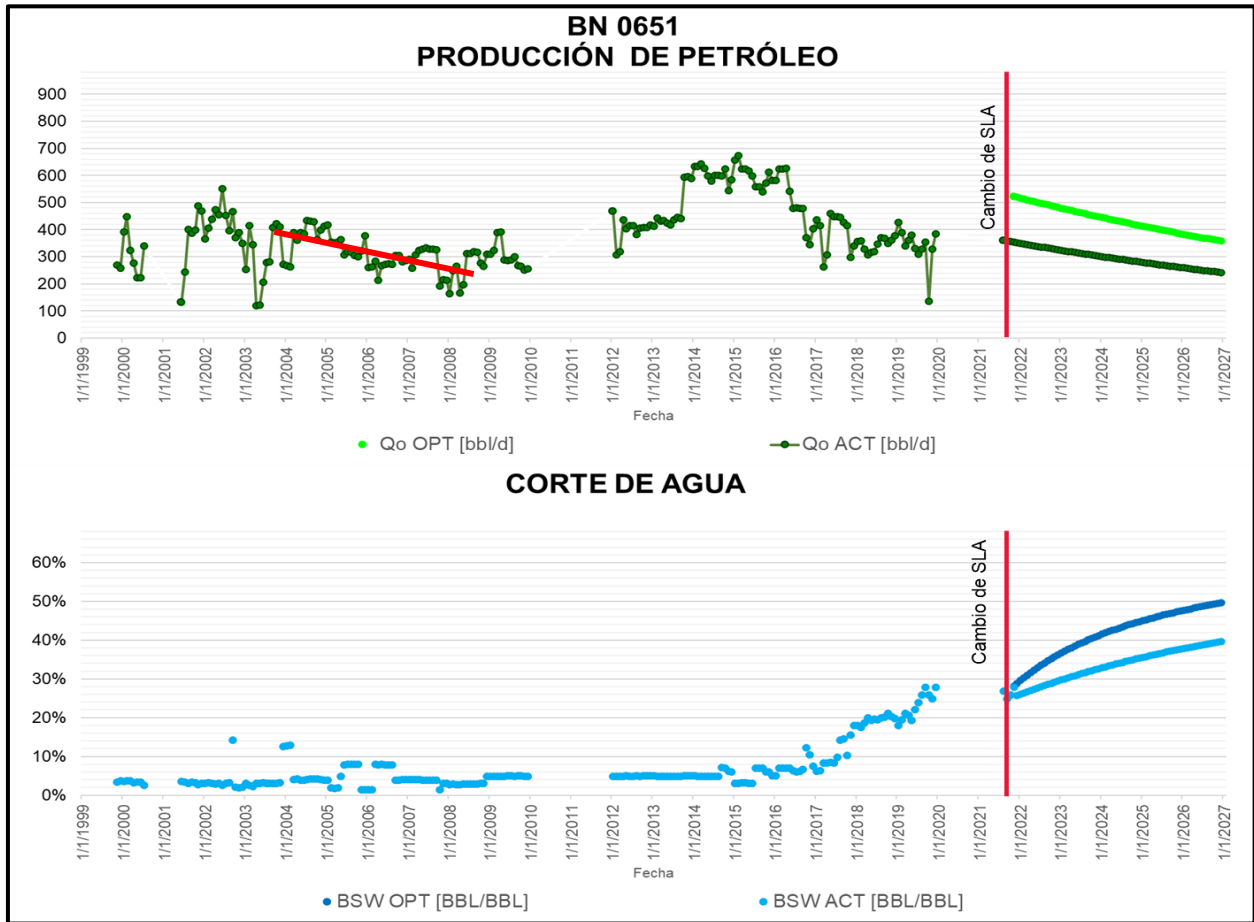


Figura 122. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0651

4.5.10. BN 0690

Se encuentra ubicado en la Fase I (piloto de inyección), tiene un potencial asociado de 280 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce dicha tasa de crudo. Se utilizó como puntos de prueba las tasas de líquido de 278 y 285 BFPD provenientes de las últimas pruebas de producción y presiones de fondo fluyente calculadas de 1521 y 1600 lpc respectivamente.

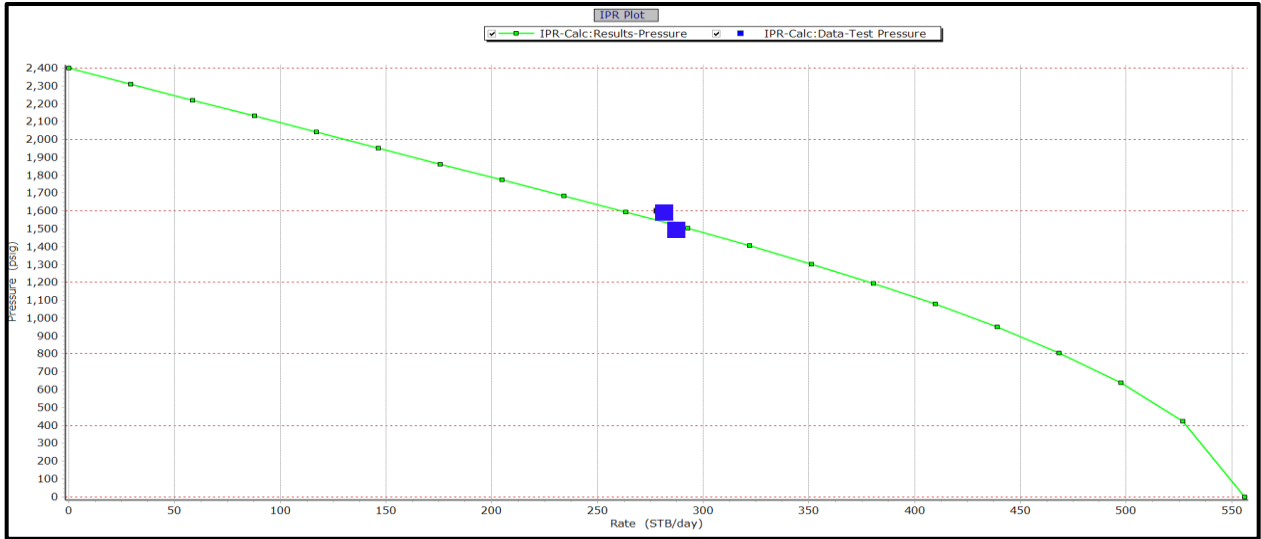


Figura 124. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0690

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se muestra en la figura 124. El nuevo diseño cuenta con 242 etapas.

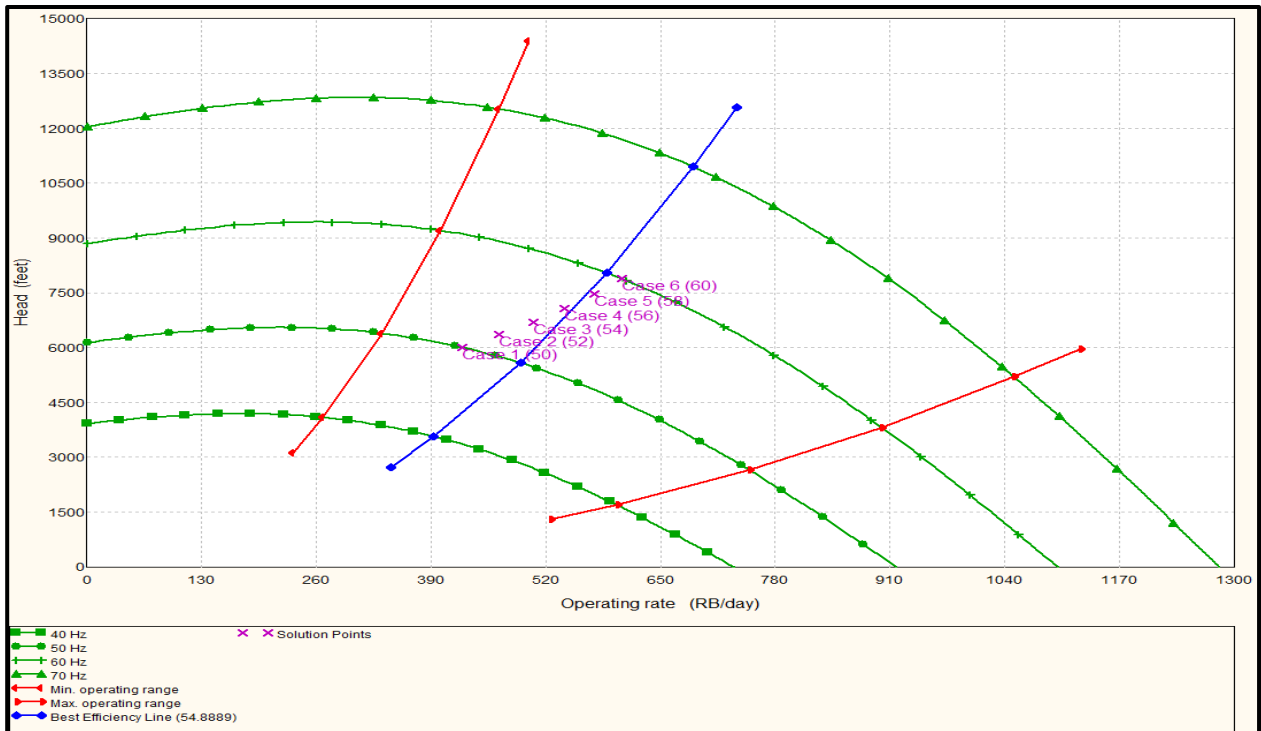


Figura 123. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 242 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 358 BPPD, lo que representa un incremento de 162 BPPD (51%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 17 se realiza una comparativa con los aspectos más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 17. Comparativa para el pozo BN 0690

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	5,3	54	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	319	480	BPD
Tasa de Petróleo	280	336	BPD
Tasa de Agua	38	144	BPD
Tasa de Gas	0,182	0,053	MMPCD
Pwf del Sistema	1920	1063	LPCA

La declinación anual determinada para este pozo fue de 3,90% considerando los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo. De esta manera, la producción para el año objetivo será de unos 279 BPPD si la operatividad del pozo avanza sin contratiempos en el período de estudio objetivo. El corte de agua para este pozo en comparación con el sistema de levantamiento actual aumenta en más del 15% en el periodo de estudio determinado mediante la simulación con los datos de la curva WOR vs Np mostrado en la figura 125.

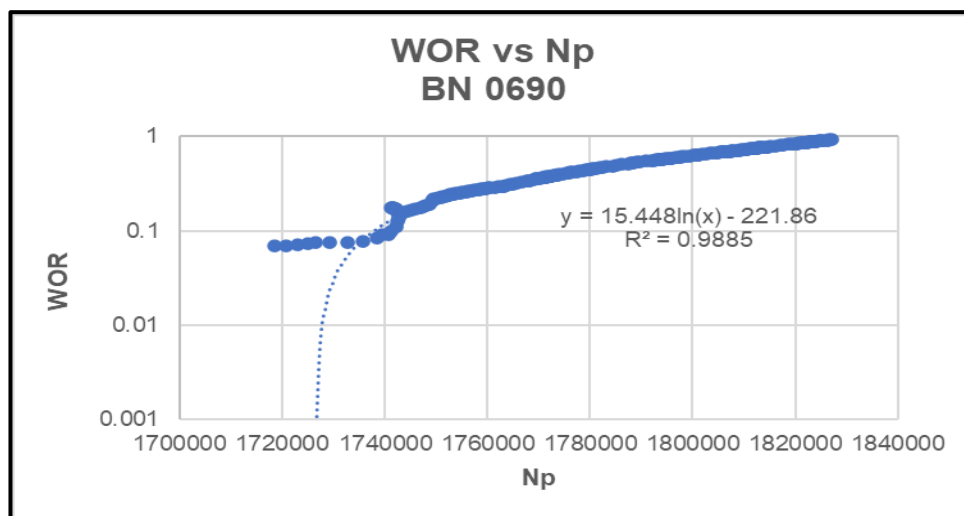


Figura 125. WOR vs Np – BN 0690

Por último, en la figura 126, se muestra el perfil de producción para este pozo. Posteriormente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta atractivo.

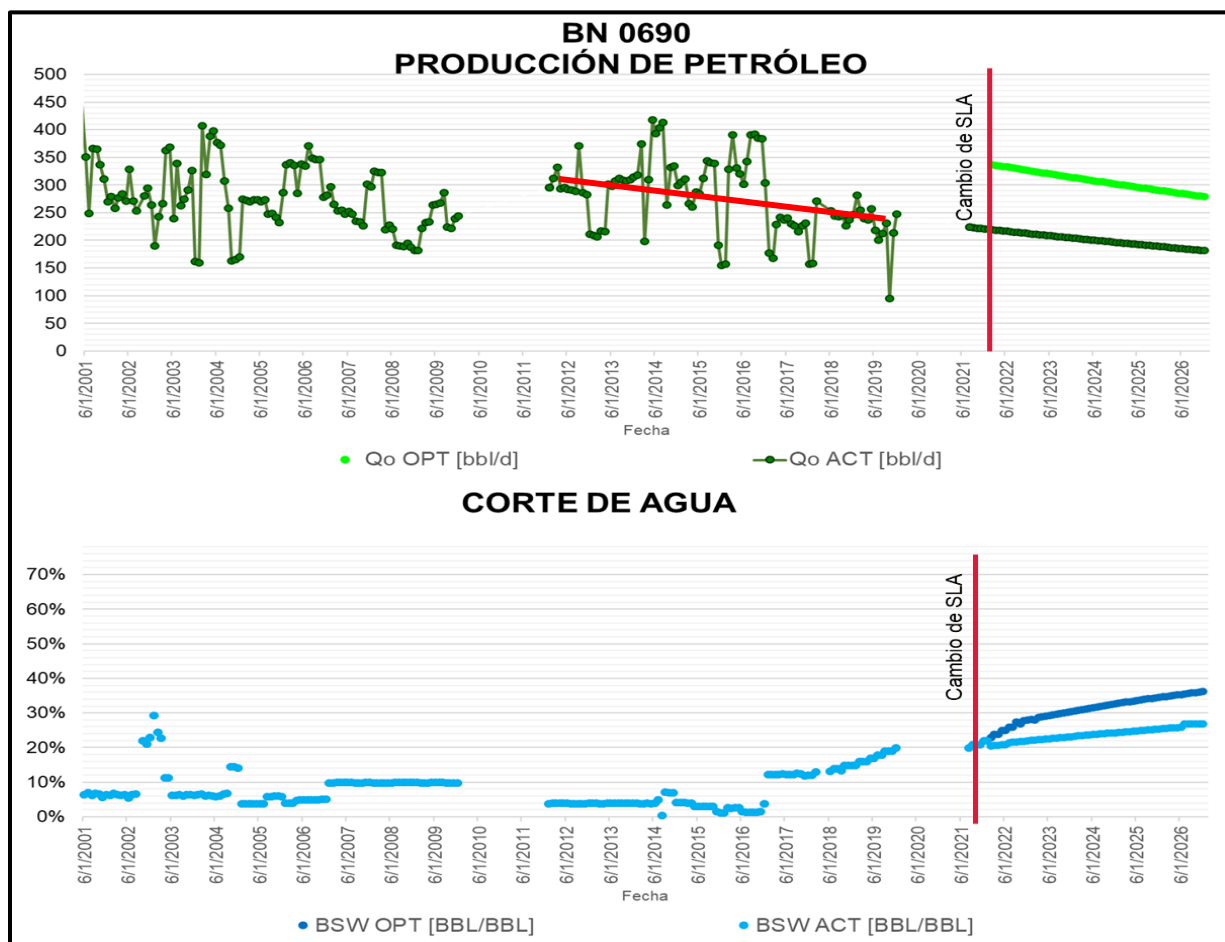


Figura 126. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0690

4.5.11. BN 0767

Se encuentra ubicado en la expansión de la Fase I tiene un potencial asociado de 330 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 125 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 221 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluente calculada de 1875 lpc como se observa en la figura 127.

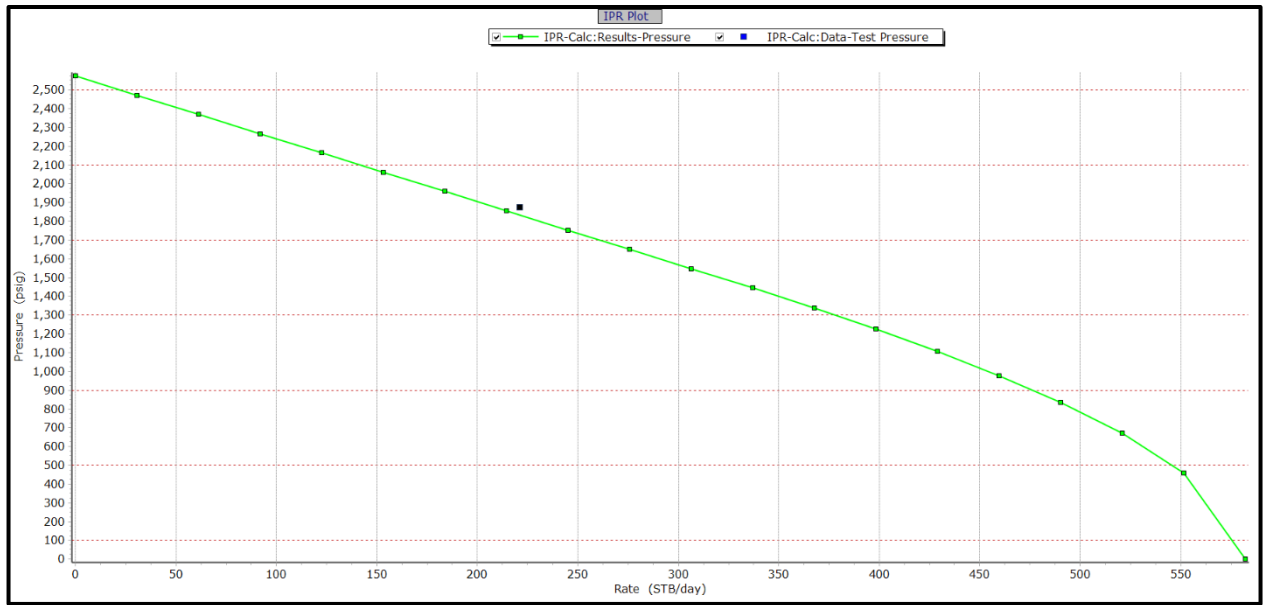


Figura 127. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0767

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (Uphrust) representado en la figura 128. El nuevo diseño cuenta con 250 etapas.

