

CAMPO BONANZA – UNA NUEVA VISIÓN DE DESARROLLO INTEGRAL

RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2018

CAMPO BONANZA – UNA NUEVA VISIÓN DE DESARROLLO INTEGRAL

RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS

DIRECTOR  
NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO  
MAGISTER EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2018

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Director Ingeniero Nelson Enrique Quintero, por su colaboración y respaldo en el desarrollo de éste trabajo

A los Ingenieros Karen Julieth Carrascal y Andrés Fabián Amaya, por su apoyo y valiosos aportes durante la consolidación del presente trabajo

A los Ingenieros Aristóbulo Bejarano y Néstor Fernando Saavedra, por su ayuda e invaluable direccionamiento

A mis compañeros de la Vicepresidencias Técnica y Regional Central por su apoyo y permanente compromiso

A todo el personal técnico y operativo del Campo Bonanza

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	16
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	17
2. MARCO DE REFERENCIA.....	18
3. GENERALIDADES CAMPO BONANZA .....	23
3.1 ANTECEDENTES.....	23
3.2 LOCALIZACIÓN.....	25
3.3 SÍSMICA .....	26
3.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO .....	27
3.4.1 ESTRATIGRAFÍA .....	29
3.4.2 MODELO ESTRUCTURAL.....	35
4. INICIATIVAS PLANTEADAS PARA SOLUCIONAR PROBLEMÁTICA DEL CAMPO Y ESTRATEGIA PARA OBTENCIÓN DE REGALÍAS VARIABLES .....	39
4.1 IMPLEMENTAR RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA .....	43
4.2 IMPLEMENTAR INICIATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS DE FORMACIÓN PRODUCIDO .....	44
4.3 RECONSTRUIR LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS .....	47

5. PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO .....	55
5.1 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.....	58
5.1.1 FACTIBILIDAD TEÓRICA.....	59
5.1.2 FACTIBILIDAD TÉCNICA.....	63
5.1.3 ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO.....	78
5.1.4 FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL.....	79
5.2 PERFORACIÓN 7 POZOS PRODUCTORES Y 1 POZO INYECTOR DE AGUA .....	81
5.3 PERFORACIÓN 2 POZOS ABASTECEDORES DE AGUA .....	85
5.4 CONVERSIÓN 7 POZOS PRODUCTORES A INYECTORES DE AGUA.....	87
5.5 MONTAJE DE RED DE INYECCIÓN DE AGUA .....	92
5.6 CAMBIO DE 8 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT A PCP .....	98
6. IMPLEMENTACIÓN DE INICIATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS DE FORMACIÓN PRODUCIDO .....	101
6.1 RED DE ANULARES .....	103
6.2 AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS.....	111
7. RECONSTRUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS.....	118
8. METODOLOGÍA PARA REDUCCIÓN DE INTERVENCIÓNES A POZOS EN BOMBEO PCP.....	135
9. HERRAMIENTA DE TOMA DE DECISIONES PARA APLICAR EN CAMPOS MARGINALES CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES AL CAMPO BONANZA	153

10. CONCLUSIONES .....158

11. RECOMENDACIONES .....161

BIBLIOGRAFÍA .....162

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos actividades Proyecto Bonanza .....	52
Tabla 2. Proyección % recobro estimado por fecha y región.....	56
Tabla 3. Ficha técnica Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama Campo Bonanza.....	62
Tabla 4. Resultados evaluación hidráulica red de inyección Campo Bonanza..	97
Tabla 5. Estimación teórica de caudales de gas a recuperar por pozo .....	105
Tabla 6. Variables consideradas cálculos teóricos .....	106
Tabla 7. Puntos críticos encontrados en Gasoducto Bonanza-Suerte.....	117
Tabla 8. Caracterización de parámetros pozos con PCP Campo Bonanza.....	143
Tabla 9. Factores de análisis multicriterio en campos seleccionados.....	155
Tabla 10. Ponderación variables consideradas (asignación peso en puntos) .	156
Tabla 11. Matriz de Decisión Multicriterio .....	157

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Curva de producción histórica de fluidos .....	25
Figura 2. Localización Campo Bonanza .....	26
Figura 3. Columna estratigráfica Regional VMM .....	28
Figura 4. Columna Estratigráfica y Registro Tipo .....	30
Figura 5. Ambientes de depositación Formaciones Mugrosa – Esmeraldas y Lisama .....	31
Figura 6. Configuración estructural Línea Sísmica 2164 .....	36
Figura 7. Mapa estructural al tope de la Discordancia del Mioceno.....	37
Figura 8. Actividades proyecto recobro por inyección de agua .....	44
Figura 9. Esquema de red de anulares Campo Bonanza .....	47
Figura 10. Plano Nueva Estación Bonanza .....	51
Figura 11. Reservas por actividad (perforación, workover, secundaria) .....	53
Figura 12. Campos en Colombia con inyección de agua implementada al año 2008.....	57
Figura 13. Ejemplo de río meandriforme .....	64
Figura 14. Mapa de atributos calculados para arenas M3: arena neta y espesor promedio.....	66
Figura 15. Mapa de Isopropiedades arenas E3: Saturaciones Sw, So, Sg .....	67
Figura 16. Áreas potenciales para E3 cruzando con información de producción (mapas de burbuja).....	68

Figura 17. Cross Section entre los pozos Bonanza 8, 18 y 11 observando la correlación y continuidad de las arenas presentes en las arenas E2. ....	69
Figura 18. Clasificación de pozos Campo Bonanza según producción acumulada .....	70
Figura 19. Cálculo petróleo in situ en las arenas de interés .....	73
Figura 20. Distribución de producción por unidades de flujo .....	74
Figura 21. Cálculo de $N_p$ y reservas de primaria por unidades de flujo.....	75
Figura 22. Pronóstico de inyección por pozo .....	76
Figura 23. Reservas a incorporar por recobro secundario.....	77
Figura 24. Corte hidrogeológico Campo Bonanza Formación Real.....	79
Figura 25. Curva de producción campaña de perforación 2011 .....	83
Figura 26. Estado mecánico pozo Bonanza 33 .....	84
Figura 27. Estado mecánico pozo abastecedor ABA 1 .....	86
Figura 28. Patrón de inyección pozo Bonanza 23 (inyector) .....	88
Figura 29. Estado mecánico pozo inyector Bonanza 1 .....	91
Figura 30. Esquema Captador - Inyector - Productor Campo Bonanza.....	92
Figura 31. Esquema red de inyección de agua Bonanza .....	93
Figura 32. Referencia geográfica red de inyección de agua Bonanza.....	94
Figura 33. Diagrama esquemático red de inyección de agua Bonanza .....	95
Figura 34. Estado mecánico pozo Bonanza 29 .....	100
Figura 35. Estrategia de manejo del gas de quema o venteo.....	104
Figura 36. Medición gas de quema o venteo .....	107