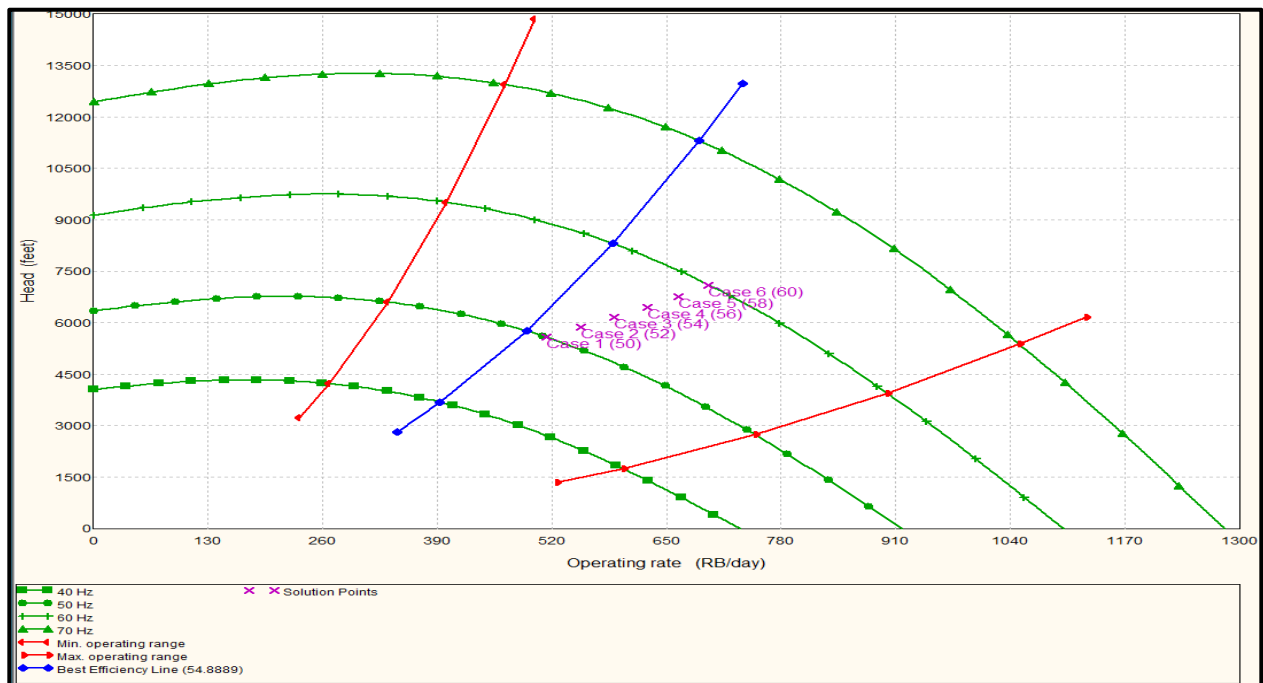


Figura 128. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 250 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 281 BPPD, lo que representa un incremento de 156 BPPD (125%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 18 se muestra una comparativa con las variables más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 18. Comparativa para el pozo BN 0767

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	1,2	56	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	130	598	BPD
Tasa de Petróleo	125	281	BPD
Tasa de Agua	5	317	BPD
Tasa de Gas	0,047	0,042	MMPCD
Pwf del Sistema	1178	998	LPCA

Para este pozo la declinación fue determinada para un 8,34% evaluando los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, mediante la cual, para el año objetivo se espera una producción de 184 BPPD si la misma avanza sin contratiempos en el período de estudio planteado. En el caso del corte de agua se muestra un rápido aumento de

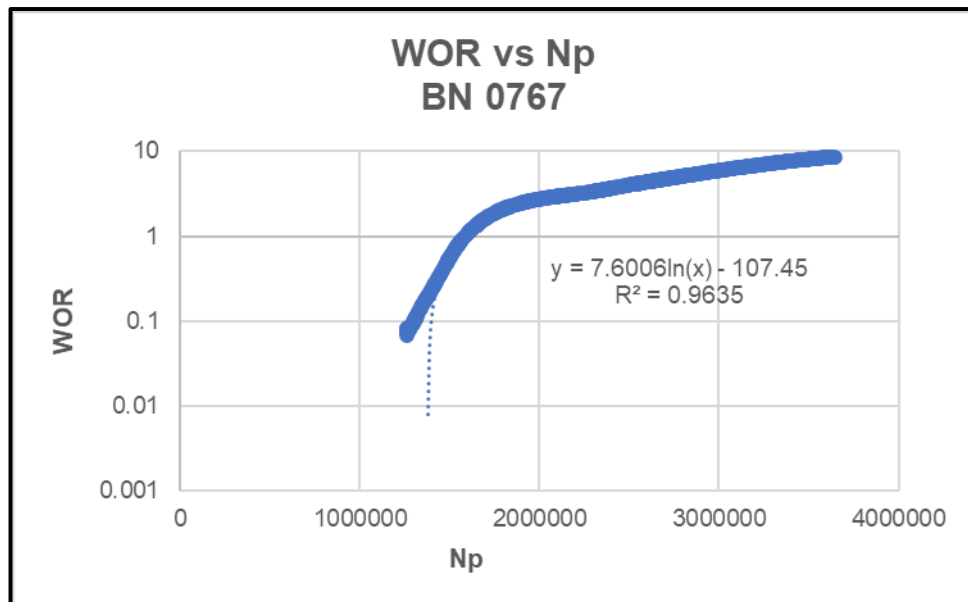


Figura 129. WOR vs Np - BN 0767

este parámetro proyectado mediante el estudio del comportamiento de la curva WOR vs Np mostrado en la figura 129, con alrededor del 30% en el intervalo de tiempo evaluado.

Posteriormente, el cambio será recomendado si el análisis económico de la operación resulta rentable. El perfil de producción y corte de agua para este pozo se muestra en la figura 130.

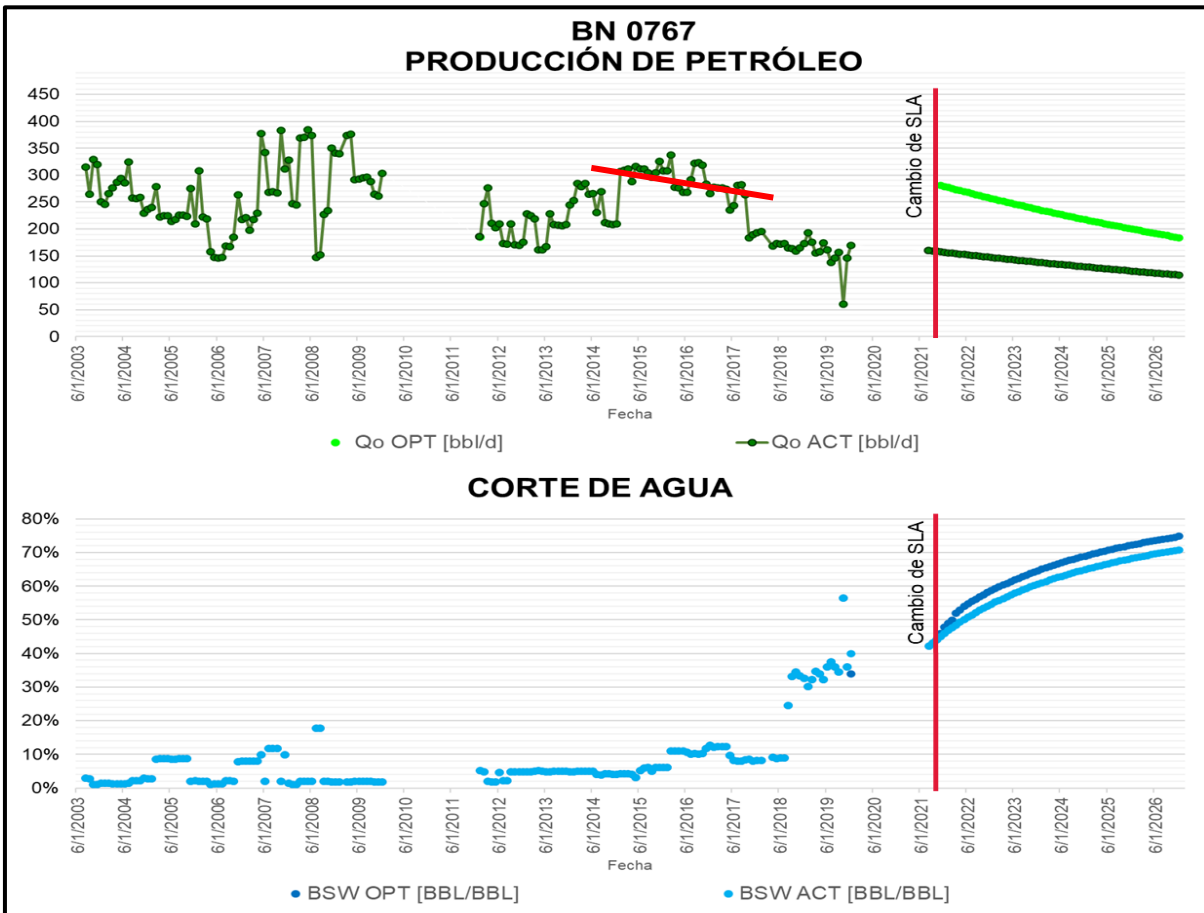


Figura 130. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0767

4.5.12. BN 0771

Se encuentra ubicado entre la expansión de la Fase I y el piloto B, tiene un potencial asociado de 450 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 92 BPPD. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 154 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1750 lpc como se muestra en la figura 131.

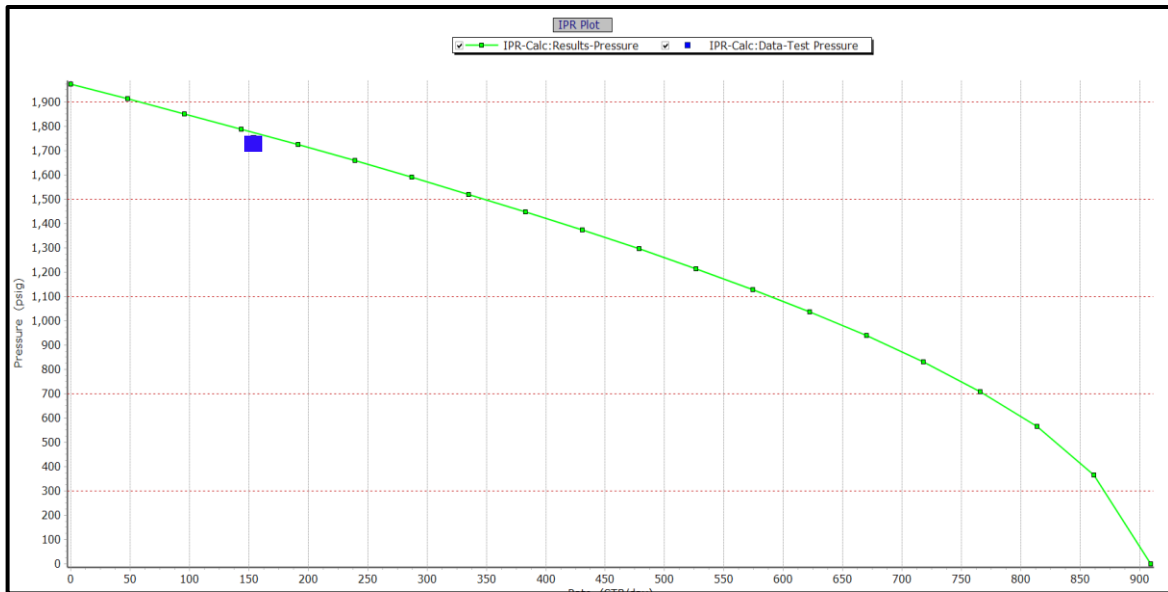


Figura 131. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0771

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación que con empuje ascendente (*Upthrust*) representado en la figura 132. El nuevo diseño cuenta con 176 etapas.

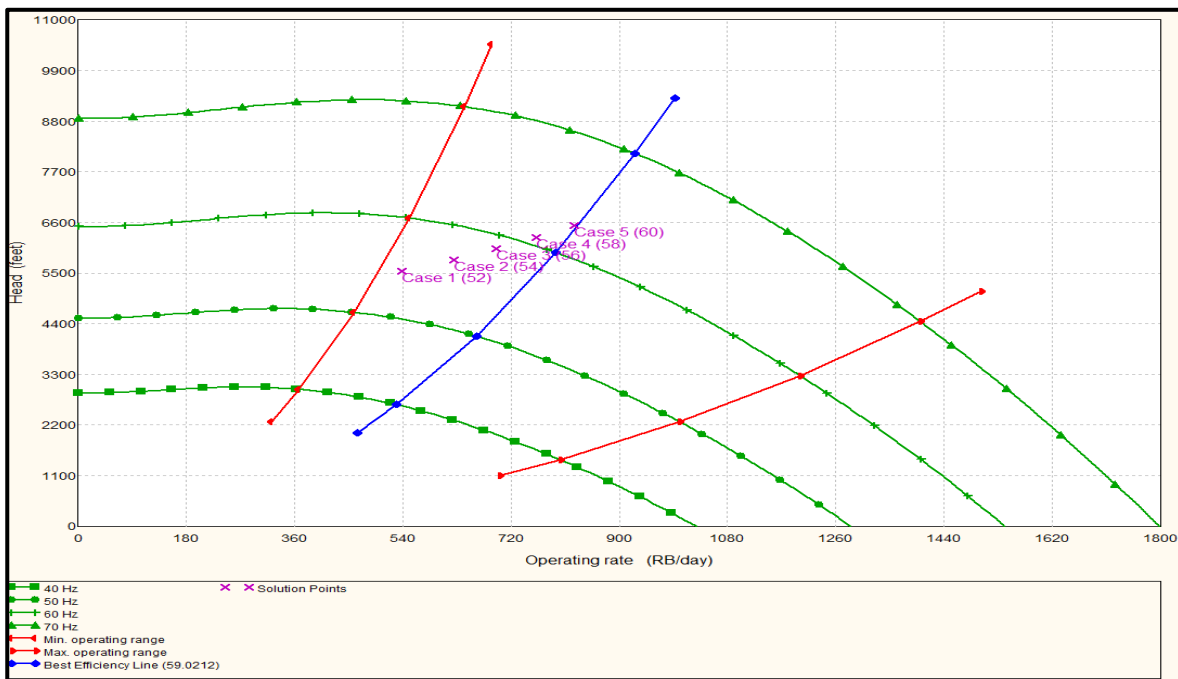


Figura 132. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 465 BPPD, lo que representa un incremento de 370 BPPD (615%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 19 se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 19. Comparativa para el pozo BN 0771

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Frecuencia de Operación	2,0	60	HZ/SPM/RPM
Tasa de Líquido	92	791	BPD
Tasa de Petróleo	65	435	BPD
Tasa de Agua	28	356	BPD
Tasa de Gas	0.030	0.204	MMPCD
Pwf del Sistema	1815	1008	LPCA

En este orden, la declinación anual para este pozo fue determinada para un 6.39% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con la cual, para el año 2026, se tendrá una producción estimada de 311 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación. La proyección de comportamiento de agua en el tiempo fue determinada mediante el estudio de la curva de WOR vs Np mostrada en la figura 133.

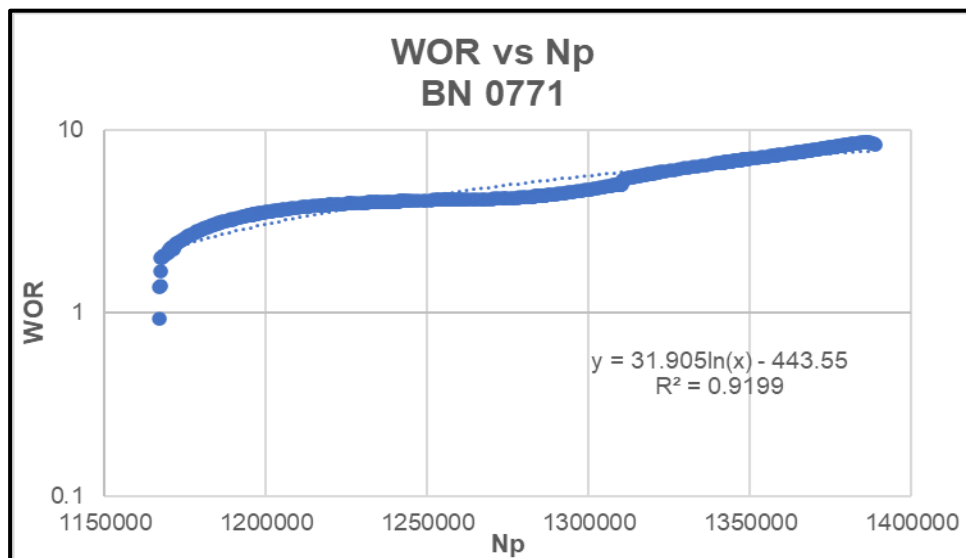


Figura 133. WOR vs Np - BN 0771

Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 134 se presenta el perfil de producción de petróleo y corte de agua para este pozo.