Figura 37. Red de anulares campaña perforación 2015.....	108
Figura 38. Interconexión red de gas de anulares Bonanza .....	109
Figura 39. Arreglo de cabeza de pozo red de anulares .....	110
Figura 40. Sistema de distribución de energía Campo Bonanza .....	113
Figura 41. Alistamiento herramienta ILI .....	115
Figura 42. Entrampe herramienta ILI .....	115
Figura 43. Recorrido herramienta ILI Gasoducto Bonanza-Suerte .....	116
Figura 44. Esquema existente Estación Bonanza 2009 .....	119
Figura 45. Vista real Estación Bonanza 2009.....	119
Figura 46. Plano Estación Bonanza 2009.....	120
Figura 47. Manifold de entrada de pozos Estación Bonanza 2009.....	121
Figura 48. Separadores de prueba y general Estación Bonanza 2009.....	121
Figura 49. Tanques de prueba A y B de 250 BPD Estación Bonanza 2009 ....	122
Figura 50. Tanques de recibo/despacho K01 y K02 de 1000 BPD Estación Bonanza 2009.....	122
Figura 51. Bombas de despacho B1 y B2 Estación Bonanza 2009.....	123
Figura 52. Plano Estación Bonanza reconstruida .....	127
Figura 53. Proceso constructivo Frente 1: Sistema contraincendio y Cuarto de control .....	132
Figura 54. Proceso constructivo Frente 2: Área de almacenamiento y despacho .....	133
Figura 55. Proceso constructivo Frente 3: Área de piscinas y CPI.....	133

Figura 56. Proceso constructivo Frente 4: Área de Tea .....	134
Figura 57. Número de pozos con PCP Campo Bonanza en el tiempo .....	136
Figura 58. Número de intervenciones a pozos con PCP Campo Bonanza.....	139
Figura 59. Número de intervenciones históricas por pozo PCP por campaña.	140
Figura 60. Distribución de eventos por pozo .....	141
Figura 61. Recomendaciones para pozos PCP con mayor índice de intervención .....	148
Figura 62. Índice de intervención por año pozos PCP Bonanza.....	149
Figura 63. Costo de levantamiento Campo Bonanza 2009 - 2018 (USD/BARRIL).....	152

## RESUMEN

**TITULO:** CAMPO BONANZA – UNA NUEVA VISIÓN DE DESARROLLO INTEGRAL<sup>1\*</sup>

**AUTOR:** RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** inyección de agua, red de anulares de gas, índice de falla, bombeo PCP, matriz multiatributos, campos marginales, campos maduros, Campo Bonanza

**DESCRIPCIÓN:** En el año 2009, la continuidad de la operación del Campo Bonanza estaba en riesgo por los altos costos de producción y el incumplimiento de normatividad legal, ambiental y de seguridad de procesos en algunas actividades. Con base en lo anterior, se estructuró un grupo multidisciplinario con el fin de definir la causalidad de la problemática e identificar alternativas de solución a la situación. De no materializarse las acciones descritas en el presente trabajo, era inminente la venta o cierre del Campo por razones asociadas a la inviabilidad económica.

La ejecución de las acciones definidas para intervenir el campo (consecución de regalías variables, implementación de recobro por inyección de agua, aprovechamiento del gas de formación producido – red de gas anulares, autogeneración eléctrica, venta de gas y productos blancos-, reconstrucción de la estación de recolección y tratamiento de fluidos, reducción de intervención a pozos en bombeo PCP), permitieron darle al Campo Bonanza una nueva visión productiva que contribuyó a incrementar considerablemente su producción de hidrocarburos, reducir costos de producción, cumplir normatividad ambiental, legal y de seguridad de procesos e incorporar reservas.

El presente trabajo consolida y documenta las lecciones aprendidas del caso de éxito del Campo Bonanza, presenta una metodología para reducir intervención a pozos en bombeo PCP y desarrolla una herramienta de toma de decisiones tipo matriz multiatributos para aplicar en campos marginales con características similares.

---

\* Monografía.

## ABSTRACT

**TITLE:** BONANZA FIELD – A NEW VISION OF INTEGRAL DEVELOPMENT<sup>2\*</sup>

**AUTHOR:** RAÚL FERNANDO AMAYA PÉREZ<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** waterflooding, annular gas network, failure index, PCP pumping, multi-attribute matrix, marginal fields, mature fields, Bonanza Field

**DESCRIPTION:** In 2009, the continuity of the operation of the Bonanza Field was at risk due to high production costs and non-compliance with legal, environmental and process safety regulations in some activities. Based on the above, a multidisciplinary group was structured in order to define the causality of the problem and identify alternative solutions to the situation. If the actions described in the present work did not materialize, the sale or closure of the Field was imminent for reasons associated with economic infeasibility.

The execution of the actions defined to intervene the field (attainment of variable royalties, implementation of waterflooding, use of the production gas produced - annular gas network, electric self-generation systems, sale of gas and derivative products-, reconstruction of the fluids collection and treatment station, reduction of intervention to pumping wells PCP), allowed to give Bonanza Field a new productive vision that contributed to increase its production of hydrocarbons considerably, reduce production costs, comply with environmental, legal and process safety regulations and incorporate reserves.

The present work consolidates and documents the lessons learned from the success case of the Bonanza Field, presents a methodology to reduce intervention to wells in pumping PCP and develops a multiattribute matrix decision making tool to apply in marginal fields with similar characteristics.

---

\* Degree Thesis.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años Ecopetrol S.A desarrolla iniciativas de incorporación de reservas a través de la implementación de proyectos de recobro así como también asegura las reservas existentes mediante la reducción de costos de operación en los campos optimizando gastos asociados. El Campo Bonanza es un caso de éxito de un activo cuya operación estaba en riesgo por los altos costos de producción y el incumplimiento de estándares y normatividad y que a partir de un trabajo riguroso de planificación, ejecución, seguimiento y control de actividades pudo superar dicha condición y contar hoy día con una nueva visión productiva.

Con base en lo anterior, se plantea elaborar una reconstrucción del caso de éxito del Campo Bonanza para identificar lecciones aprendidas en aspectos como recobro por inyección de agua, gestión de consecución de regalías variables, aprovechamiento de gas de anulares, mejoramiento de facilidades de tratamiento de fluidos, mejoramiento del índice de intervención a pozos en bombeo PCP y desarrollo de un nuevo yacimiento, con el fin de compartir dicha experiencia.

Con los resultados del trabajo y la divulgación de las lecciones aprendidas en el caso de éxito del Campo Bonanza, se espera su implementación en campos con problemáticas similares para resolver sus situaciones de marginalidad económica y riesgo de desincorporación de reservas.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

En el año 2009, la continuidad de la operación del Campo Bonanza estaba en riesgo por los altos costos de producción y el incumplimiento de normatividad legal, ambiental y de seguridad de procesos en algunas actividades. Con base en lo anterior, se estructuró un grupo multidisciplinario con el fin de definir la causalidad de la problemática e identificar alternativas de solución a la situación. De no materializarse las acciones descritas en el presente trabajo, era inminente la venta o cierre del Campo por razones asociadas a la inviabilidad económica.