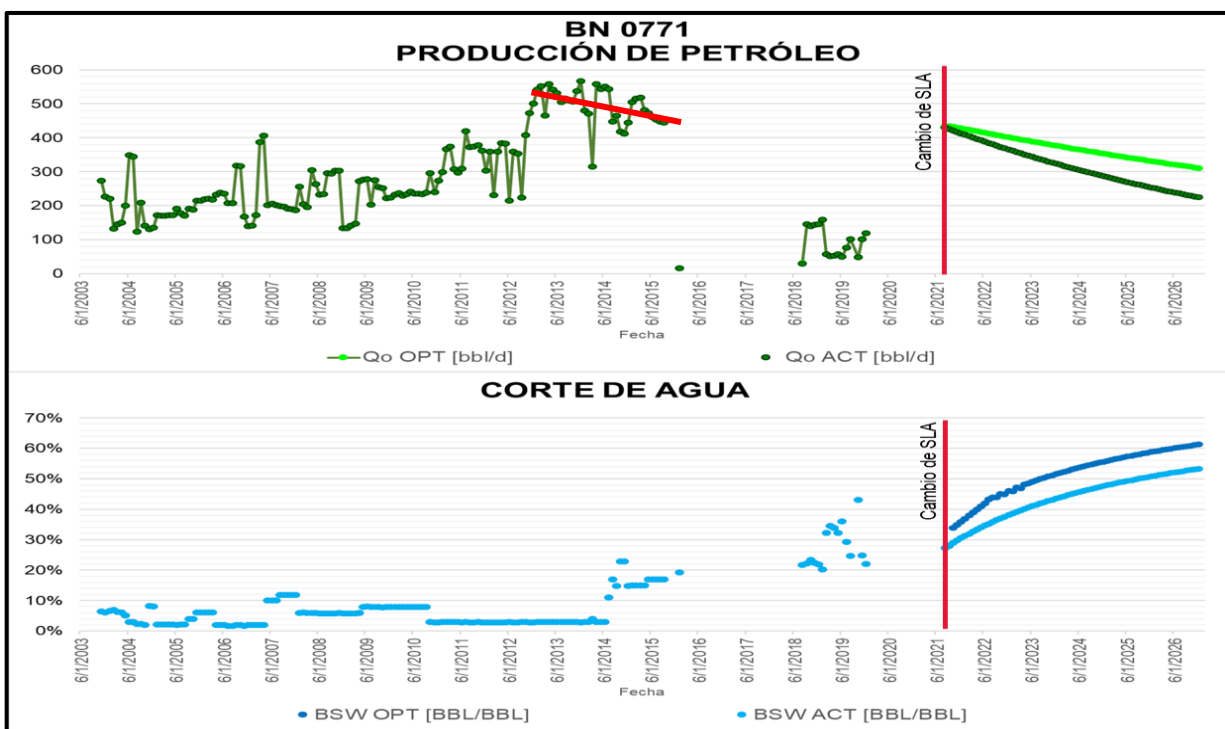


Figura 134. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0771

4.6. Resultados de los cambios de bomba a un equipo de mayor tamaño

Para este caso, se tomaron en cuenta seis pozos del estudio (25 %) los cuales poseen actualmente Bombeo Electro Sumergible, el cambio realizado se llevó a cabo partiendo del criterio de seleccionar una bomba con capacidad de un mayor caudal, los pozos candidatos a dicha tarea son los mostrados en la tabla 20.

Tabla 20. Pozos a opción de cambio a una bomba de mayor tamaño

No	POZO	CATEGORÍA	ZONA	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL
1	BN 0243	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
2	BN 0605	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
3	BN 0891	2	NE	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
4	BN 0930	2	Fase 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
5	BN 0937	2	B1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
6	BN 0939	2	B2	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE

A continuación, se muestran los resultados de la simulación y una discusión de cada uno de los pozos con oportunidad de optimizar, mostrando la opción de operar a condiciones eficientes y estables para cada uno de ellos con el mismo incremento en la simulación del 15% del corte de agua adicional para que el diseño de la nueva bomba en este caso tenga un margen de desempeño óptimo:

4.6.1. BN 0243

Se encuentra ubicado en la expansión de la Zona I, tiene un potencial asociado de 420 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 319 BPPD con 251 etapas. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 222 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluvente calculada de 1390 lpc mostrado en la figura 135.

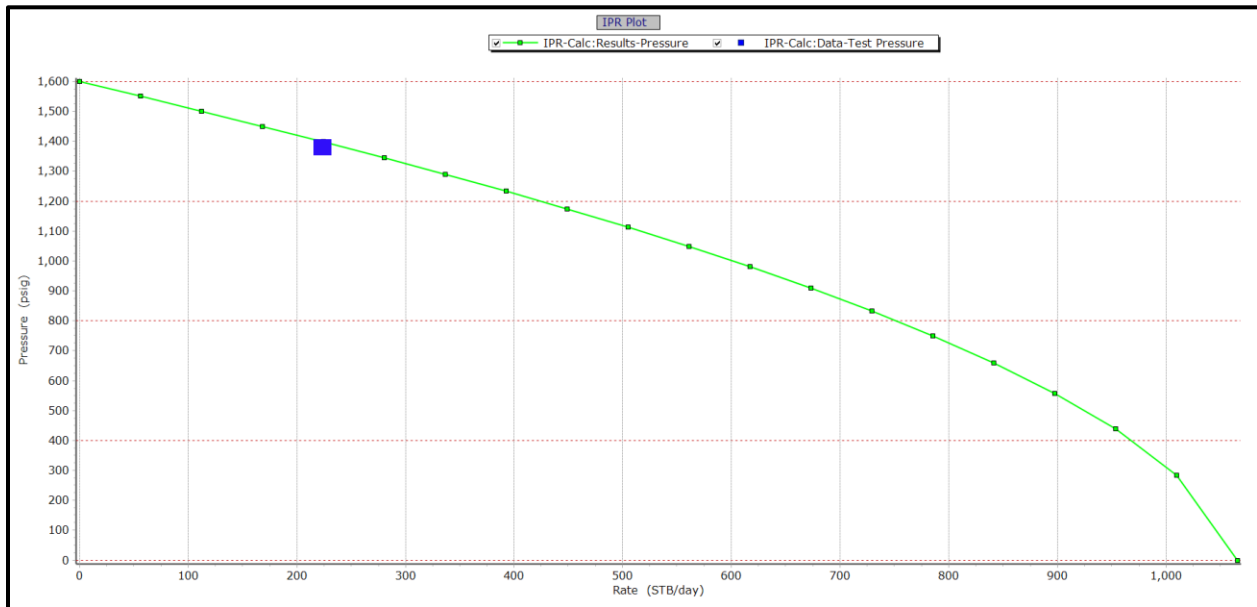


Figura 135. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0243

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) representado en la figura 136.

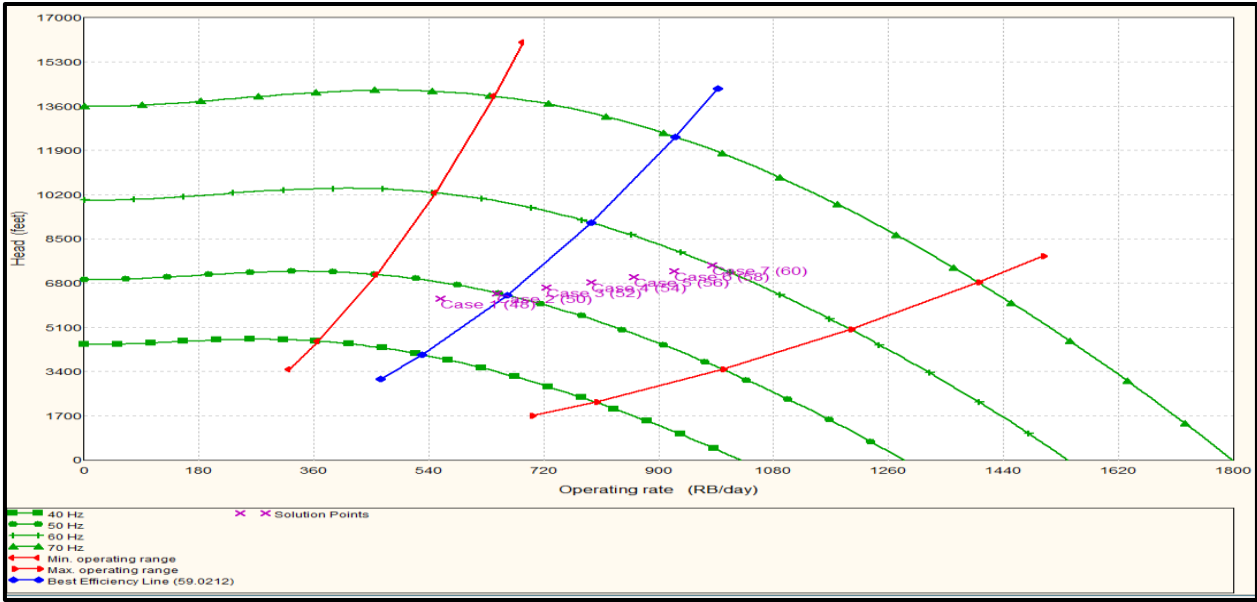


Figura 136. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 490 BPPD, lo que representa un incremento de 210 BPPD (175%) respecto a la tasa de petróleo actual. El nuevo diseño cuenta con 270 etapas. En la tabla 21 se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 21. Comparativa para el pozo BN 0243

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Tipo de Bomba	A	B	-
Frecuencia de Operación	5,3	52	HZ
Tasa de Líquido	319	690	BPD
Tasa de Petróleo	280	490	BPD
Corte de Agua	38	200	BPD
Tasa de Gas	0.182	0.187	MMPCD
Pwf del Sistema	1920	1002	LPCA

En este orden, la declinación anual para este pozo fue determinada para un 9.93% obtenido mediante la evaluación de los periodos más representativos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con la cual, para el año 2026, se tendrá una producción estimada de 300 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por

contratiempos mayores en la operación. Por otra parte, el comportamiento del corte de agua fue determinado mediante el desempeño de la curva WOR vs Np mostrado en la figura 137.

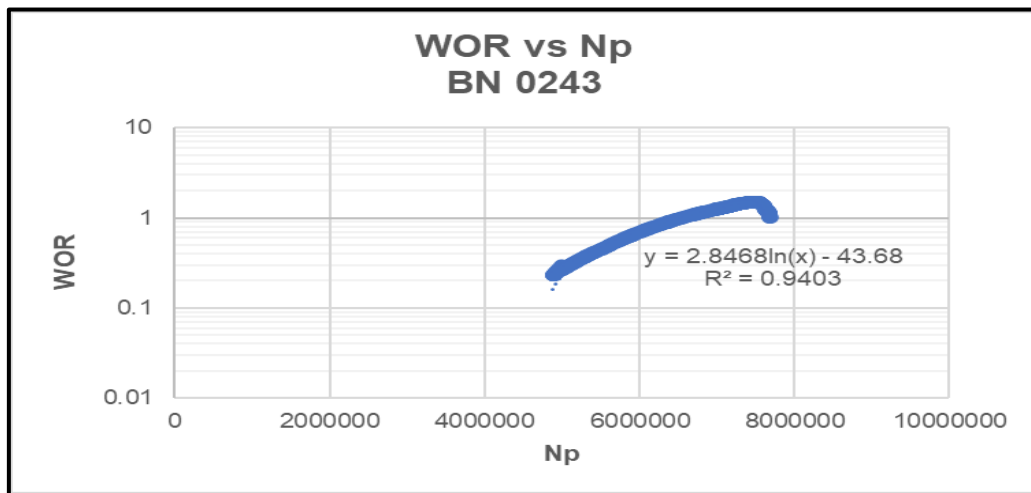


Figura 137. WOR vs Np - BN 0243

Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 138 se presenta el perfil de producción y corte de agua para este pozo.

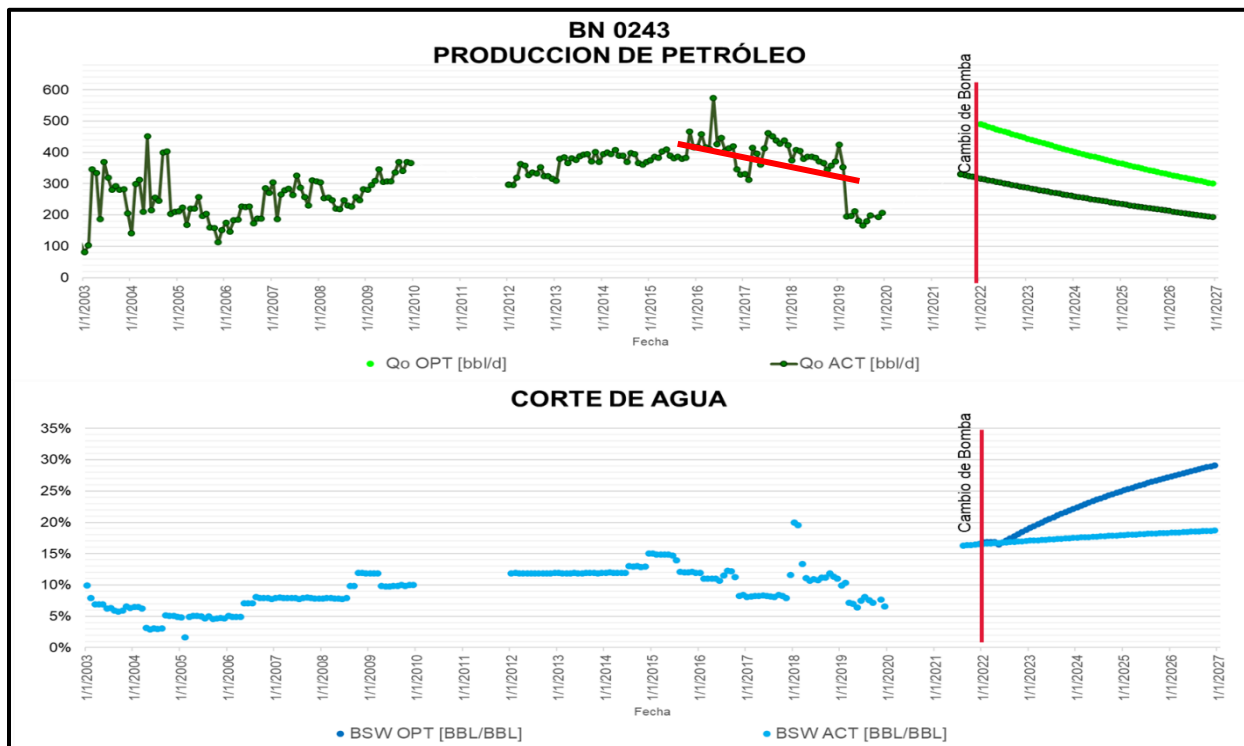


Figura 138. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0243

4.6.2. BN 0605

Se encuentra ubicado en la expansión del piloto de la Zona I, tiene un potencial asociado de 300 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible FC320, la cual produce una tasa de crudo de 238 BPPD con 352 etapas. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 226 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluvente calculada de 1523 lpc.

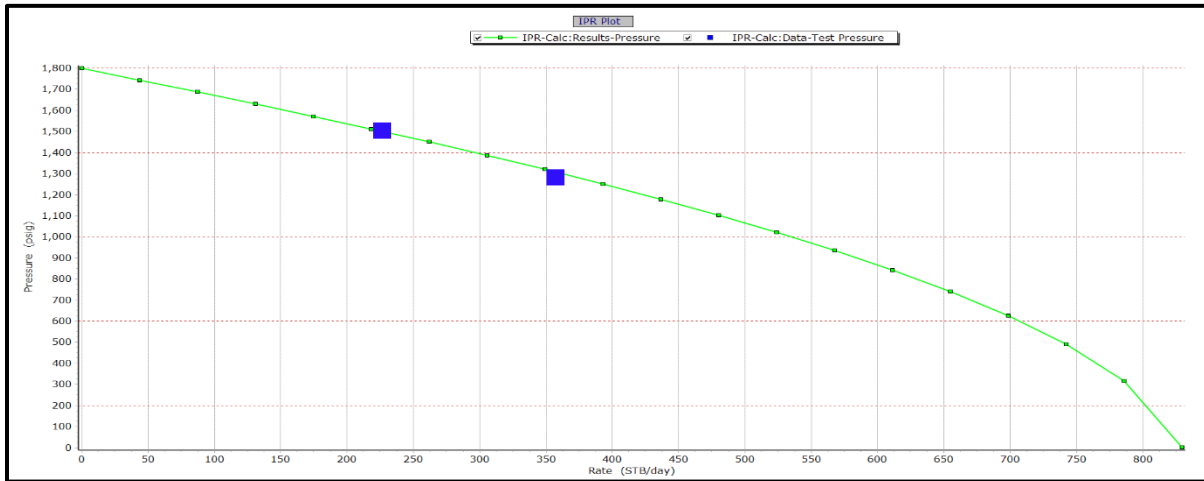


Figura 139. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0605

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo A, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se representa en la figura 140. El nuevo diseño cuenta con 228 etapas.

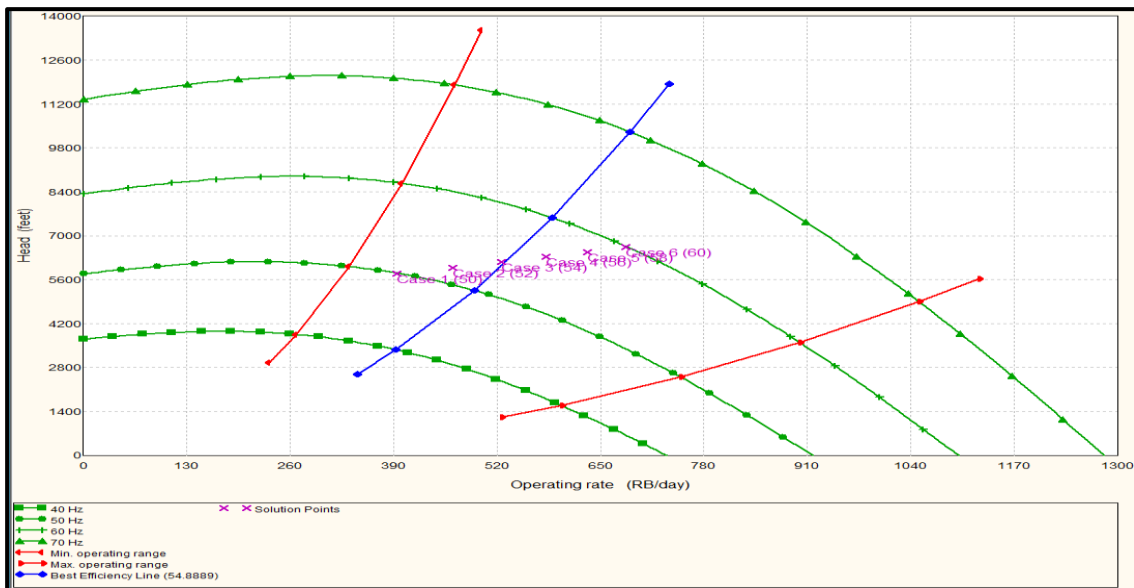


Figura 140. Bomba A con sensibilidades de frecuencia de operación – 176 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 411 BPPD, lo que representa un incremento de 173 BPPD (173%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 22 se efectúa una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 22. Comparativa para el pozo BN 0605

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BM	BES	-
Tipo de Bomba	FC320	A	-
Frecuencia de Operación	55,56	60	HZ
Tasa de Líquido	248	652	BPD
Tasa de Petróleo	238	411	BPD
Corte de Agua	10	241	BPD
Tasa de Gas	0.039	0.067	MMPCD
Pwf del Sistema	1230	1078	LPCA

En este orden, la declinación anual para este pozo fue determinada para un 3.95% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con la cual, para el año 2026, se tendrá una producción estimada de 337 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación. En el caso del corte de agua, se estudió mediante la evaluación de la curva de WOR vs Np que se muestra en la figura 141.

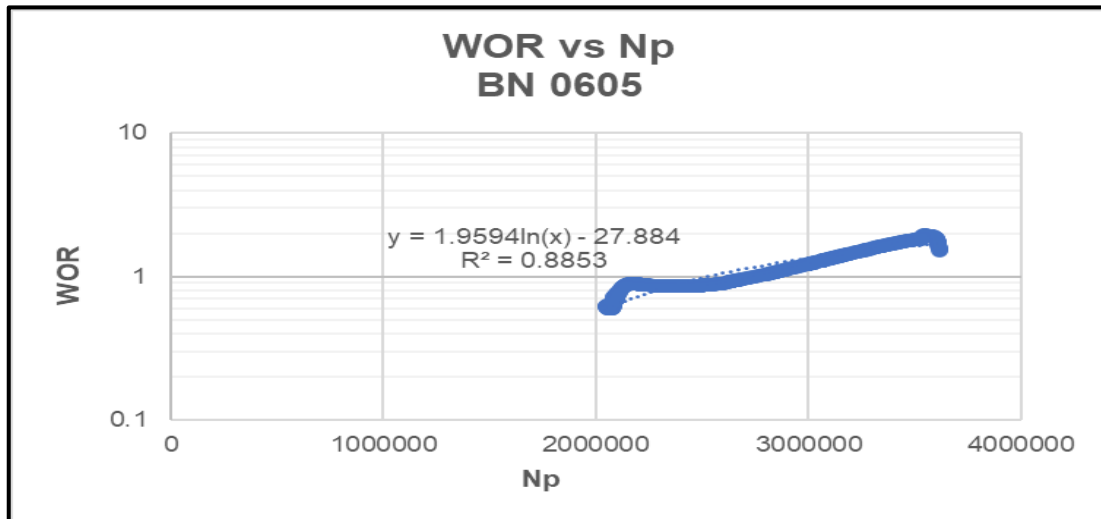


Figura 141. WOR vs Np - BN 0605

Un factor importante observado para este pozo fue el rápido aumento del corte de agua que sufrió desde el 2002 y hasta el 2007, el cual fue controlado en este último año mediante un trabajo de WSO (*Water Shut – Off*) el cual resultó exitoso, por lo que conviene tener cautela con el desempeño de la nueva bomba. Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 142 se presenta el perfil de producción para este pozo.

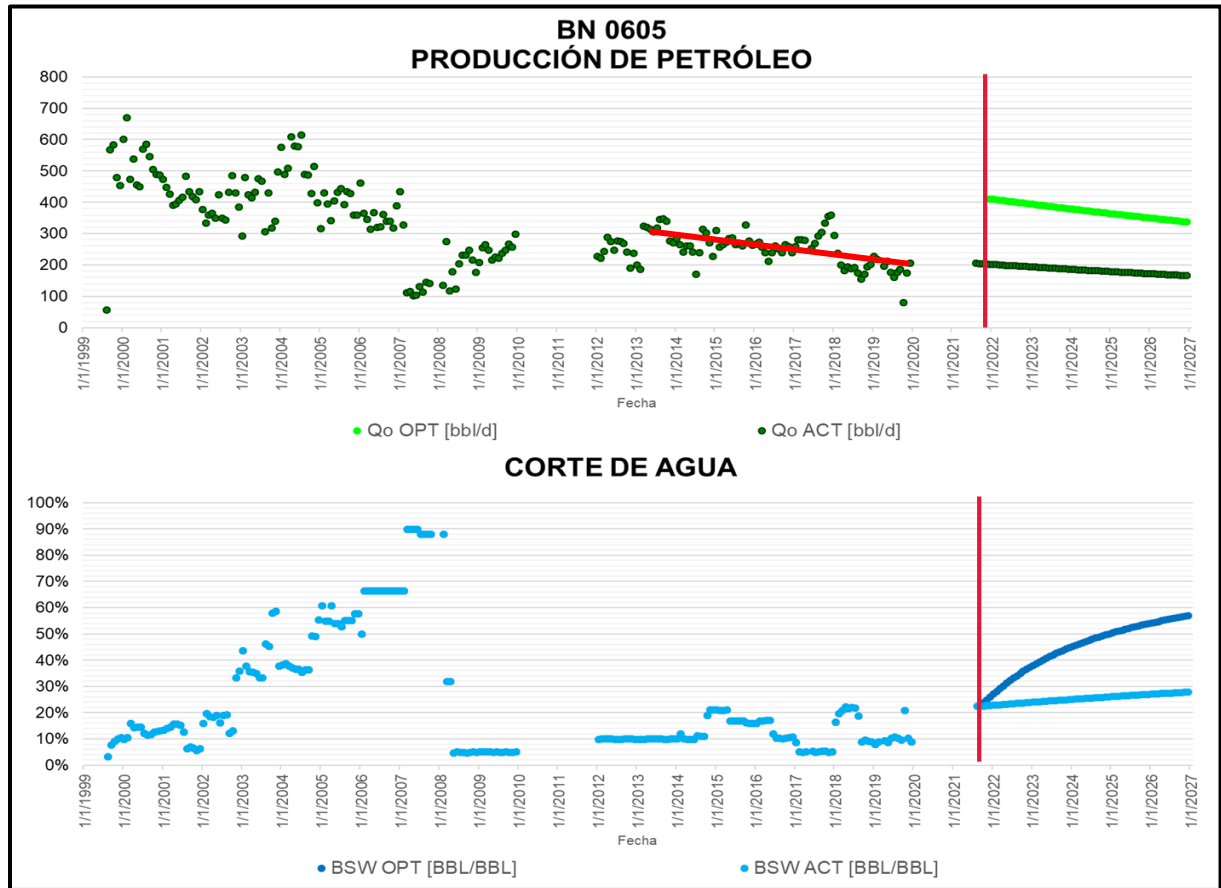


Figura 142. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0605

4.6.3. BN 0891

Se encuentra ubicado en la zona de inyección del noreste, tiene un potencial asociado de 156 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 663 BPPD con 300 etapas según el modelo de simulación actual. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 98 BFPD proveniente de la última prueba

de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1978 lpc como se muestra en la figura 143.

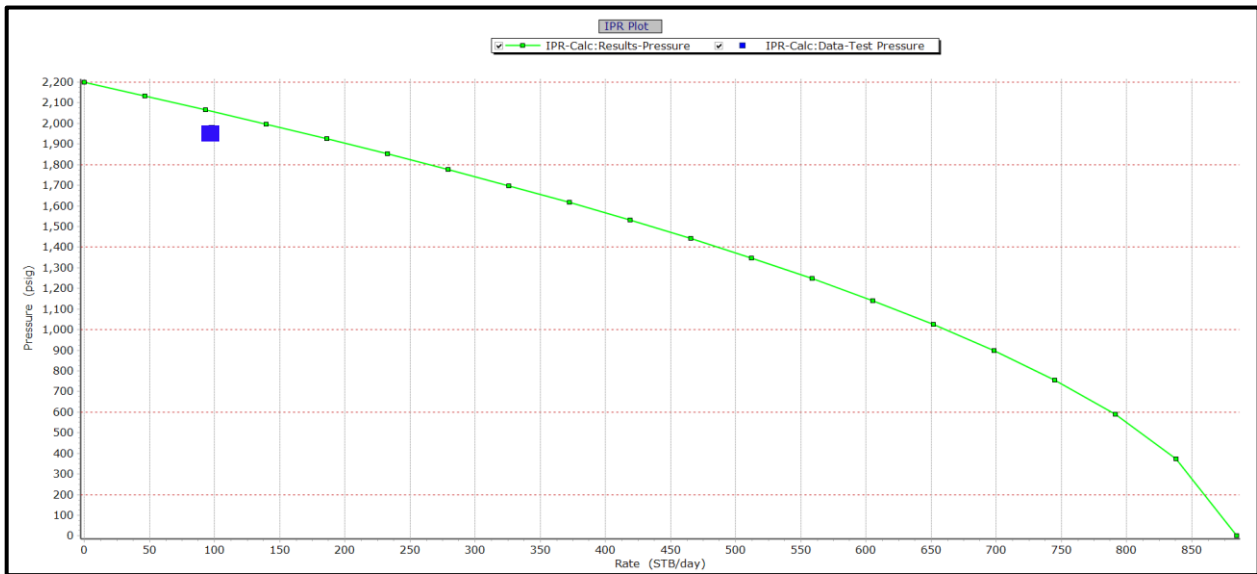


Figura 143. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0891

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) representado en la figura 144. El nuevo diseño cuenta con 200 etapas.

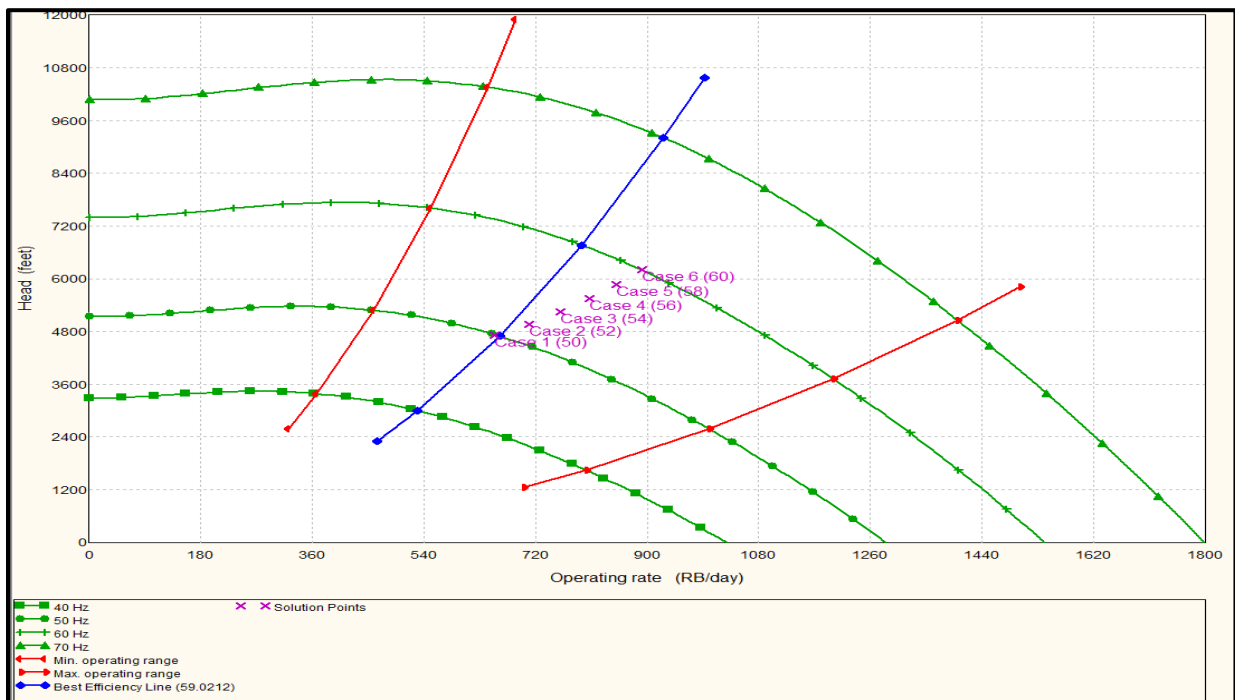


Figura 144. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas

El pozo se encuentra detenido actualmente, por lo que su modelo comparativo está basado en las condiciones del diseño con el que estuvo trabajando el último tiempo. En la tabla 23 se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio. De este modo, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 588 BPPD, lo que representa un incremento de 45 BPPD (8%) respecto a la tasa de petróleo del modelo de simulación considerado.

Tabla 23. Comparativa para el pozo BN 0891

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BES	BES	-
Tipo de Bomba	A	B	-
Frecuencia de Operación	50	56	HZ
Tasa de Líquido	591	764	BPD
Tasa de Petróleo	543	588	BPD
Corte de Agua	47	176	BPD
Tasa de Gas	2.33	2.52	MMPCD
Pwf del Sistema	867	1002	LPCA

En este orden, la declinación anual para este pozo fue determinada para un 4.22% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con la cual, para el año 2026, se tendrá una producción estimada de 483 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación.

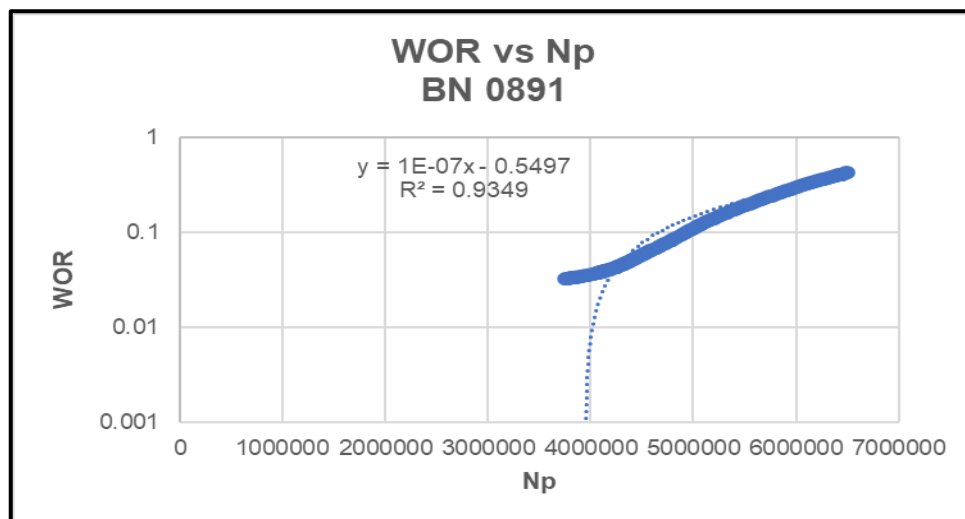


Figura 145. WOR vs Np - BN 0891

Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 146 se presenta el perfil de producción y corte de agua obtenido del comportamiento del pozo.

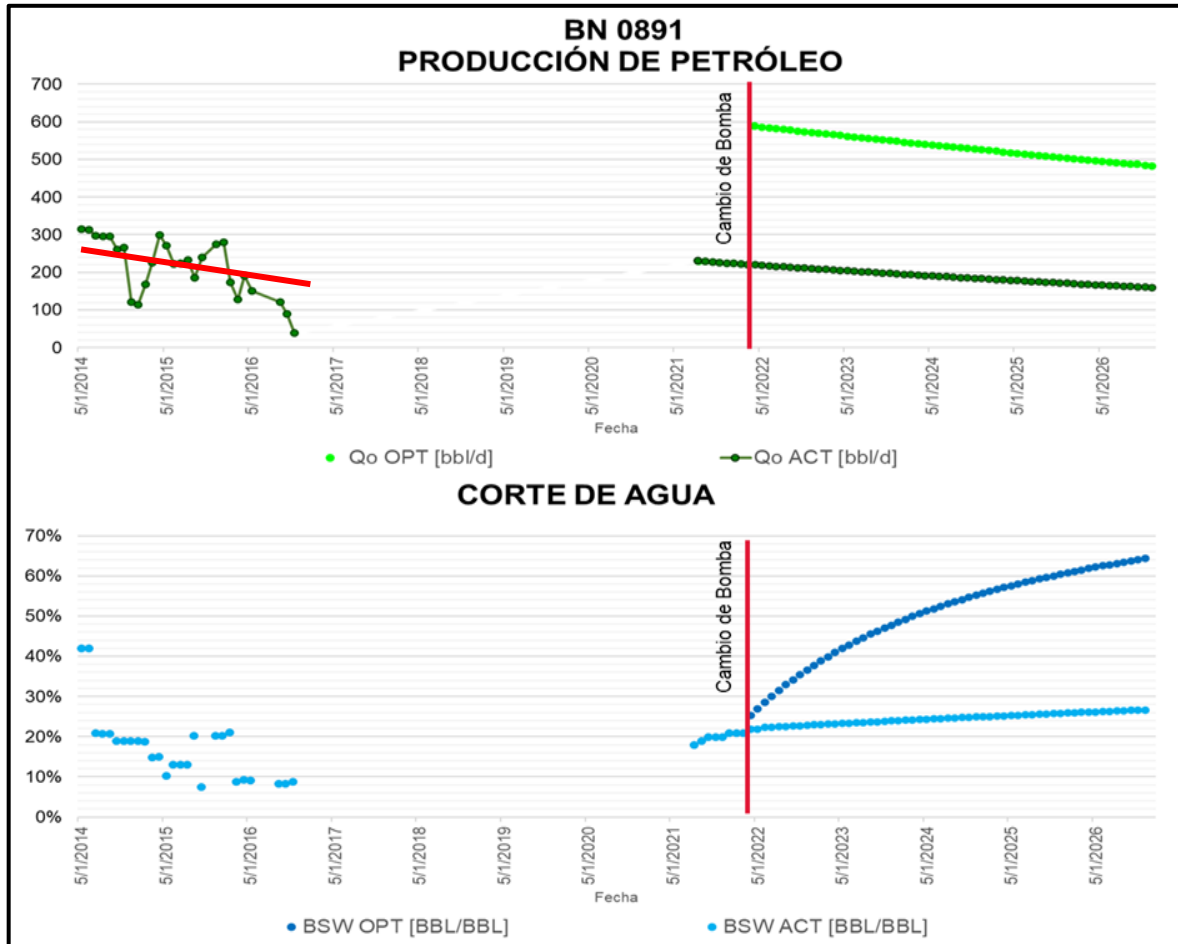


Figura 146. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0891

4.6.4. BN 0930

Se encuentra ubicado en la Expansión de la Fase I, tiene un potencial asociado de 513 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible ESP5-30, la cual produce una tasa de crudo de 211 BPPD con 224 etapas. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 222 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1865 lpc como se muestra en la figura 147.