La ejecución de las acciones definidas para intervenir el campo, permitieron darle a Bonanza una nueva visión productiva que contribuyó a incrementar considerablemente su producción de hidrocarburos, reducir costos de producción, cumplir normatividad ambiental, legal y de seguridad de procesos e incorporar reservas.

A la fecha, no se han consolidado y documentado las lecciones aprendidas del caso de éxito del Campo Bonanza. Por lo tanto, mediante una reconstrucción histórica se van a identificar y documentar para que puedan ser compartidas e implementadas en campos con problemáticas similares.

## 2. MARCO DE REFERENCIA

A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con la viabilidad de oportunidades en campos antiguos o maduros con problemas operativos.

Aguilar, M.Á.L. (2015) describe que existen varias maneras de definir los campos maduros. La más conocida y aceptada, define al campo maduro como aquel en el que ya se ha recuperado el 70% de su reserva 2P. La otra definición relaciona la madurez a la longevidad de los pozos y las instalaciones. También existe otra, en la que la madurez se le asigna a campos que han producido por muchos años de manera limitada por razones económicas, de productividad o de complejidad<sup>3</sup>.

Babadagli, T. (2005) define un campo maduro como aquel que alcanza el pico máximo de su producción, o que produce de manera decreciente, o que alcanza su límite económico después de implementar recobro primario y secundario, y recomienda para campos maduros mejores prácticas de desarrollo en ingeniería de pozo e ingeniería de yacimientos tales como recobro terciario, perforación de desarrollo, pozos horizontales y optimización de la inyección de agua<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Aguilar, M. Á. L. (2015) El futuro de los campos maduros en México: un reto y una oportunidad.

<sup>4</sup> Babadagli, T. (2005, June). Mature Field Development—A Review (SPE93884). In 67th EAGE Conference & Exhibition.

Gil, E. y Chamorro, A. (2009) definen un campo maduro como aquel que tiene más de 20 años de operación, declinación constante y recobro del orden del 30%. Plantea técnicas y alternativas para revitalizar la producción en campos maduros tales como perforación de desarrollo, implementación de proyectos de recobro secundario y terciario, optimizar producción de pozos existentes, optimizar levantamiento artificial, entre otros<sup>5</sup>.

Hirschfeldt, C. y otros (2017) plantea que se debería implementar un modelo operativo para administrar un campo maduro no solo en épocas de crisis sino que se recomienda como una buena práctica a incorporar durante toda la vida productiva del mismo<sup>6</sup>.

Ballinas, J. (2015) afirma que hay una tendencia en la industria petrolera nacional e internacional en implementar innovadoras estrategias tecnológicas para recuperar más reservas e incrementar la producción acumulada de hidrocarburos sin afectar costos operativos en campos maduros. Una evaluación integral del yacimiento disminuye la incertidumbre. La optimización en el rendimiento de cada pozo extiende la vida productiva del campo<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup> Gil, E., & Chamorro, A. (2009). Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. OilProduction.Net.

<sup>6</sup> Hirschfeldt, C. M., Bertomeu, F. D., & Lobato-Barradas, G. (2017, March). Practical Management in Mature Field Operations. In SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium. Society of Petroleum Engineers.

<sup>7</sup> Ballinas, J. J. (2015) Estrategias tecnológicas en actividades corriente arriba (upstream) como herramientas clave aplicadas en campos maduros.

En relación con la implementación de recobro por inyección de agua en Colombia, Maya, G. y otros (2010) describen que las tecnologías de recuperación de petróleo secundaria y terciaria no son una práctica común en Colombia. Solo hay 23 aplicaciones secundarias de recuperación de petróleo a nivel comercial, y los proyectos terciarios están limitados a los pilotos que por diferentes motivos no han sido llevados al siguiente nivel y a los proyectos de inyecciones de vapor (Huff & Puff) en algunos campos petrolíferos pesados. Sin embargo, el interés y el conocimiento colombiano sobre el tema es cada vez más alto y existen diferentes registros sobre un número importante de iniciativas a nivel de laboratorio que incluyen tareas de modelado para campos específicos<sup>8</sup>.

Amaya R. y otros (2010) describieron la revitalización de Casabe como campo maduro, que a pesar de su alta complejidad estructural fue objeto de implementación de nuevas técnicas en materia de análisis geológico, sartas selectivas de inyección de agua que mejoraron considerablemente las tasas por pozo inyector, mejores diseños de perforación, optimización de levantamiento artificial y maximización de producción. Con lo anterior se logró una importante incorporación de reservas, se realizaron programas eficientes de inyección de

---

<sup>8</sup> Maya, G. A., Mercado Sierra, D. P., Castro, R., Trujillo Portillo, M. L., Soto, C. P., & Pérez, H. (2010, January). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

agua, se logró definir con precisión la estructura del subsuelo usando técnicas de sísmica 3D de alta resolución, entre otros logros<sup>9</sup>.

Matos, J. (2009) asegura que en campos petroleros marginales, con la instalación de bombeo de cavidades progresivas se ha notado un incremento de la recuperación de reservas remanentes, una reducción de costos de energía, un mejor manejo práctico, sencillez en cuanto a su control operativo y buenos resultados en costos beneficios<sup>10</sup>.

Rangel, S. y otros (2016) describen la implementación de la técnica de Análisis Causa Raíz aplicada para reducir índice de fallas en bombeo PCP para pozos de un campo en la Faja del Orinoco en Venezuela. Identifica la probabilidad de ocurrencia de fallas en los componentes de la bomba: rotor y estator, los asocia a variables de producción planteando soluciones a cada uno de los casos: separadores de gas, reducción de tamaño de rotores, mejoras en selección de material de elastómeros y recomendaciones generales en parámetros de control<sup>11</sup>.

Baptista, L. y otros (2010) describen un caso de éxito de reducción de fallas en pozos en bombeo mecánico en pozos con presencia de arena, depósitos

---

<sup>9</sup> Amaya, R., Amaya, M., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., Elphick, J., ... & Marín, A. J. V. (2010). Casabe: Revitalización de un campo maduro. *Oilfield Review*. Primavera.

<sup>10</sup> Matos Gutiérrez, J. A. (2009). Optimización de la producción por sistema PCP en campo Pacaya

<sup>11</sup> Rangel, S. V., Delgado, A. S., Han, M. J., Gámez, I. B., Rosales, S. K., Morety, R. A., & Pereira, J. A. (2016, October). Successful Application of Root Cause Analysis on Progressive Cavity Pumps Failures in Orinoco Oil Belt. In *SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference*. Society of Petroleum Engineers.

orgánicos, con desgaste en varillas y válvulas de la bomba. Calcula la afectación en producción de dichos problemas, describe análisis detallado de casos y plantea soluciones que van desde la implementación de accesorios en fondo de pozo hasta la aplicación de tratamientos químicos para la mitigación de la depositación de parafina<sup>12</sup>.