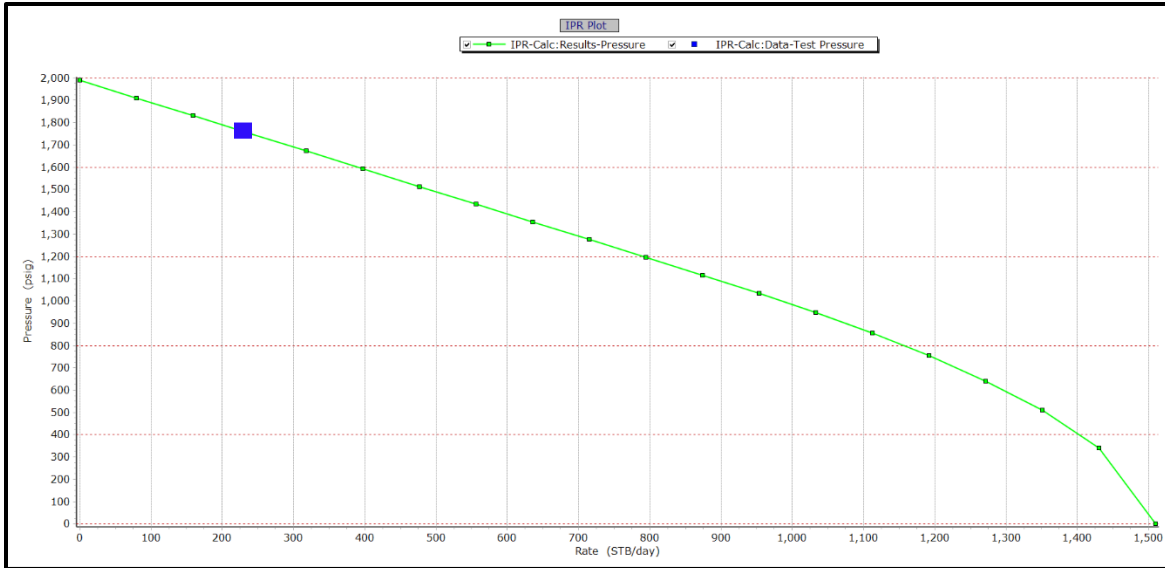


Figura 148. IPR con puntos de prueba para el pozo BN 0930

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se muestra en la figura 148. El nuevo diseño cuenta con 200 etapas.

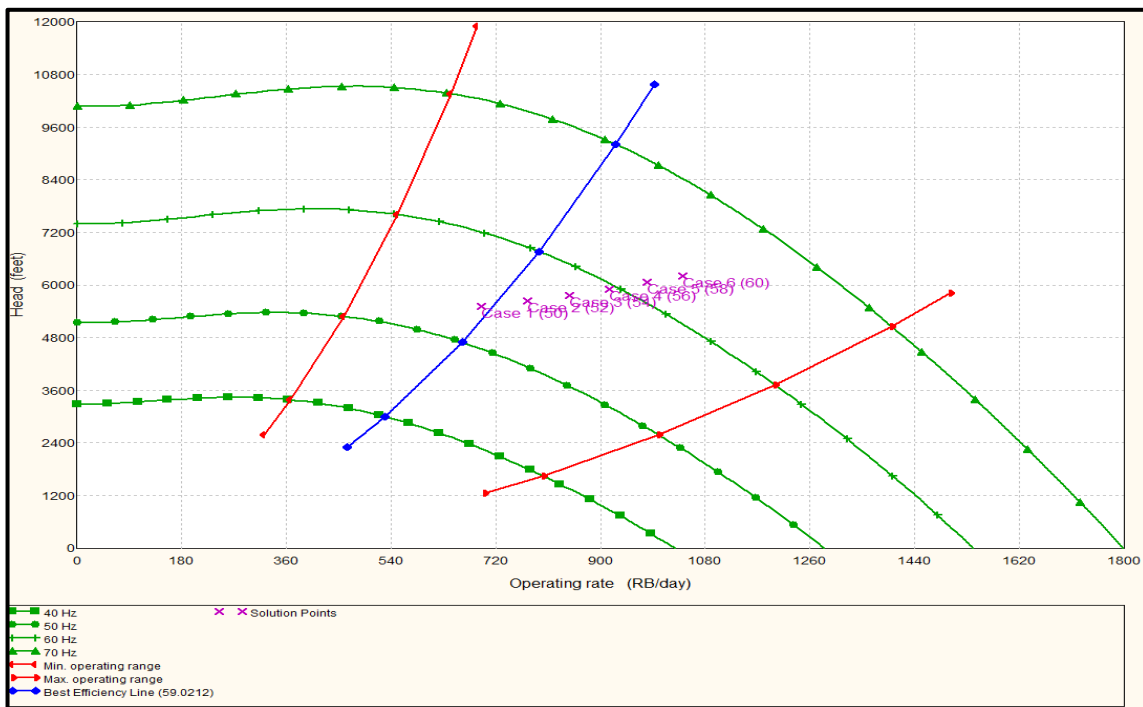


Figura 147. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación – 200 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 683 BPPD, lo que representa un incremento de 472 BPPD (324%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 24 se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 24. Comparativa para el pozo BN 0930

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
		%AyS (+15%)	
Sistema de Levantamiento	BES	BES	-
Tipo de Bomba	ESP5-30	B	-
Frecuencia de Operación	55,56	60	HZ
Tasa de Líquido	251	990	BPD
Tasa de Petróleo	211	683	BPD
Tasa de Agua	40	307	BPD
Tasa de Gas	0,0236	0,0765	MMPCD
Pwf del Sistema	1599	1137	LPCA

Así pues, la declinación anual para este pozo fue determinada a un 16,02% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con lo cual para el año 2026 se tendrá una producción estimada de 162 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación. Para la estimación del corte de agua, su proyección se determinó mediante el análisis del WOR vs Np mostrada en la figura 149.

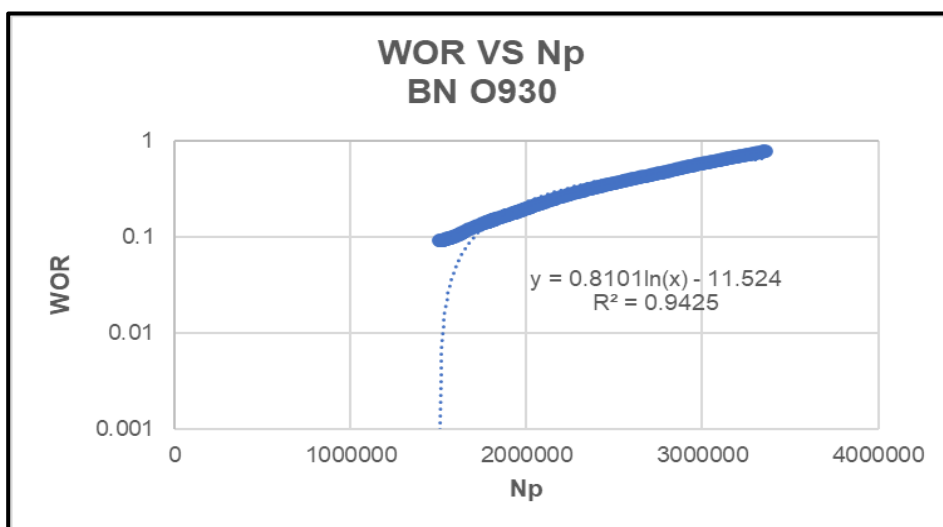


Figura 149. WOR vs Np - BN 0930

De esta manera se obtuvo el perfil de producción y corte de agua mostrado en la figura 150. Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este.

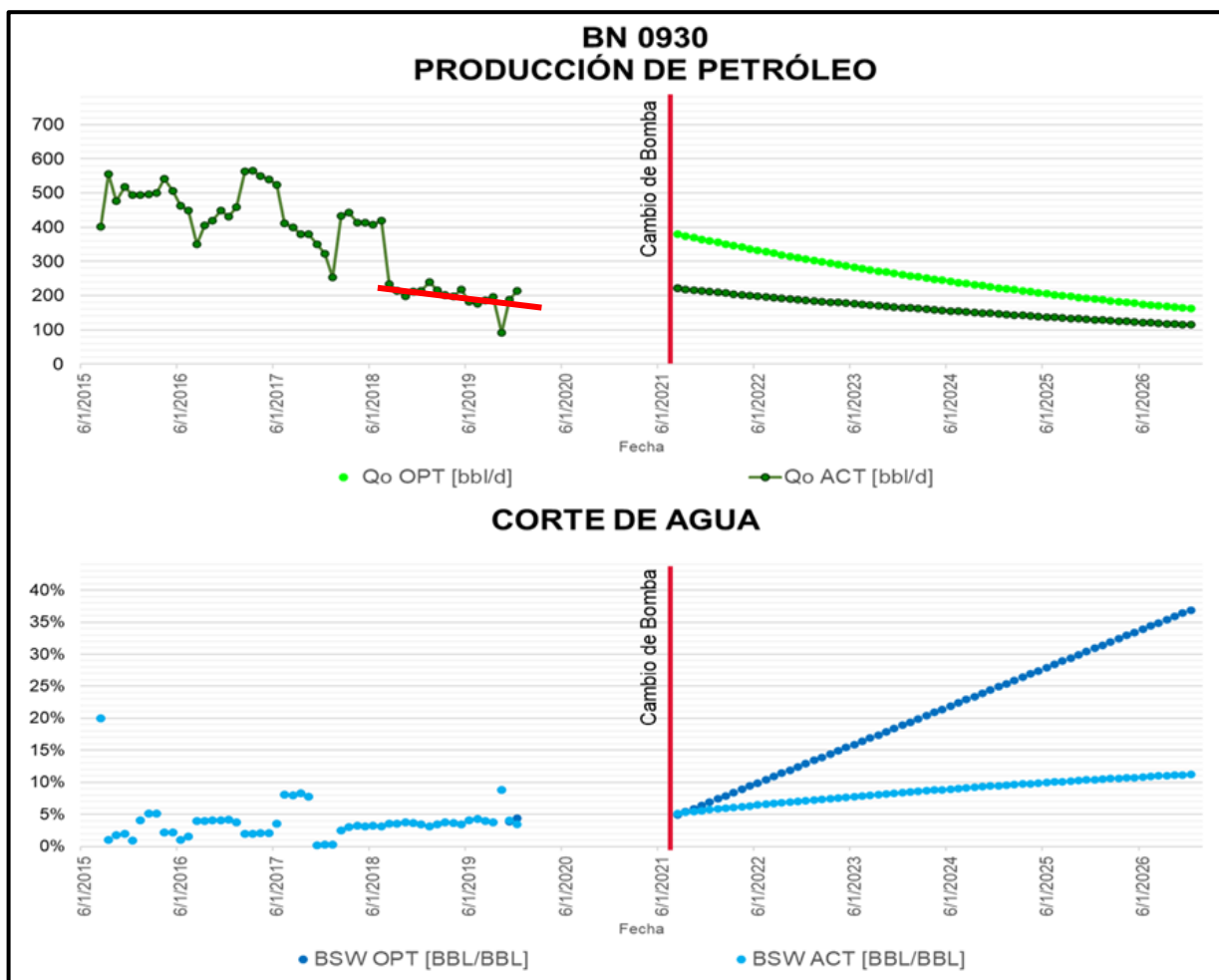


Figura 150. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0930

4.6.5. BN 0937

Se encuentra ubicado en el área del piloto B, tiene un potencial asociado de 357 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible FC300, la cual produce una tasa de crudo de 253 BPPD con 208 etapas. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 336 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1605 lpc como se muestra en la figura 151.

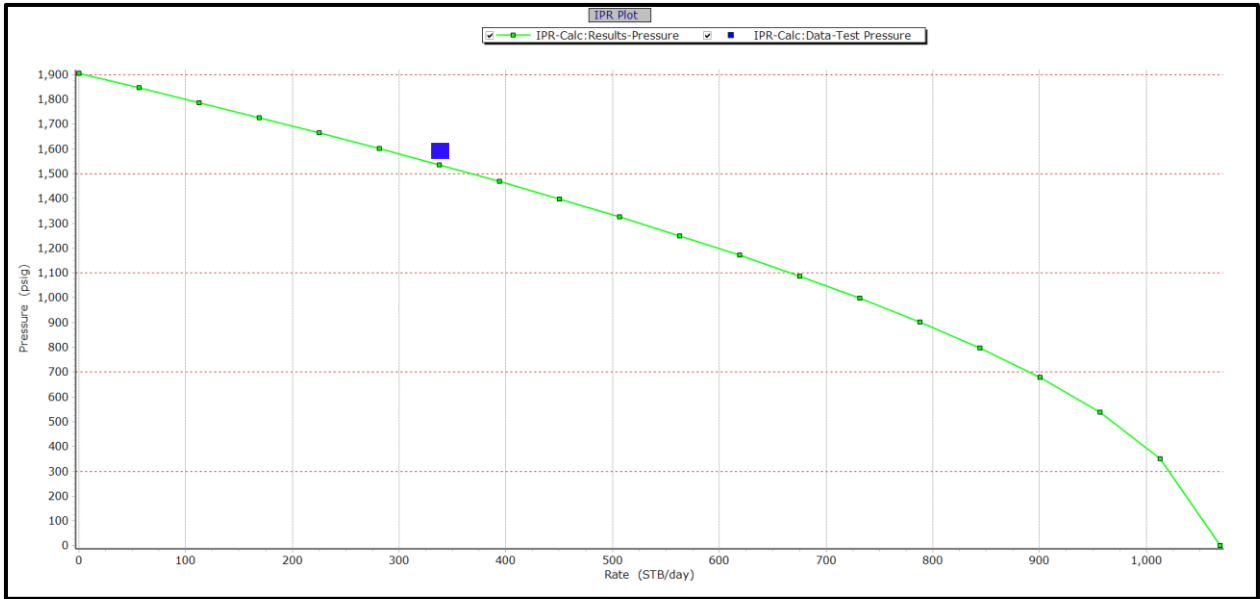


Figura 151. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0937

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) como se observa en la figura 152. El nuevo diseño cuenta con 210 etapas.

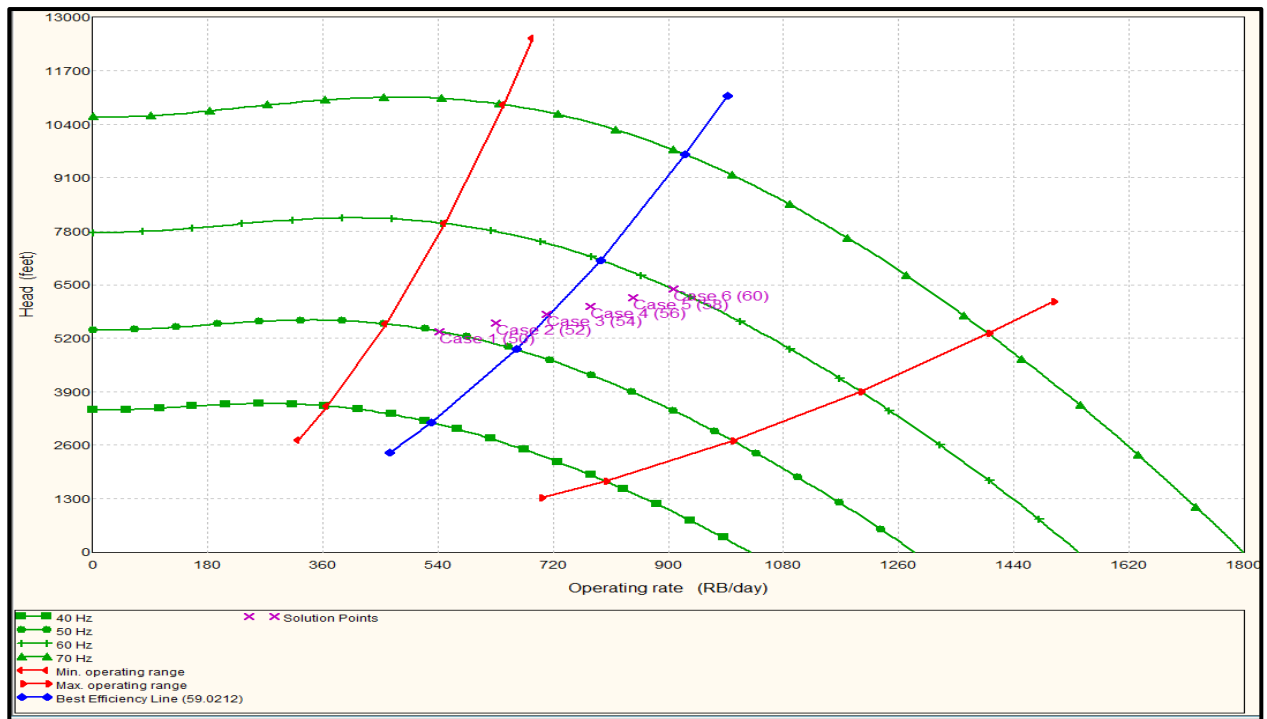


Figura 152. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación - 210 etapas

De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 512 BPPD, lo que representa un incremento de 259 BPPD (202%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 25, se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 25. Comparativa para el pozo BN 0937

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BES	BES	-
Tipo de Bomba	FC300	B	-
Frecuencia de Operación	60	60	HZ
Tasa de Líquido	342	867	BPD
Tasa de Petróleo	253	512	BPD
Tasa de Agua	89	356	BPD
Tasa de Gas	0,0782	0,158	MMPCD
Pwf del Sistema	1492	1037	LPCA

La declinación anual para este pozo fue determinada a un 10,1% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con lo cual para el año 2026 se tendrá una producción estimada de unos 300 BPPD, siempre que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación. Por otra parte, el corte de agua fue estimado mediante el estudio de la curva obtenida mediante la relación WOR vs Np como se muestra en la figura 153.

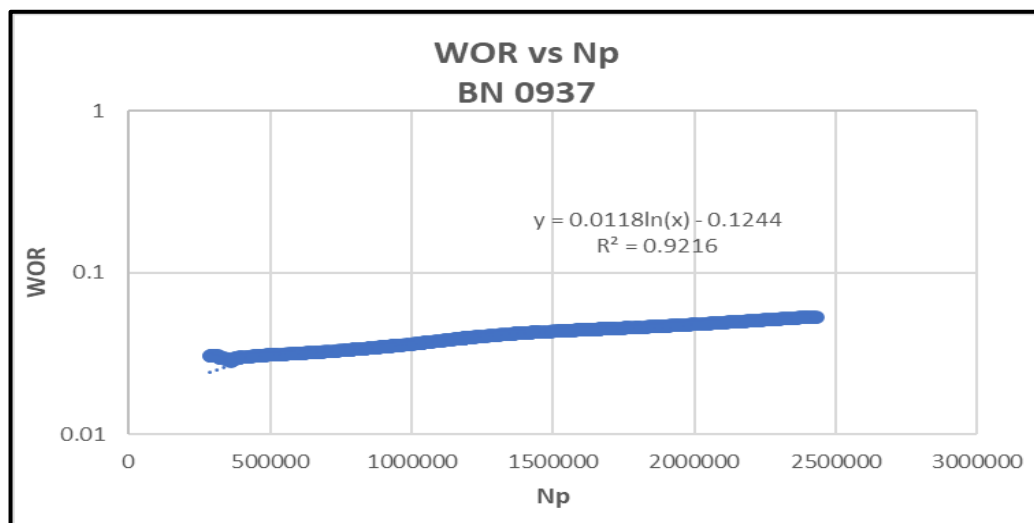


Figura 153. WOR vs Np - BN 0937

Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 154 se presenta el perfil de producción para este pozo.

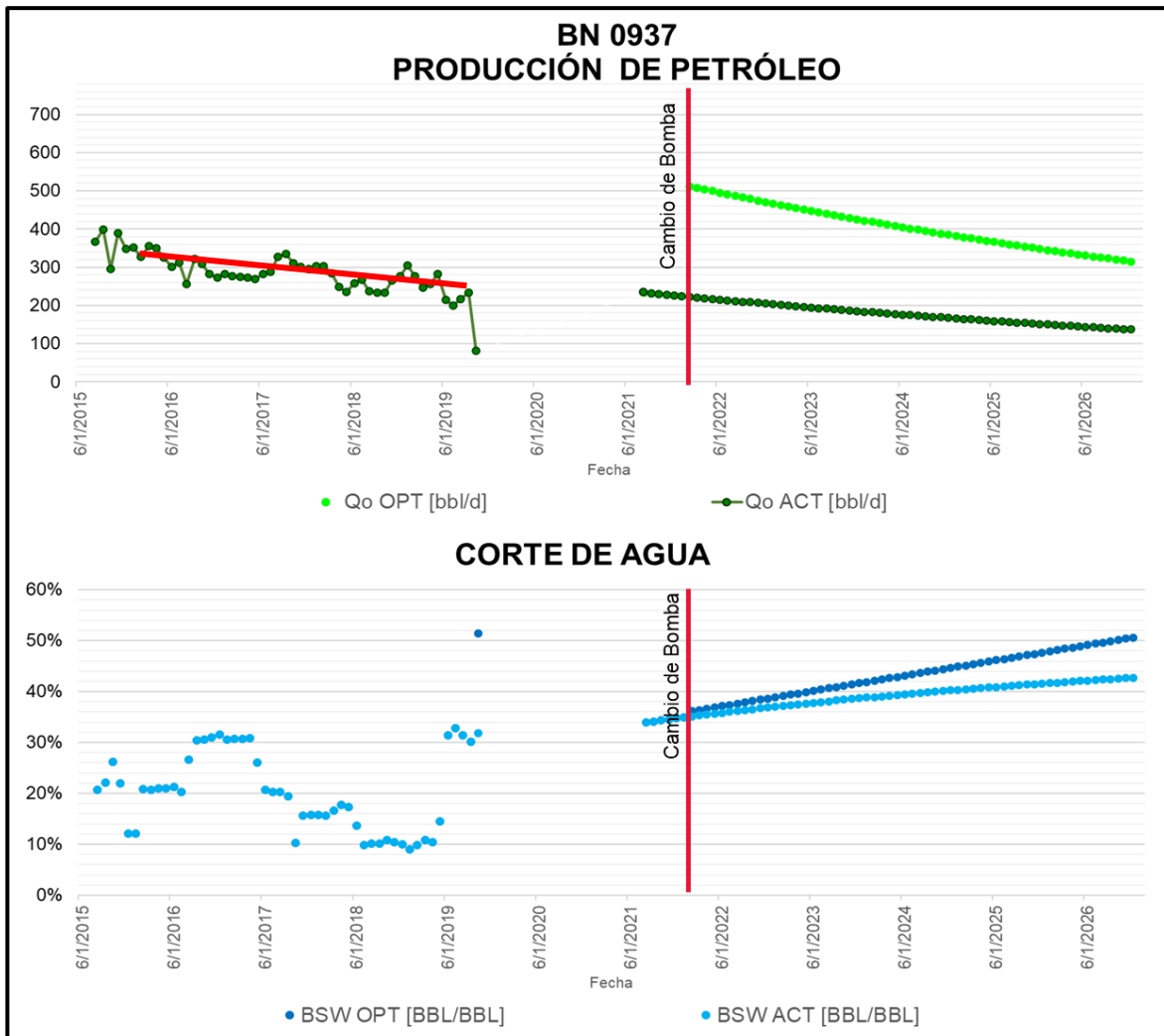


Figura 154. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0937

4.6.6. BN 0939

Ubicado en el área del piloto B, tiene un potencial asociado de 425 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 357 BPPD con 162 etapas. Se utilizó como punto de prueba una tasa de líquido de 370 BFPD proveniente de la última prueba de producción y una presión de fondo fluyente calculada de 1726 lpc como se observa en la figura 155.

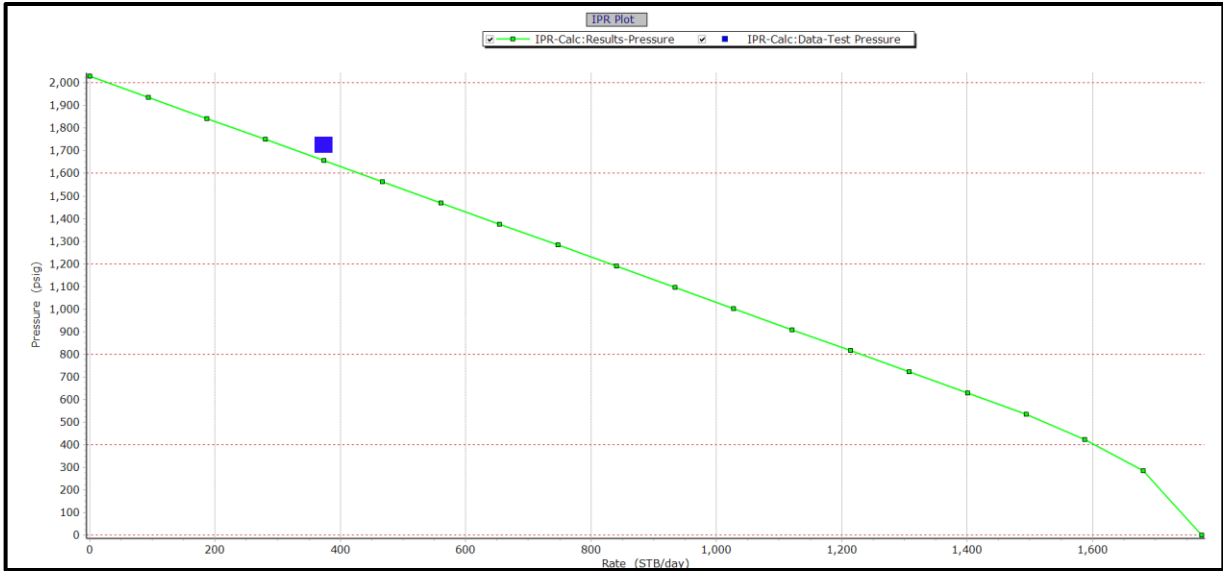


Figura 155. IPR con punto de prueba para el pozo BN 0937

El cambio de método fue simulado a la implementación de una Bomba Electro Sumergible tipo B, que considera más las condiciones actuales del pozo y a una operación con empuje ascendente (*Upthrust*) representado en la figura 156.

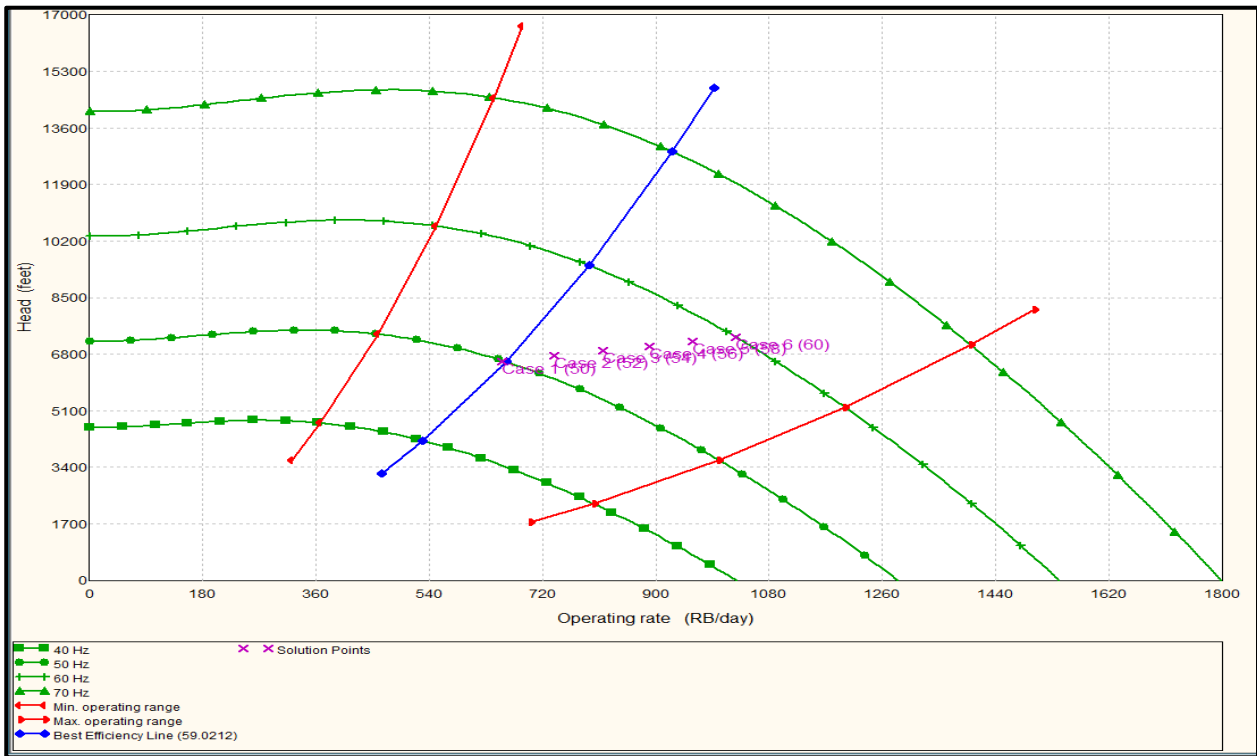


Figura 156. Bomba B con sensibilidades de frecuencia de operación - 210 etapas

El nuevo diseño cuenta con 280 etapas. De esta manera, se obtuvo una producción incremental en la tasa de crudo de 701 BPPD, lo que representa un incremento de 344 BPPD (196%) respecto a la tasa de petróleo actual. En la tabla 26 se realiza una comparativa con las variantes más importantes de la simulación del cambio.

Tabla 26. Comparativa para el pozo BN 0939

DESCRIPCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	DISEÑO PROPUESTO	UNIDADES
Sistema de Levantamiento	BES	BES	-
Tipo de Bomba	A	B	-
Frecuencia de Operación	56	60	HZ
Tasa de Líquido	416	987	BPD
Tasa de Petróleo	357	701	BPD
Corte de Agua	58	286	BPD
Tasa de Gas	0,0232	0,045	MMPCD
Pwf del Sistema	1620	1178	LPCA

La declinación anual para este pozo fue determinada a un 12,7% mediante la evaluación de los periodos donde se mantuvieron las condiciones operacionales del pozo, con lo cual para el año 2026 se tendrá una producción estimada de unos 360 BPPD, considerando que la operatividad del pozo no se vea afectada por contratiempos mayores en la operación. Mientras que el corte de agua fue estudiado mediante la relación WOR vs Np como se muestra en la figura 157 y así llevar a cabo una proyección de su comportamiento futuro.

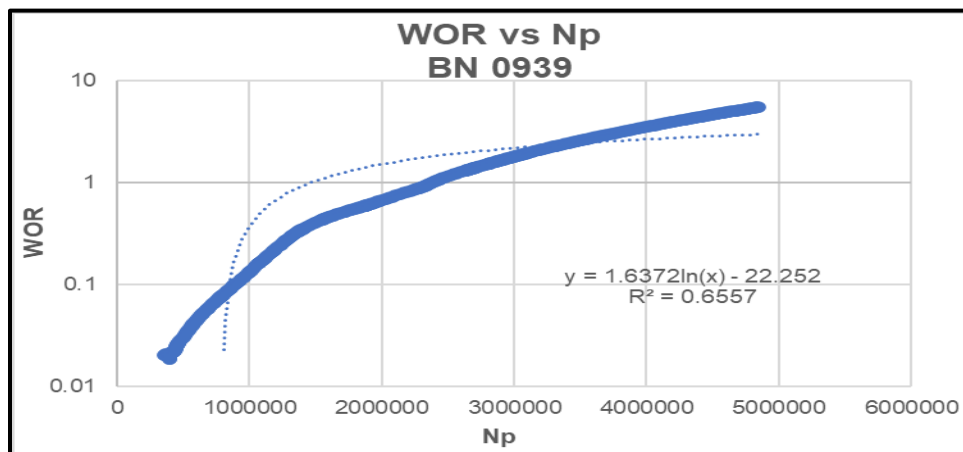


Figura 157. WOR vs Np - 0939

Más adelante se evaluará la rentabilidad del cambio mediante el análisis económico para evaluar la factibilidad de este. En la figura 158 se puede examinar el perfil de producción para este pozo.

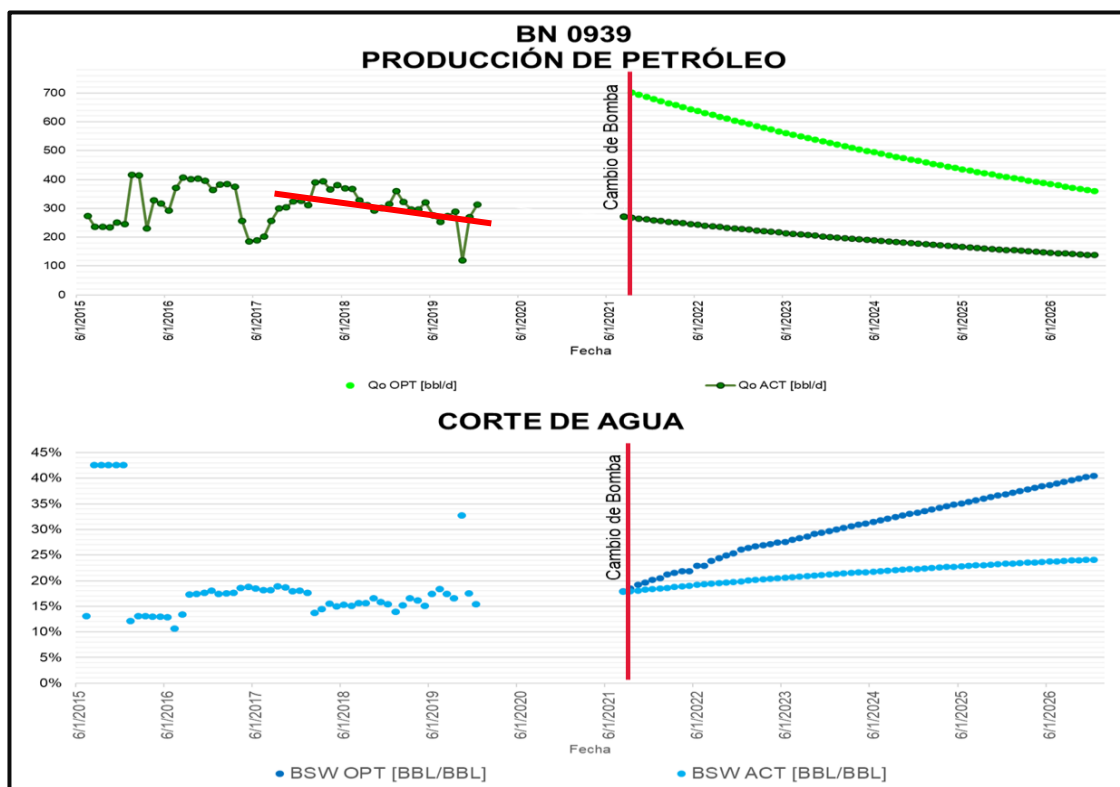


Figura 158. Perfil de producción de petróleo y corte agua para el pozo BN 0939

4.7. Pozos no aplicables para el estudio

Corresponde a una serie de pozos los cuales cumplen con los criterios de selección establecidos en el estudio, pero no fueron aplicados los cambios de método o de bombas debido a diversos factores, son resumidos en la tabla 27.

Tabla 27. Pozos no aplicables al cambio de método

No	POZO	CATEGORÍA	ZONA	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL
1	BN 0719	2	B2	BOMBEO MECANICO
2	BN 0823	2	FASE 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
3	BN 0834	2	B2	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
4	BN 0892	2	NE	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
5	BN 0924	2	FASE 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE
6	BN 0933	2	FASE 1	BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE

A continuación, se desarrollan los detalles por los que estos pozos no aplican para el cambio de método:

4.7.1. BN 0719

Este pozo se encuentra ubicado en la Zona del piloto B, tiene un potencial asociado de 598 BPPD y su levantamiento artificial actual es Bombeo Mecánico, el cual produce una tasa de crudo de 194 BPPD. Este pozo no fue considerado ya que el mismo ya cuenta con un programa de optimización a un Cambio de Método de Levantamiento por una sustitución a una BES.

4.7.2. BN 0823

Se encuentra ubicado en la expansión del piloto de la Zona I, tiene un potencial asociado de 1350 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible FC1600, la cual produce una tasa de crudo de 1021 BPPD con 459 etapas. Se decidió mantener la operación de este pozo a las condiciones actuales debido a que produce una alta tasa de petróleo. Por otra parte, el corte de agua ha venido en aumento en los últimos años por lo que puede afectar la productividad del pozo si se somete a una bomba de mayor tamaño.

4.7.3. BN 0834

Este pozo se localiza en la zona del Piloto B, tiene un potencial asociado de 420 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 501 BPPD con 225 etapas. Al realizar la simulación del cambio de bomba, el pozo responde a un óptimo desempeño con la bomba actual.

4.7.4. BN 0892

El pozo se ubica en la zona de inyección del noreste, tiene un potencial asociado de 156 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 400 BPPD con 177 etapas. Al igual que el pozo anterior, al llevar a cabo la simulación del cambio de bomba a una de mayor tamaño, el pozo no respondería adecuadamente pudiendo traer problemas operacionales, por ello se recomienda mantener el sistema actual.