En cuanto al tema del aprovechamiento del gas de formación presente en los anulares de los pozos, SÁCHICA, J. (2012) detalla que el hecho de no tener instalados sistemas de recolección del gas de anulares representa deterioro económico considerable debido a la reducción de eficiencia en los sistemas de levantamiento artificial, pérdidas de ingreso por su no aprovechamiento en venta del recurso o autogeneración y riesgo legal ambiental por incumplimiento de regulaciones estatales<sup>13</sup>.

Con base en las anteriores referencias, relacionadas con campos maduros, recobro por inyección de agua, implementación y optimización de bombeo PCP y aprovechamiento del gas de formación, se elabora una reconstrucción del caso de éxito del Campo Bonanza para identificar lecciones aprendidas que puedan ser aplicadas en campos con problemas de continuidad operativa por marginalidad técnica y económica.

---

<sup>12</sup> Baptista, L. A., Gomez, C. I., Balzan, N. E., Medina, E., & Bravo, B. (2010, January). Substantial Decrease in Subsurface Equipment Failures in a Mature Field in Western Venezuela. In Trinidad and Tobago Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.

<sup>13</sup> SÁCHICA, Jorge, E. E. E. Y. G., Bucaramanga, Estudio de prefactibilidad para la recolección de gas de anulares de los pozos de los activos Lisama, Provincia y Llanito de Ecopetrol S.A. (2012)

### **3. GENERALIDADES CAMPO BONANZA**

#### **3.1 ANTECEDENTES**

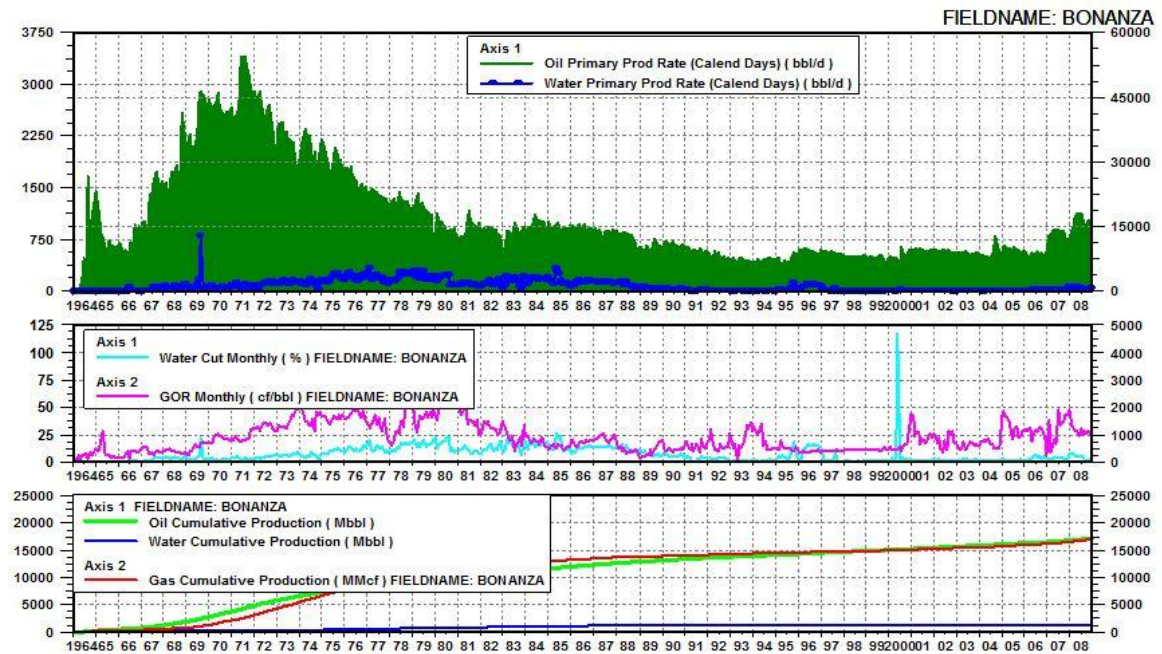
La explotación del Campo Bonanza se inició en 1955 cuando la compañía International Petroleum Ltda. (Intercol) firmó el contrato de Concesión 605, localizado dentro del anticlinal asimétrico de Bonanza. El 9 de septiembre de 1963, se perforó el pozo Bonanza 1 alcanzando una profundidad de 7550 pies MD en las areniscas basales del Eoceno. El pozo probó petróleo en las areniscas de la formación Mugrosa, aportando 550 BOPD de 22°API con una relación Gas-Aceite de 175 CF/BL. Posteriormente el pozo Bonanza 2 fue perforado hasta una profundidad de 9073 pies MD alcanzando el Cretáceo y pasando nuevamente a las formaciones Terciarias antes de su profundidad final en el flanco Sur-este de la estructura; encontrando areniscas de las formaciones Lisama y Esmeraldas en agua y resultando productor de la Formación Mugrosa.

El campo inició explotación comercial en enero de 1964. Posteriormente, Intercol compró la totalidad de las acciones a Sinclair Colombia Oil y a la British Petroleum Co. y se hizo cargo de la operación a partir del primero de enero de 1971, continuando con la explotación del campo, alcanzando una producción máxima de 3413 BOPD en Mayo de 1971. Finalmente, el área de Concesión 605 revirtió a la nación el 10 de noviembre de 1992, tomando la administración de los mismos la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy Ecopetrol S.A., con una producción de 560 BOPD y 300 KPCD.

A partir de la reversión, Ecopetrol S.A. adelantó campañas de reacondicionamiento de pozos que permitieron mantener la producción del campo en un promedio de 550 BOPD. Entre 2006 y 2007 se perforaron 8 pozos (Bonanza 24 al 31), que sumado a otros trabajos de reacondicionamiento permitieron incrementar la producción desde 472 BOPD y 603 KPCD hasta niveles de producción de 1040 BOPD y 820 KPCD.

En el año 2009, la producción promedio del campo era de 1040 BOPD, con 50 BWPD que corresponden a un corte de agua de 4.6%, y 820 KPCD de gas, para un GOR de 790 PCN/BN, con 21 pozos productores activos. El comportamiento histórico de la producción de fluidos hasta 2009 se presenta en la Figura 1. En dicha figura se identifican los desarrollos que ha tenido el campo a la fecha: un primer desarrollo realizado por Intercol desde el inicio de su explotación comercial en 1964, hasta 1971 y un segundo desarrollo del campo abordado por Ecopetrol entre 2006 y 2007 con la perforación de pozos adicionales en las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa.

Figura 1. Curva de producción histórica de fluidos



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A. Información OFM

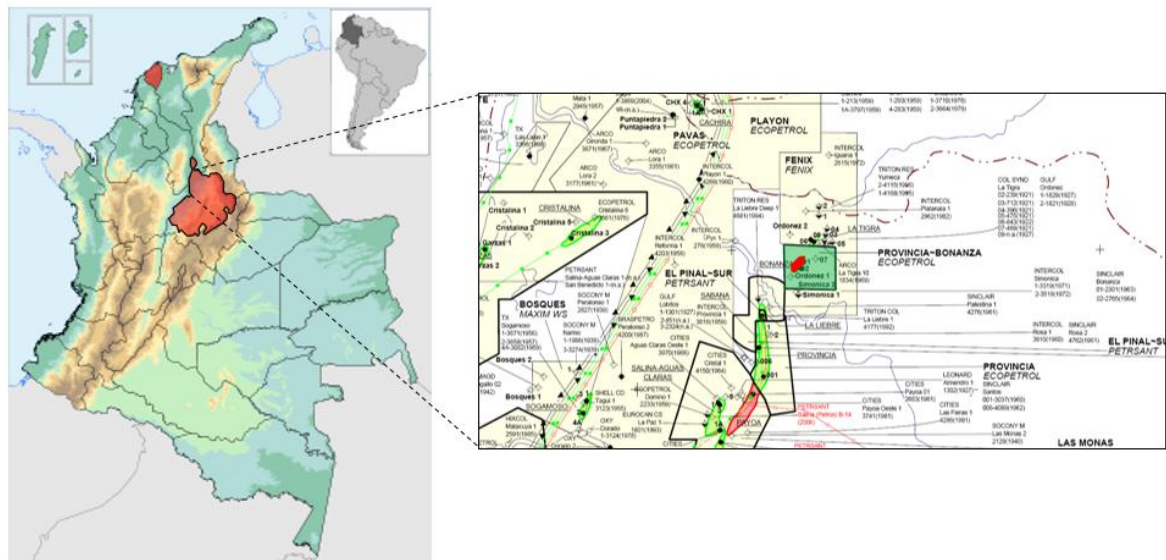
### 3.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Bonanza está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, municipio de Rionegro, aproximadamente 320 Km. al NW de Bogotá y 40 Km. al norte de Barrancabermeja (Figura 2).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena reviste de características geológicas que evidencian marcadas transiciones de depositación, de ambiente continental a marino durante el Mesozoico y de ambiente marino a continental en el Cenozoico. La mayor parte del volumen de hidrocarburos proviene de las areniscas de las formaciones del Terciario Inferior La Paz, Mugrosa y Colorado. Por su parte, el

aporte en campo bonanza se basa en las Formaciones Lisama, Esmeraldas y Mugrosa.

**Figura 2. Localización Campo Bonanza**



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Plan de desarrollo integrado Campo Bonanza

### 3.3 SÍSMICA

El modelo estructural actual del campo está basado en la interpretación de líneas sísmicas 2D pertenecientes a los programas Provincia-77, Playón Provincia-97 y La Tigra-80.

A finales del año 2008 y comienzos del año 2009 se contrató a la Compañía GEOFÍSICA LATINOAMERICANA S.A (CGL S.A.) para que realizara la adquisición del programa sísmico BONANZA 3D 2008 entre los meses de enero a mayo, que se localizó en jurisdicción del municipio de Rionegro, departamento de

Santander y el cual involucró seis veredas: Venecia, Maracaibo, Simonica, Caño Siete, Piletas y Llaneros.

El bloque Bonanza 3D inicialmente estaba ajustado a un área de 50 Km<sup>2</sup> el cual dentro del desarrollo de las actividades de topografía se disminuyó a 41,088 Km<sup>2</sup> para obtener 137,280 km de líneas receptoras y 191,855 km de líneas fuente, para un total de 329,135 km. Se perforaron y registraron 2184 puntos.

Este volumen sísmico fue procesado en el año 2009 e interpretado por el equipo de Yacimientos del campo. Toda la información nueva adquirida se ha utilizado en conjunto con los resultados del procesamiento de la sísmica 3D, para definir y calibrar el modelo estático<sup>14</sup>.

### **3.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO**

El Campo Bonanza está localizado en la margen oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y hace parte del tren de producción dirección SW-NE de la cuenca. Consiste de una estructura anticlinal, con orientación N-S, asociado a una falla de carácter inverso con vergencia al oeste. Las dimensiones de la estructura son: 5 Km de longitud y 3 Km de ancho aproximadamente.

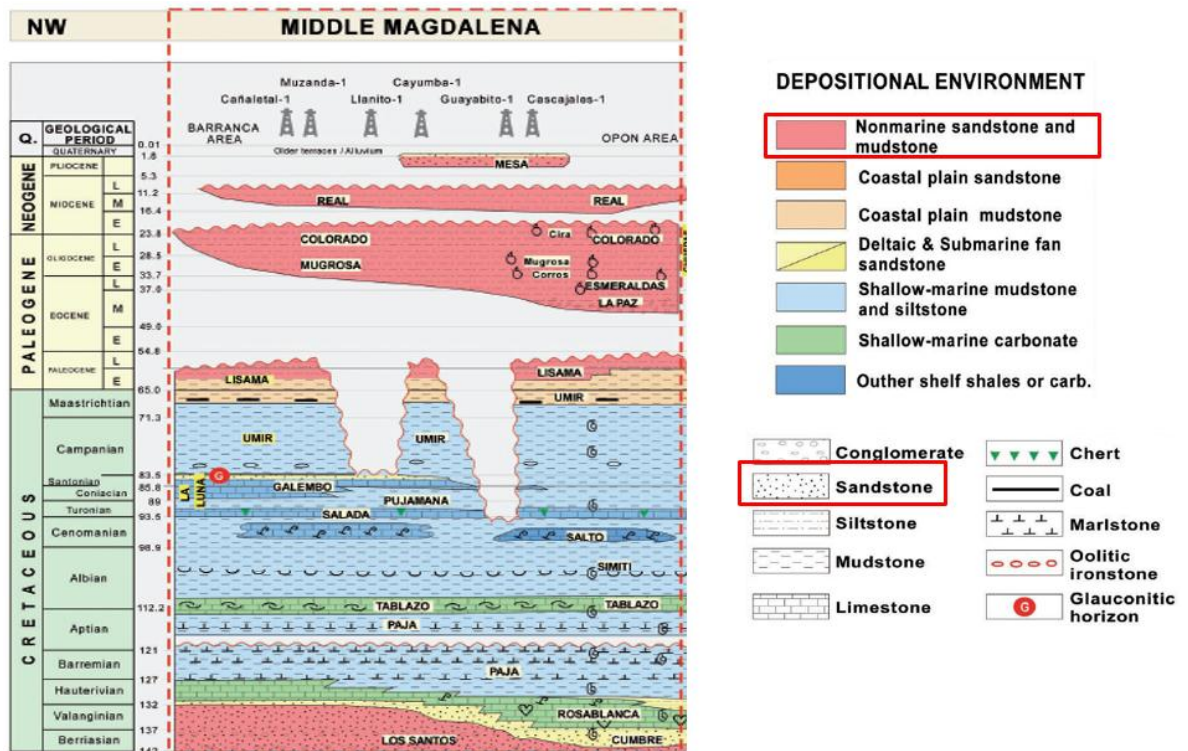
---

<sup>14</sup> Candela, Sol Angel, y otros. Actualización Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá, Septiembre 2014. Ecopetrol S.A. 82 p

La evolución tectónica del área durante el Mesozoico y Cenozoico involucró múltiples estadios. Cada uno de estos estadios de evolución se caracteriza por un estilo propio de deformación y una correspondiente sucesión estratigráfica. A la vez se presenta una íntima relación entre la tectónica y la sedimentación, la cual tiene importantes implicaciones en la geología del petróleo de la cuenca.