4.7.5. BN 0924

Otro caso de buen desempeño con su sistema de levantamiento actual presenta el pozo BN 0924. Se encuentra ubicado en la zona de inyección del noreste y tiene un potencial asociado

de 355 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 299 BPPD con 248 etapas.

4.7.6. BN 0933

Por último, este pozo se encuentra ubicado en la expansión de la Fase I, tiene un potencial asociado de 390 BPPD y su levantamiento artificial actual es una Bomba Electro Sumergible tipo A, la cual produce una tasa de crudo de 437 BPPD con 260 etapas, con lo cual presenta un buen desempeño y no representa la necesidad de optimizarlo por el momento.

4.8. Análisis Económico

El análisis económico se realizó considerando a cada pozo individualmente, tomando en cuenta los dieciocho pozos analizados anteriormente, realizando la base de costos para el pago de los cambios de sistemas de levantamiento o de las bombas con base a su producción incremental. A continuación, se muestran los resultados para el pozo BN 0127 el cual es mostrado en la tabla 28, la cual desarrolla las diversas permutaciones consideradas en la Fase X de la metodología planteada.

Tabla 28. Modelo Económico BN 0127

			VPN	VPI	VC	IRD
			\$MM	\$MM	\$	-
			FIJOS=CAPEX=393K\$ - OIL PRICE = 40\$			
OPEX	\$	10	3.27	0.39	3.16	9.43
	\$	15	2.27	0.39	2.16	6.86
	\$	20	1.27	0.39	1.16	4.28
			FIJOS= OPEX=15\$ - OIL PRICE =40\$			
CAPEX	\$MM	0.250	2.39	0.25	2.32	10.69
	\$MM	0.393	2.27	0.39	2.16	6.86
	\$MM	0.500	2.19	0.49	2.04	5.43
			FIJOS= OPEX= 15\$ - CAPEX= 393K\$			
PRECIO DEL BARRIL DE PETROLEO	\$	25	0.18	0.39	0.06	1.45
	\$	40	2.27	0.39	2.16	6.86
	\$	50	3.67	0.39	3.56	10.46

De este modo, el mejor escenario a considerar para el cambio de sistema de levantamiento a este grupo de pozos, es en el cual el CAPEX es de 393.000 dólares, con un OPEX de 15 \$/bbl y un precio del barril de petróleo en 50\$. En resumen, por cada dólar invertido se esperarían recuperar 3.56\$, por lo que, desde esta perspectiva, el cambio resulta atractivo. El

escenario no aplicable o pesimista ocurriría en el caso de que el precio del valor del barril de petróleo caiga a unos 25\$ manteniendo el OPEX y el CAPEX señalado antes.

En este orden de ideas, para el estudio se han considerado tres escenarios principales, basados en las siguientes características: aplicable (escenario atractivo), intermediamente aplicable (escenario intermedio) y no aplicable (escenario pesimista).

4.8.1. Escenario económico aplicable

El escenario aplicable consideró todos los pozos a los cuales les pertenecen las siguientes variables: CAPEX de 393.000\$, un OPEX de 15\$/bbl y el costo de barril de petróleo en el mercado de 50\$. De esta manera se presentan los resultados de los parámetros económicos aplicados a cada pozo en un resumen en la tabla 29.

Tabla 29. Escenario económico aplicable

POZO	VPN [MM\$]	VPI [MM\$]	VC [\$]	IRD
BN 0127	3.67	0.39	3.56	10.46
BN 0172	7.25	0.39	7.13	19.68
BN 0243	5.63	0.39	5.51	15.50
BN 0291	2.03	0.39	1.91	6.23
BN 0521	5.79	0.39	5.67	15.79
BN 0589	13.47	0.39	13.35	35.42
BN 0604	2.80	0.39	2.69	8.22
BN 0605	5.90	0.39	5.78	16.08
BN 0632	3.48	0.39	3.37	9.90
BN 0643	3.16	0.39	3.04	9.07
BN 0651	4.16	0.39	4.04	11.62
BN 0690	2.82	0.39	2.71	8.27
BN 0767	3.62	0.39	3.50	10.25
BN 0771	6.53	0.39	6.41	17.69
BN 0891	14.79	0.39	14.67	39.11
BN 0930	6.76	0.39	6.64	18.26
BN 0937	6.05	0.39	5.94	16.60
BN 0939	9.56	0.39	9.44	25.42

En síntesis, se tiene el siguiente resultado a dicha tabla:

- El valor presente neto (VPN) es mayor a cero, lo que indica la rentabilidad del proyecto en este escenario.

- El valor presente de la inversión es 0.39 en todos los pozos, ya que se basa en el CAPEX de 393.000 \$, siendo este una constante de costo en el escenario estudiado.
- El valor de creación (VC) es mayor a la base limite planteada por la corporación (1,3) para la aplicabilidad del proyecto. En todos los casos se obtendrá ganancia por cada dólar invertido.
- Finalmente, el índice de rentabilidad descontado es mayor a uno en todos los casos, el atractivo financiero del proyecto aumenta con un IRD más alto a la unidad, por lo que los cambios planteados son muy rentables.

Mediante el análisis económico de cada uno de los cambios propuestos para los pozos se señala que es posible llevarlos a cabo, debido a que la amortización de la inversión viene dada a lo largo de cinco o seis años (dependiendo de la fecha del cambio propuesta para cada pozo) y garantiza una producción futura aceptable que mantendría la rentabilidad de los pozos en el tiempo en estudio.

4.8.2. Escenario económico intermedio

El escenario intermedio consideró todos los resultados obtenidos para los pozos a los cuales les pertenecen las siguientes variables: CAPEX de 393.000\$, un OPEX de 15\$/bbl y el costo de barril de petróleo en el mercado de 40\$. Así pues, se presentan los resultados de los parámetros económicos aplicados a cada pozo en un resumen en la tabla 30.

Tabla 30. Escenario económico intermedio

POZO	VPN [MM\$]	VPI [MM\$]	VC [\$]	IRD
BN 0127	2.27	0.39	2.16	6.86
BN 0172	4.60	0.39	4.48	12.85
BN 0243	3.54	0.39	3.43	10.13
BN 0291	1.21	0.39	1.09	4.10
BN 0521	3.65	0.39	3.53	10.32
BN 0589	8.64	0.39	8.52	23.08
BN 0604	1.71	0.39	1.59	5.40
BN 0605	3.72	0.39	3.60	10.51
BN 0632	2.15	0.39	2.03	6.49
BN 0643	1.94	0.39	1.82	5.95
BN 0651	2.59	0.39	2.47	7.61
BN 0690	1.72	0.39	1.60	5.43
BN 0767	2.24	0.39	2.12	6.72
BN 0771	4.13	0.39	4.01	11.55
BN 0891	9.50	0.39	9.38	25.48

BN 0930	4.28	0.39	4.16	11.93
BN 0937	3.82	0.39	3.71	10.85
BN 0939	6.10	0.39	5.98	16.58

En resumen, los resultados obtenidos para las variables consideradas en este escenario resultan igualmente atractivas y demuestran rentabilidad para el cambio de método o de bomba (según corresponda) para cada pozo. Sin embargo, el pozo BN 0291 está por debajo del límite considerado de valor de creación, por lo que en este caso en particular se hace necesario tomar en cuenta los demás parámetros económicos como guía para mantener este pozo en la sustitución de su sistema de levantamiento artificial. Al igual que en el escenario anterior, el valor presente de la inversión es 0.39 en todos los pozos, ya que el CAPEX mantiene su valor de 393.000 \$, siendo constante de costo en el escenario planteado.

4.8.3. Escenario económico no aplicable

El escenario menos optimista consideró todos los resultados obtenidos para los pozos a los cuales les pertenecen las siguientes variables: CAPEX de 393.000\$, un OPEX de 15\$/bbl y el costo de barril de petróleo en el mercado de 25\$. De este modo, se muestran los resultados de los parámetros económicos estudiados a cada pozo en una síntesis en la tabla 31.

Tabla 31. Escenario económico no aplicable

POZO	VPN [MM\$]	VPI [MM\$]	VC [\$]	IRD
BN 0127	0.18	0.39	0.06	1.45
BN 0172	0.62	0.39	0.51	2.60
BN 0243	0.42	0.39	0.30	2.08
BN 0291	-0.03	0.39	-0.15	0.92
BN 0521	0.44	0.39	0.32	2.12
BN 0589	1.40	0.39	1.28	4.57
BN 0604	0.07	0.39	-0.05	1.17
BN 0605	0.45	0.39	0.33	2.15
BN 0632	0.15	0.39	0.03	1.38
BN 0643	0.11	0.39	-0.01	1.28
BN 0651	0.23	0.39	0.12	1.60
BN 0690	0.07	0.39	-0.05	1.18
BN 0767	0.17	0.39	0.05	1.42
BN 0771	0.53	0.39	0.41	2.35
BN 0891	1.56	0.39	1.45	5.03
BN 0930	0.56	0.39	0.44	2.43
BN 0937	0.47	0.39	0.36	2.22
BN 0939	0.91	0.39	0.79	3.32

Para este caso en particular, solo los pozos BN 0589 y BN 0891 representan una oportunidad de optimización desde el punto de vista económico, esto dado a que los demás pozos muestran valores por debajo del límite rentable para cada uno de los parámetros aplicados en el análisis de rentabilidad o economía. Así se tiene que en los 16 pozos restantes el valor presente neto está por debajo de cero, lo que se considera teóricamente a aquella inversión que generará pérdidas. El valor de creación de igual modo no representa recuperación de capital por dólar que se invierte. Por tanto, si este escenario llegase a generarse, no resulta atractivo ni rentable para llevar a cabo el cambio de método y/o de bombas.

4.9. Incremental de Producción por pozo

Cotejando la producción actual, la producción prevista con la optimización y la producción proyectada al límite contractual en 2026, se tiene la siguiente comparativa para todos los pozos que resultaron aplicables operacional y económicamente.

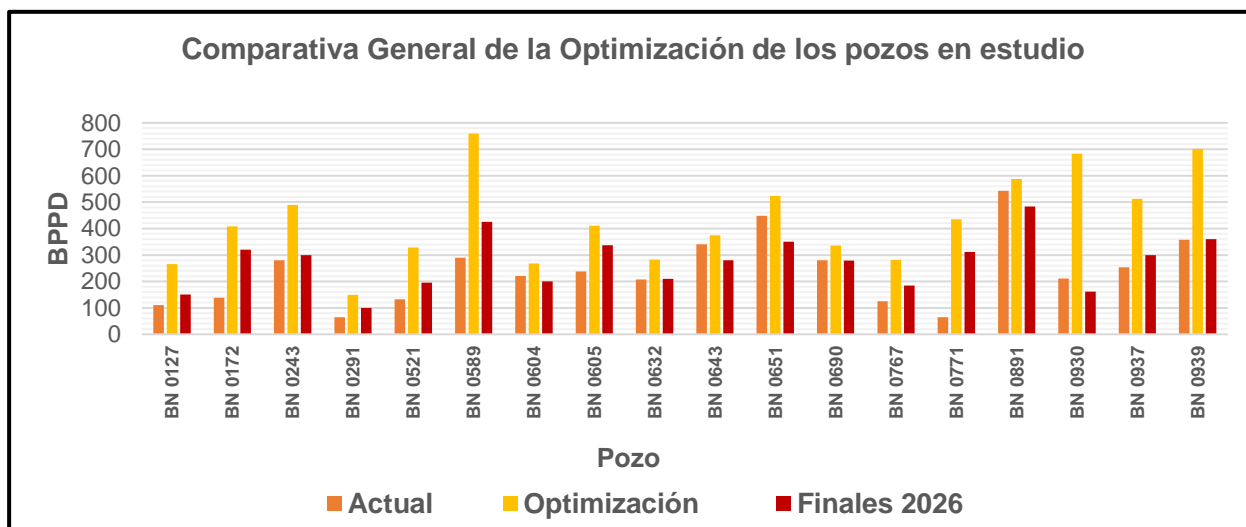


Figura 159. Producción acumulada por pozos

De acuerdo con la figura 159 y la discusión por pozo realizada en páginas anteriores, los 18 pozos considerados representan oportunidad de aplicación del cambio de método o bomba, según sea el caso, sin embargo, los pozos más atractivos a realizar el cambio resultan el BN 0589, BN 0930, BN 0937, BN 0939, esto desde el punto de vista de mayor productividad. Por otra parte, al límite contractual, a excepción del BN 0643, BN 0651, BN 0891 y BN 0930, los pozos producen una tasa mayor o igual, lo que implica la recuperación de un mayor volumen de reservas de petróleo dentro del límite contractual y con un considerable margen económico

favorable. En el caso de los cuatro pozos mencionados anteriormente, conviene monitorear el cambio del sistema o de la bomba en el tiempo una vez realizado, lo que permita manejar la operación por encima de la estimación de producción proyectada al final del límite contractual.

4.10. Incremental de producción consolidado

A partir de los resultados generados mediante el plan de optimización de los pozos con respuesta positiva de presión a los pilotos de inyección de agua, se tiene que la producción incremental para la totalidad de los cambios viene dada alrededor de 3492 BPPD al finalizar todos estos, representado en el punto uno (1) de la figura 160 del consolidado de producción del estudio, lo que significa un incremento del 81% con respecto a la tasa actual esperada, señalada en el punto tres (3) con 4305 BPPD.. Estos resultados consideran que la inyección asociada se comportará constante en el futuro, para de esta manera garantizar que la acción de la presión por el avance del agua de inyección otorgará la misma energía al yacimiento. En la misma figura, se muestra el comportamiento el aumento de la producción después de haberse llevado todos los cambios y luego su respectiva declinación en el tiempo.

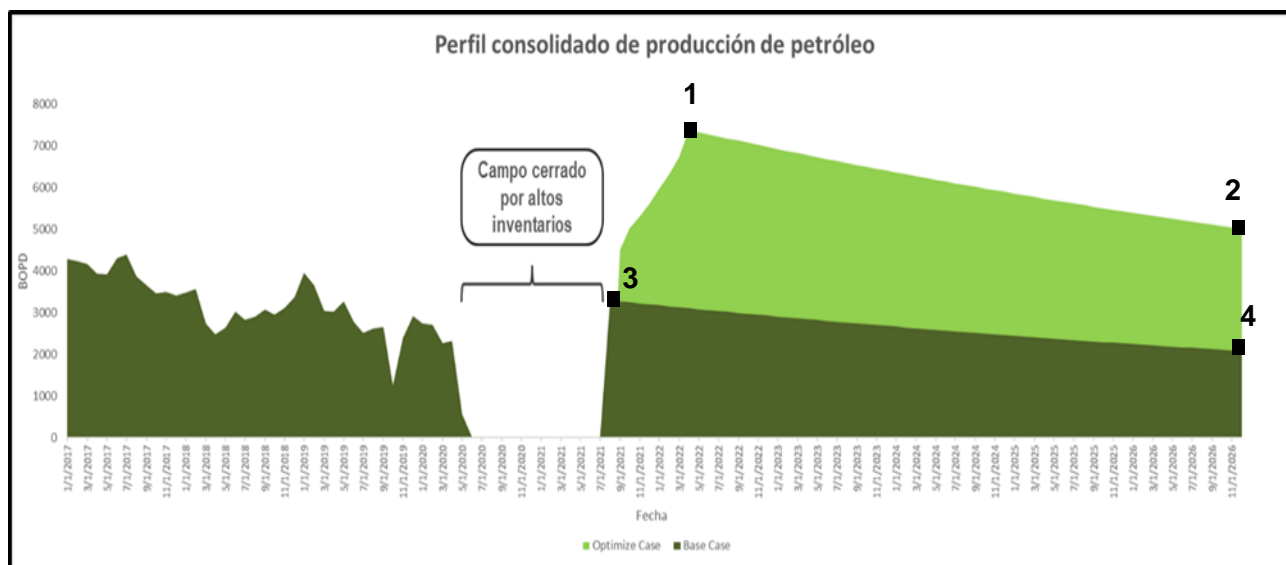


Figura 160. Perfil consolidado de producción de petróleo

De esta misma manera, se observa un incremental al límite contractual, donde en la proyección a este, señalada en el punto dos (2) es de 4946 BPPD mientras que, si se mantiene la condición actual para los pozos, la producción abarcaría solo 1957 BPPD en dicho límite, representando un diferencial de producción de 2989 BPPD.

No obstante, mediante el análisis de los perfiles de producción al finalizar los cambios de sistemas de levantamiento o de bombas en el punto uno (1) de la figura 160 y proyectados al 2026 en el punto dos (2) de la misma, la tasa mantiene una producción 641 BPPD mayor a la actual esperada en el punto (3) como se observa en la figura 161.

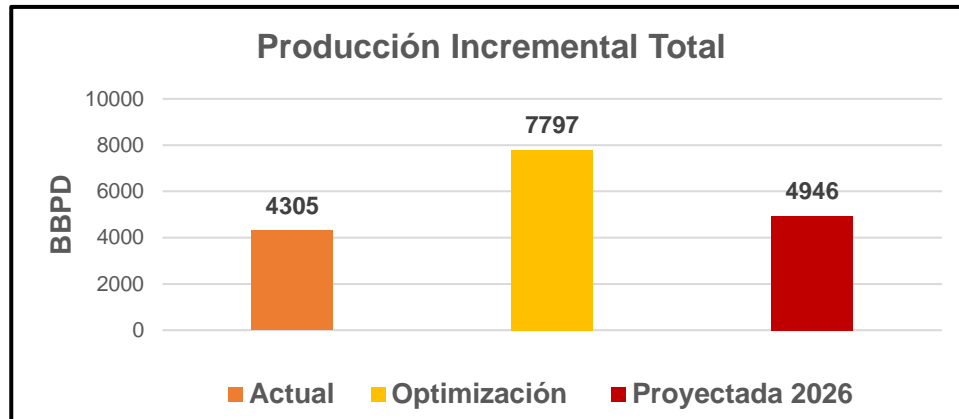


Figura 161. Producción Incremental Total

Asimismo, el perfil del comportamiento del corte de agua una vez realizados estos cambios se muestra en la figura 162, así el corte de agua presenta un incremento en (a) de 33% en comparación con la condición actual en (c) este parámetro sería del 20%. Al límite contractual el corte de agua aumenta si se lleva a cabo la optimización a 45% mostrado en (b) en comparación con la proyección de la condición actual señalada en (d) que sería de 30%. Es preciso recordar de que estos pozos deben mantenerse en constante supervisión para el control del este parámetro ya que son afectados continuamente por el agua de inyección.