La cuenca VMM soportó transiciones ambientales drásticas: de continental a marina durante el Mesozoico y luego volver a continental en el Cenozoico temprano, en presencia de actividad tectónica permanente.

Figura 3. Columna estratigráfica Regional VMM



Fuente. Sarmiento, Luis F. (2011) Petroleum Geology of Colombia - Middle Magdalena Basin – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Estratigráficamente la producción proviene de yacimientos clásticos de edad terciaria depositados en un ambiente predominantemente fluvial meándrico

### **3.4.1 ESTRATIGRAFÍA**

La secuencia sedimentaria atravesada por los pozos perforados en el área del Campo Bonanza, corresponde a sedimentos del Terciario. Incluyen las Formaciones Lisama (Paleoceno), Esmeraldas – La Paz (Eoceno), Mugrosa (Oligoceno) y Real (Mioceno) (Figura 4).

A continuación se hace una breve descripción de base a tope de las formaciones atravesadas por los pozos del área:

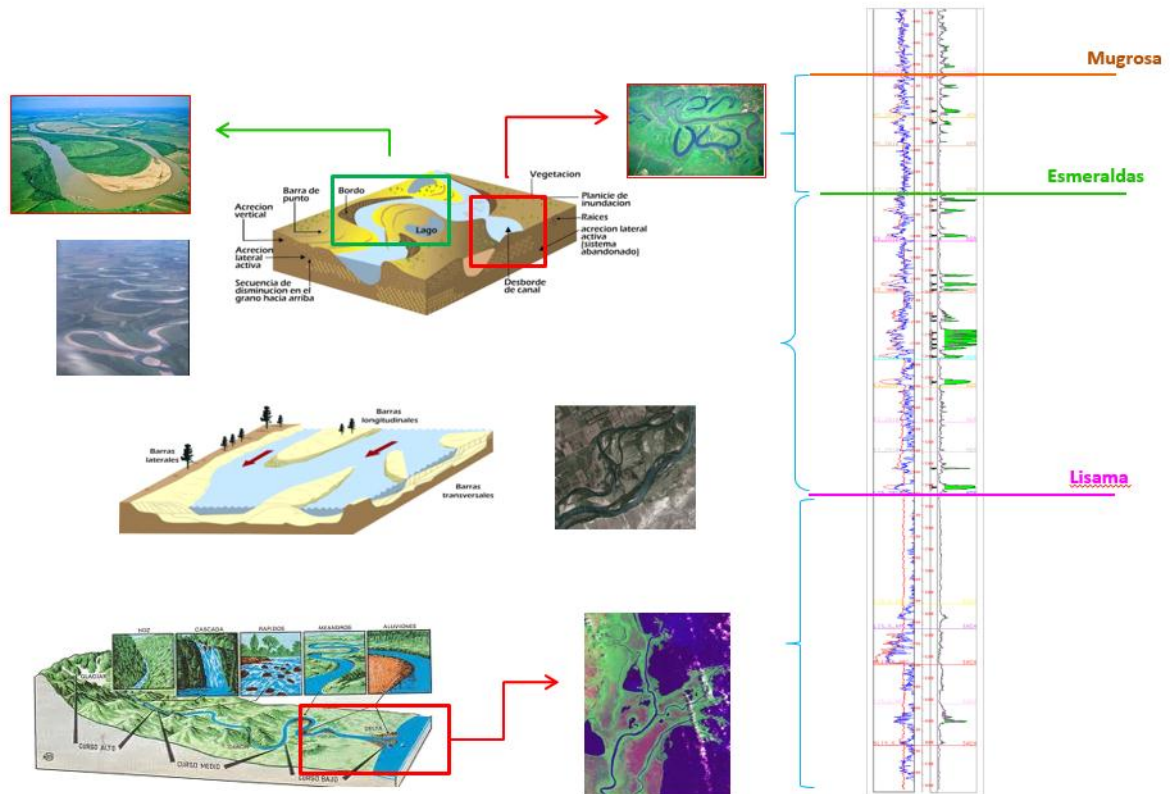
La estratigrafía corresponde especialmente a secuencias sedimentarias que en algunos casos son rocas reservorios asociadas a Edad Terciaria. El Campo Bonanza presenta una inconformidad de Edad Miocena que corta las unidades reservorio en la cresta de la estructura.

La sección estratigráfica de edad Terciario (Secuencia Terciaria) del Campo Bonanza comprende rocas que abarcan desde el Tope de la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Formación Real del Mioceno Superior al Plioceno.



largo de los espacios entre la desembocadura de los ríos. Asociados a estos deltas se forman una serie de lagos y pantanos donde se generaron depósitos clásticos de baja energía y de aguas frescas. Esto puede ayudar a explicar los cambios abruptos en el tamaño de grano y litología que caracterizan los depósitos terciarios en este sector. Comprende la Formación Lisama, los Grupos Chorro (Formaciones La Paz y Esmeraldas), Chuspas (Formaciones Mugrosa, Colorado) del Terciario inferior y el Grupo Real (Terciario superior). Ver Figura 5

**Figura 5. Ambientes de depositación Formaciones Mugrosa – Esmeraldas y Lisama**



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos. Geología Bonanza

## **SECUENCIA TERCIARIA**

### **PALEOCENO**

**Formación Lisama:** Esta formación representa un ambiente transicional, de un medio marino somero a uno continental. Constituida principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrones, azules y moteadas), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano creciente. Esta formación presenta delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son hacia la base de la unidad (pozos Bonanza 11, 14, 15 y 23). El contacto entre estos cuerpos de arenas y las arcillas es erosional. La edad asignada a esta unidad es paleoceno, con base en dataciones palinológicas. Los cuerpos arenosos de esta unidad se encuentran asociados a ríos meandriformes de un ambiente de depósito dominado por canales distributarios en una superficie deltaica. También se pueden presentar depósitos de boca de canal, frente deltaico y crevasse splay; donde la continuidad de las arenas es interrumpida por intercalaciones de material fino.

### **EOCENO**

**Formación La Paz:** Esta formación no está presente en el sector del campo de Bonanza, ya que se acuñó y desapareció al Sur - Oriente del área del Campo. El acuñamiento de estos sedimentos fue causado posiblemente por procesos erosivos y/o a procesos no depositacionales debidos a movimientos tectónicos que afectaron la paleotopografía.

**Formación Esmeraldas:** Comprende la parte superior del Grupo Chorro; su litología es principalmente arcillolitas de colores gris, gris oscuro, localmente rojas y marrón moteadas, con intercalaciones de capas de arenas de grano fino, de color gris claro a gris verdoso y micáceas; existen delgadas capas de carbón localmente presentes dentro de la columna estratigráfica. Las arenas de la Formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que las de la Formación La Paz, pero un mayor contenido de mica moscovita. La edad asignada a esta formación es Eoceno tardío, de acuerdo a dataciones palinológicas

## **OLIGOCENO**

**Formación Mugrosa:** Constituida por arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de shales rojizos moteados. Las capas de arena son más evidentes a la base de la unidad. El contacto superior con la Formación Real es discordante, evidenciado por la desaparición de la Formación Colorado en el Campo Bonanza.

**Formación Colorado:** Esta unidad no está presente en el campo Bonanza, ya que fue erosionada por la inconformidad del Mioceno a la base de la Formación Real. El ambiente de sedimentación definido es de tipo fluvial – meandriforme, en el que las facies gruesas fueron depositadas en regímenes de flujo alto, como pueden ser canales o canales de crevasse, migrando transicionalmente a facies

finas dependientes de un régimen de flujo bajo de depósitos de lagos y llanuras de inundación culminando con un evento de máxima acomodación conocido como Horizonte Fosilífero de La Cira Shale.

## **MIOCENO**

**Formación Real:** Consiste de conglomerados con chert interestratificados con capas de arenas conglomeráticas con estratificación cruzada y capas de shales grises, azules y moteados. La disminución de las intercalaciones de arenas y la presencia de gruesas capas de carbón inter-estratificados en sectores al norte de la cuenca indican una disminución de energía del medio de transporte. El contacto con la infrayacente Unidad Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno.

La Formación real presenta un ambiente de sedimentación continental de tipo fluvial de corrientes entrelazadas y abanicos aluviales, el contacto con la infrayacente Formación Mugrosa es erosivo y con una discordancia angular, generada como resultado del levantamiento de la cordillera Oriental durante el Mioceno que depositaron los sedimentos de tipo molasa del antepaís del Valle Medio del Magdalena<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Candela, Sol Angel, y otros. Actualización Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá, Septiembre 2014. Ecopetrol S.A. 82 p

### **3.4.2 MODELO ESTRUCTURAL**

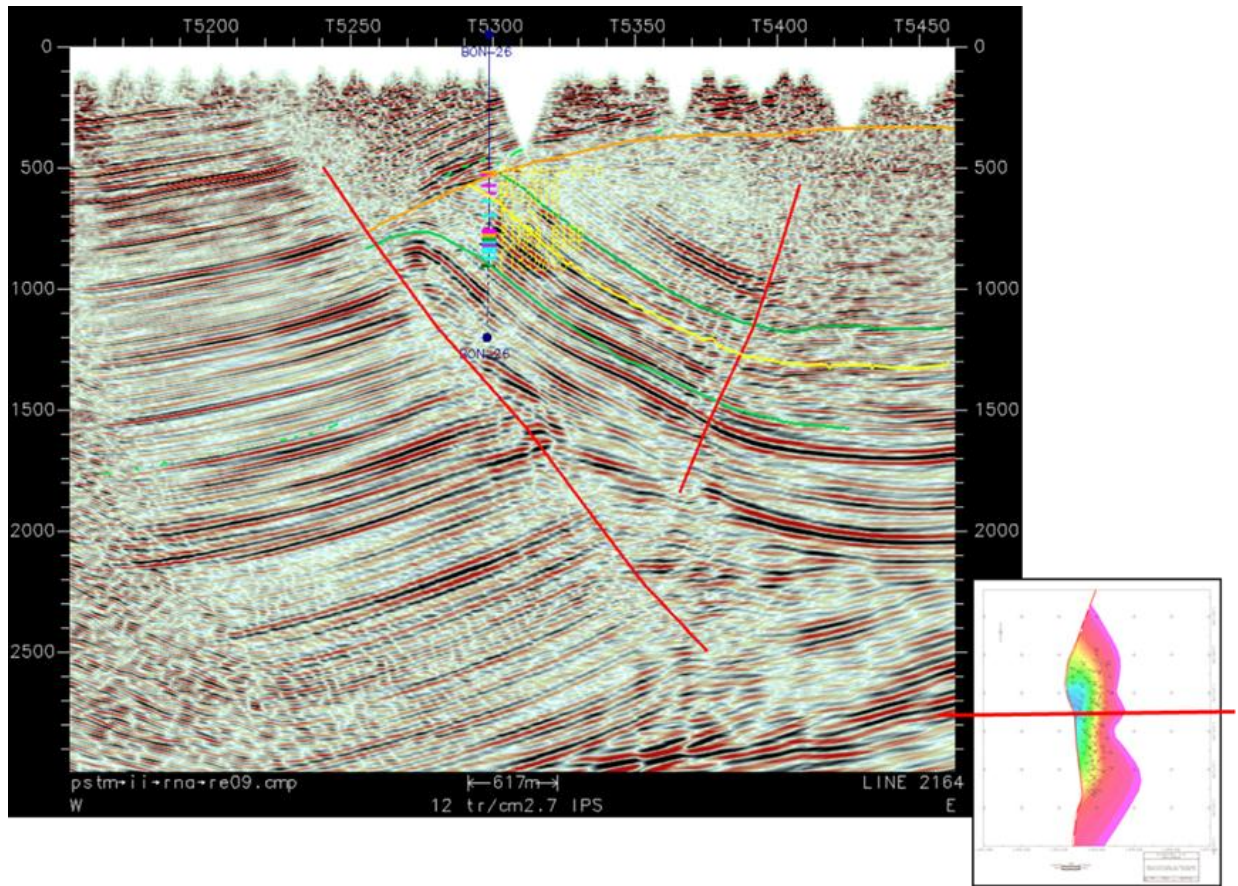
De acuerdo con la interpretación, la estructura del campo Bonanza tiene un estadio inicial de formación correspondiente a un pliegue por propagación de una falla de bajo ángulo (Figura 6). Esta falla tiene un despliegue al interior de la formación La Luna y una vergencia desde el Este. De acuerdo con la información sísmica regional 2D, esta falla es truncada por fallas igualmente inversas de vergencia contraria, las cuales se encargan de colocar actualmente las rocas más antiguas del área, en la superficie, como lo muestran los mapas geológicos de superficie. La actividad asociada a esta falla, es registrada como efecto de la orogenia andina del Mioceno.

La discordancia del Eoceno se presenta concordantemente en este sector de la cuenca, la cual es registrada en los pozos perforados del campo, como el tope de la formación Paleocena Lisama.

Durante el Mioceno, asociado con los eventos de la orogenia de la cordillera Oriental, se genera una secuencia de fallas inversas y cabalgamiento tipo “Backthrust”, como es identificada la falla de Bonanza.

La discordancia del Eoceno se presenta concordantemente en este sector de la cuenca, la cual es registrada en los pozos perforados del campo, como el tope de la formación Paleocena Lisama.