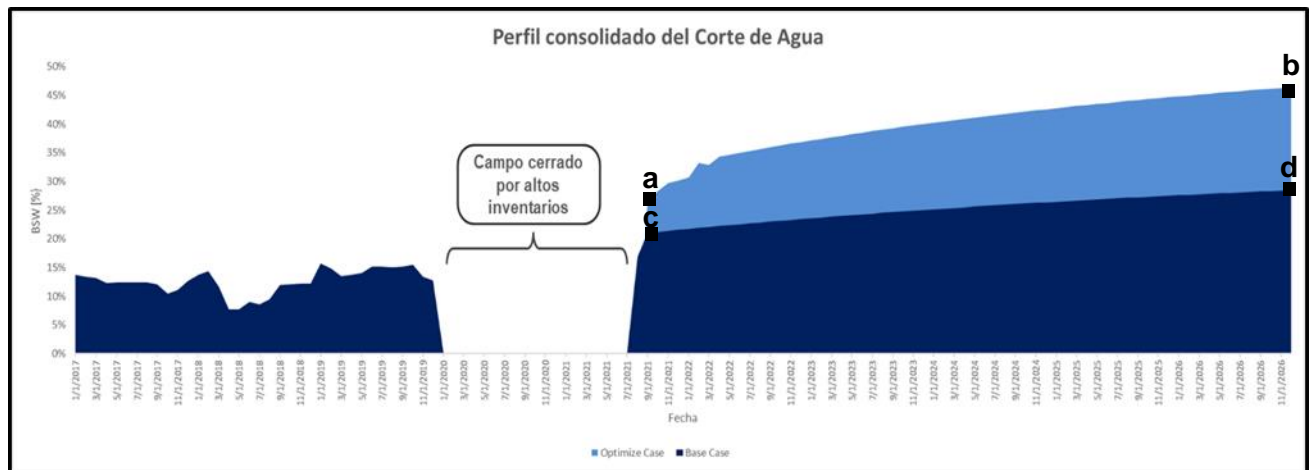


Figura 162. Comportamiento del corte de agua

4.11. Ruta propuesta para realizar los cambios

Con el fin de proponer la ruta a realizar en campo Boscán, de acuerdo con factores importantes como optimizar el recorrido de los taladros de servicio en campo atendiendo los pozos más cercanos y considerando la producción de cada pozo y su incremental de acuerdo con la simulación, se llevó a cabo un itinerario de trabajo al cual considerar para la aplicación del estudio.

De acuerdo con las experiencias previas en Campo Boscán, se realizan de cuatro a cinco cambios de método o de bomba por mes, pero con el propósito de considerar que las máquinas de servicio realizan operaciones en otros pozos, se estableció que el desarrollo de la propuesta abarcaría la optimización de dos pozos a trabajar por mes.

De esta manera, se tienen 9 conjuntos de pozos, que indican los agrupamientos de acuerdo con el mes que se propone para el cambio de método o bomba de cada pozo. En la tabla 32 se presentan las fechas tentativas.

POZO	MES	FECHA TENTATIVA
BN 0589	1	1-Aug-2021
BN 0643	1	15-Aug-2021
BN 0771	2	1-Sep-2021
BN 0939	2	15-Sep-2021
BN 0521	3	1-Oct-2021
BN 0930	3	15-Oct-2021
BN 0651	4	1-Nov-2021
BN 0767	4	15-Nov-2021
BN 0605	5	1-Dec-2021
BN 0632	5	15-Dec-2021
BN 0243	6	1-Jan-2022
BN 0604	6	15-Jan-2022
BN 0690	7	1-Feb-2022
BN 0937	7	15-Feb-2022
BN 0127	8	1-Mar-2022
BN 0172	8	15-Mar-2022
BN 0291	9	1-Apr-2022
BN 0891	9	15-Apr-2022

Tabla 32. Propuesta de meses para los cambios de acuerdo con la optimización del recorrido de los taladros

Las fechas mostradas en la tabla anterior, fueron utilizadas para llevar a cabo los perfiles de producción de cada pozo desarrollados en páginas anteriores. El itinerario de trabajo se resume en el mapa de vías de Campo Boscán mostrado en la figura 163 abarcando los dieciocho pozos de la propuesta, los números indican el mes asignado para cada pozo, de acuerdo con la tabla 32.

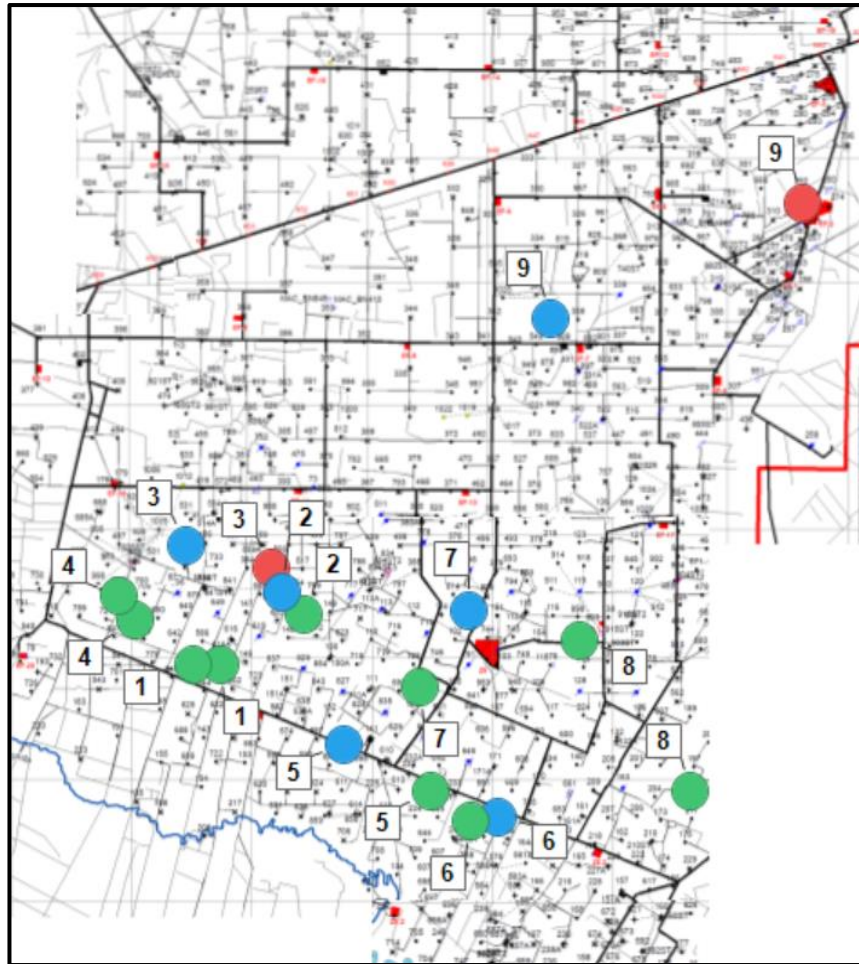


Figura 163. Mapa de rutas para la aplicación del estudio

Sin embargo, considerando el análisis económico realizado en la sección 4.8, se puede tomar en cuenta la relación directa y positiva de ingreso que es directamente proporcional al caudal acumulado, de acuerdo con esta relación se establece una prioridad económica que plantea otro programa de trabajo que iniciaría en el pozo BN 0891 y culminaría en el pozo BN 0690 como se muestra en la tabla 33 y se corresponde en la figura 164.

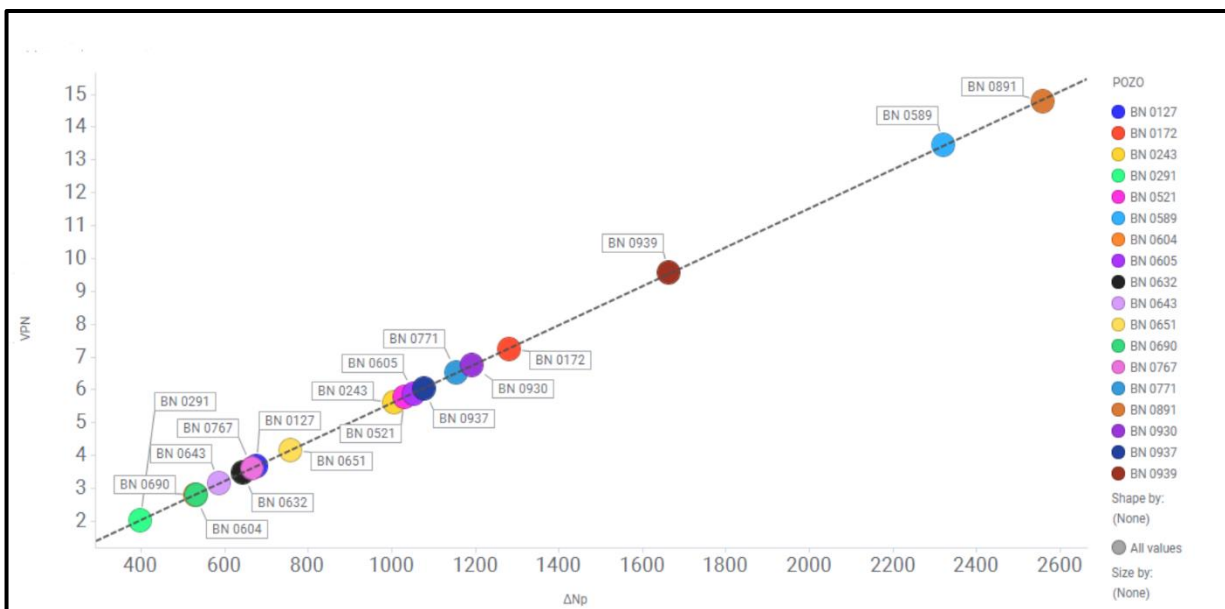


Figura 164. Relación VPN (MM\$) vs ΔNp

Tabla 33. Propuesta de meses para los cambios de acuerdo con la relación VPN vs ΔNp

POZO	MES
BN 0891	1
BN 0589	1
BN 0939	2
BN 0172	2
BN 0930	3
BN 0771	3
BN 0937	4
BN 0605	4
BN 0521	5
BN 0243	5
BN 0651	6
BN 0127	6
BN 0767	7
BN 0632	7
BN 0643	8
BN 0690	8
BN 0604	9
BN 0291	9

La ruta seleccionada en el futuro, cuando las condiciones estén dadas para la optimización de los pozos, deberá ser elegida de acuerdo con la situación que a la empresa le resulte más atractiva desde el punto de vista económico y aplicable.

CONCLUSIONES

Mediante el análisis de los pozos con respuesta positiva al piloto de inyección de agua se logró llegar a las siguientes conclusiones:

1. Los proyectos de inyección de agua existentes en Campo Boscán han manifestado tener un efecto positivo en la restauración de la presión y en la productividad de pozos primera y segunda fila de los arreglos de inyección, incrementando el factor de recobro. Por este motivo, en las condiciones actuales, la inyección de agua es una estrategia alterna de explotación del yacimiento para maximizar el recobro de las reservas recuperables.
2. Para optimizar los pozos productores que han tenido una respuesta positiva en los proyectos de inyección existentes en Campo Boscán, se pueden realizar cambios de los sistemas de levantamiento artificial o el cambio de las bombas actuales por bombas de mayor tamaño como se demostró mediante el análisis de la operación de los 18 pozos del presente estudio.
3. Se realizó la optimización para 18 pozos de los 400 pozos activos para febrero 2020, de los cuales dos pozos producían con bombas de cavidades progresivas, 10 con bombeo mecánico y 6 con bombeo electro sumergible, generándose un incremental de producción de 3492 BPPD, lo que corresponde a un aumento del 80% con respecto a la producción actual.
4. De acuerdo con las declinaciones de producción estimadas en cada pozo y su proyección para el año 2026, se alcanzó una producción total para estos pozos de aproximadamente 4946 BPPPD, lo que sigue representando una oportunidad atractiva y económicamente rentable de acuerdo con las estimaciones realizadas.
5. Se pueden mejorar los sistemas de levantamiento de los pozos productores para aumentar el recobro en las zonas agotadas del yacimiento a bombas electro sumergibles dado el buen desempeño que este método ha dado en la productividad del campo, siempre que la presión de fondo fluyente sea mayor a los 1500 lpc, criterio de aplicación del estudio de acuerdo con la experiencia conseguida en el campo, manteniendo la inyección de agua como soporte de manera de garantizarla.
6. El mejor escenario económico para la ejecución del proyecto viene representado por un CAPEX de 393.000\$, OPEX de 15\$/bbl y precio del barril de petróleo en el mercado de 50\$ denominado escenario aplicable. Otro escenario que considerar es aquel en el que el precio del barril de petróleo se encuentra en 40\$, debido a que le ganancial es visto

directamente como VPN. De esta manera se puede señalar que la variable determinante en el modelado del análisis económico para la implementación de cada uno de los cambios es el precio del barril de petróleo. En menor grado, intervienen el OPEX y el CAPEX.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar la presente propuesta en el momento en el que las condiciones operacionales estén dadas con la idea de mantener y/o aumentar la capacidad de producción de Campo Boscán.
2. Verificar periódicamente el incremento del corte de agua de los pozos optimizados para disminuir los riesgos de incrementos súbitos de agua.
3. Realizar el estudio de otros pozos segunda fila de las áreas de inyección de los cuales no se obtuvieron datos en el periodo de tiempo considerado en el presente estudio, que tengan respuesta positiva a la inyección de agua con el fin de mejorar su sistema de levantamiento artificial actual.
4. Establecer campañas anuales para la toma de parámetros de presión y producción para cada uno de los pozos, con el fin de proponer anualmente la optimización de nuevos pozos que permitan mantener e incrementar la capacidad de producción de Campo Boscán.
5. Estudiar los futuros perfiles de producción y tasas óptimas de inyección de los proyectos de inyección con el objetivo de evaluar la continuidad del proyecto inyección de agua. Si se consideran las zonas que no han sido afectadas por el frente de agua, se puede incrementar la producción del campo a mediano y largo plazo e incluso plantear la utilización de pozos existentes como nuevos inyectores dado los resultados que ha tenido la aplicación de la inyección de agua en Campo Boscán, esto de acuerdo con la rentabilidad y el potencial asociado.
6. Verificar que las estaciones de flujo asociadas a los pozos optimizados cuenten con la capacidad de suficiente para manejar los incrementos determinados.
7. Si bien el estudio se llevó a cabo en Campo Boscán, puede considerarse su aplicación en otros campos con condiciones y características similares, donde se realicen estrategias de recuperación secundaria para la re-presurización del yacimiento.
8. Llevar a cabo el modelado de simulación de yacimientos para verificar el movimiento y avance del agua y predecir con mayor precisión el comportamiento futuro de los pozos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Organización de Países Exportadores de Petróleo. (2019). *World Oil Outlook 2040*. <https://www.opec.org>.
- [2] Saavedra, N., Jiménez, F. (2014) *Necesidades de innovación y tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia*. Revista de Ingeniería. Universidad de Los Andes. Bogotá, Colombia., p.50-56.
- [3] Deffeyes, K. S. (2008). *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage - New Edition* (Revised ed.). Princeton University Press.
- [4] PDVSA Petroboscán (2019). *Informe de Resultados 2018. Proyecto Inyección de Agua*. Campo Boscán.
- [5] Kumar, R., Socorro, D., Pernaletе, M., Gonzalez, K., Atalay, N., Nava, R., Arbelaez, A. (2018). *Unique Infill Configuration to Unlock Additional Barrels in the Boscan Heavy Oil Water Injection Project*. Society of Petroleum Engineers. Doi: 10.2118/189758-MS
- [6] Craig Jr., F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Vol. 3. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
- [7] Takacs, G. (2009). *Electrical submersible pump manual: design, operations, and maintenance* (1st ed.). Oxford, UK: Gulf Professional Publishing.
- [8] Ramírez, M. (2004). *Bombeo Electrosumergible: Análisis, diseño, optimización y Trouble Shooting*. ESP Oil International Training Group. Maturín: Venezuela.
- [9] Hirschfelt, M. (2008). *Conceptos de well performance*. Disponible en: http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf
- [10] Guo, B., Lyons, W., Ghalambor, A. (2007) *Petroleum production engineering: a computer – assisted approach*. Houston, TX: Gulf Publishing Company,
- [11] Miranda, L. (2019). *Ingeniería de Producción I. Tema III. Flujo Natural. Analisis Nodal*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- [12] Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la producción mediante análisis nodal*. ESP Oil International Training Group. Instalaciones del Hotel El Condado, Lima: Perú.
- [13] Chacín, N. (2013). *Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting*. ESP Oil International Training Group. El Tigre: Venezuela.
- [14] Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- [15] Cobb, W., Smith, T. (1997). *Waterflooding*. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council. Texas: USA

- [16] Moreno, A. (2019). *Análisis Moderno de la Declinación de la Producción de Hidrocarburos*. Tesis de Grado: Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México: México.
- [17] Arps, J.J. (1956). *Estimation of Primary Oil Reserves*. AIME Transactions.
- [18] Blank, L., & Tarquin, A. (2006). *Ingeniería Económica* (6.a ed.). McGraw-Hill/Interamericana Editores S.A. México.
- [19] Balestrini, D. (2006). *Como se elabora el proyecto de investigación*. (6.a.ed.). BL Consultores Asociados. Caracas: Venezuela.
- [20] Hurtado de B, J. (2015). *Metodología de la investigación Holística*. (8.a.ed.). Caracas: Venezuela.
- [21] Sampieri, R., Fernández, C., Baptista, P. (2014). *Metodología de la investigación*. (6.a.ed.). McGraw-Hill/Interamericana Editores S.A. México.
- [22] TIBCO Spotfire®. (2020). *TIBCO Software Inc. Versión 10.3.1*. <https://www.tibco.com/products/tibco-spotfire>
- [23] Petroleum Experts® (2020). *Integrated Production Modelling Software for Oil and Gas Fields*. Versión 11.0. (petex.com)
- [24] Duran, D. (2020). *Modelo Integral de producción para la predicción de tasas de flujo en pozos de petróleo del Campo Boscán*. Tesis de grado. Universidad del Zulia. Maracaibo: Venezuela.
- [25] Chevron (2020). *Dynamic Modeling and History Match of Boscán Field, Venezuela*. Final Report. Houston: USA.