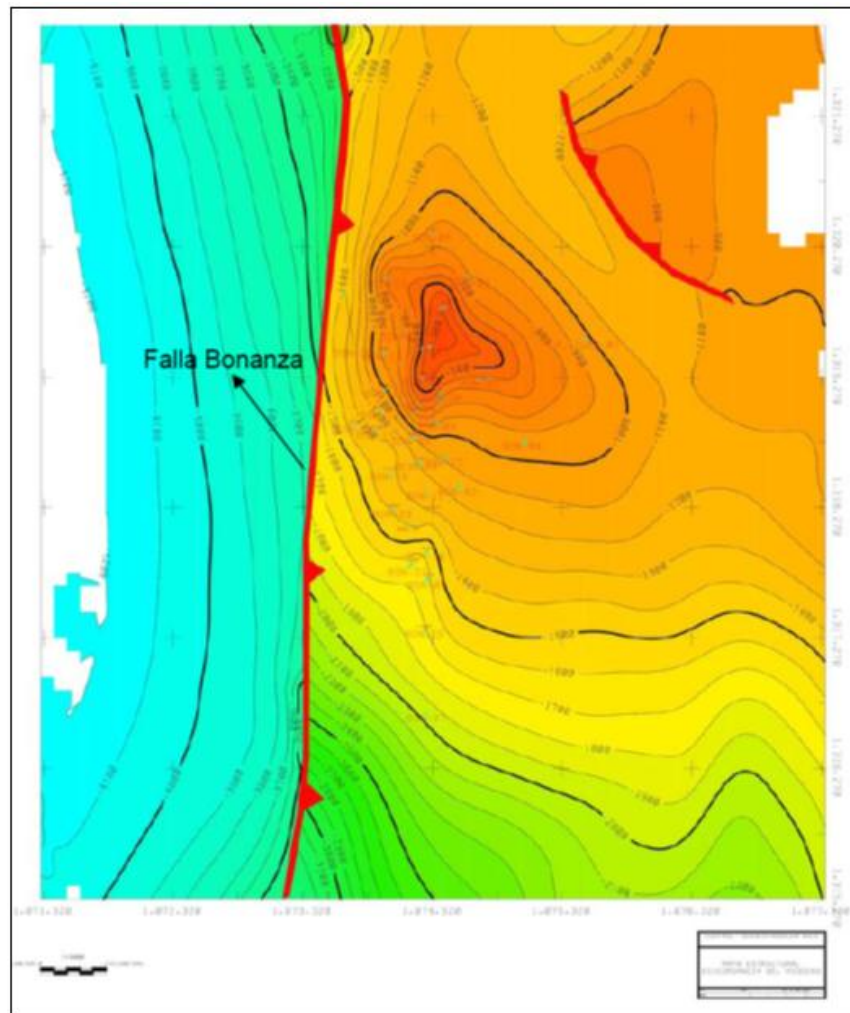
Figura 6. Configuración estructural Línea Sísmica 2164



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Plan de desarrollo integrado Campo Bonanza

La Falla Bonanza tiene una disposición Norte-Sur, como se observa en los mapas estructurales interpretados (Figura 7). Su salto alcanza 1000ms y se ve truncada por la discordancia del Mioceno en el sector sur. En dirección norte, dentro del volumen sísmico 3D, es claro apreciar que la falla corta dicha discordancia generando un mayor salto en esa dirección.

**Figura 7. Mapa estructural al tope de la Discordancia del Mioceno**



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Plan de desarrollo integrado Campo Bonanza

La discordancia del Mioceno tiene una presencia regional y en el sector del Campo Bonanza afecta en mayor proporción el sur del campo donde ha erosionado prácticamente toda la formación mugrosa y la parte superior de la formación Esmeraldas. En el norte del campo, la discordancia tiene mejor impacto permitiendo encontrar la secuencia completa de la formación Esmeraldas y gran

parte de la formación Mugrosa, poniendo estas formaciones siempre en contacto con la Formación Real<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Candela, Sol Angel, y otros. Actualización Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá, Septiembre 2014. Ecopetrol S.A. 82 p

#### **4. INICIATIVAS PLANTEADAS PARA SOLUCIONAR PROBLEMÁTICA DEL CAMPO Y ESTRATEGIA PARA OBTENCIÓN DE REGALÍAS VARIABLES**

En el año 2009, debido a sus altos costos de producción, el Campo Bonanza fue objeto de una revisión integral por parte de un equipo multidisciplinario. De dicho diagnóstico resultaron las siguientes conclusiones:

- Baja productividad por pozo (menor de 35 BOPD)
- Alta producción de arena de formación
- Bajo factor de recobro (11%)
- Baja eficiencia de sistema de levantamiento instalado (pozos en Gas Lift)
- Quema de un alto porcentaje del gas de formación producido (80% del gas)
- Pozos con anulares presurizados (entre 150 y 200 psi)
- Facilidad de tratamiento de fluidos fuera de especificaciones técnicas y de seguridad (Estación de recolección y tratamiento incumpliendo normatividad)
- Vertimiento de toda el agua de producción
- Altos costos de producción (por encima de 30 dólares/barril)
- El límite económico del campo era la vigencia 2012 (producción rentable)
- Inviabilidad de gestionar proyectos de inversión (VPN muy bajos o negativos)

La causa principal de dicha problemática se encontró en que luego de 44 años de explotación de las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa, dichos yacimientos habían sido depletados desde su presión original de 1400 psi en Esmeraldas y

1200 psi en Mugrosa, hasta valores cercanos a 500 y 300 psi respectivamente. Las presiones de burbuja son de 1600 psi para Esmeraldas y 1500 psi para Mugrosa: yacimientos saturados con producción de gas desde el inicio de su explotación. Dicha condición de baja presión y lo poco consolidadas de sus arenas, trajo como consecuencia la producción de arena de formación y la dificultad de ejecución de trabajos de workover en los pozos, los cuales requerían el uso de fluidos de baja densidad (nitrogenados). En el campo no se identificó una metodología de control de arena para evitar poner en producción intervalos sin presión de fondo fluyente (producción en cascada, escurrimiento o lagrimeo).

Por otra parte, en esa fecha en el campo no se había implementado ninguna técnica de recobro, razón la cual, no contaba con el beneficio de las regalías variables en su producción.

Para efectos de mejorar la baja eficiencia del levantamiento artificial por gas (Gas Lift) instalado, se encontró una oportunidad planteando alternativas diferentes al Gas Lift. De esta revisión, resultó que el uso de sistemas de bombeo de cavidades progresivas (PCP) sería más apropiado para el manejo de arena y la producción de pozos en patrones con inyección de agua.

Hasta ese momento, el Campo Bonanza no contaba con red de recolección de gas de anulares para evitar presurización en pozos, aprovechar el uso de dicho gas y reducir emisiones de gas a la atmósfera.

Se habían desarrollado diversas ingenierías preconceptuales y conceptuales para el mejoramiento de la recolección y tratamiento de fluidos de la estación del Campo Bonanza. Sin embargo, no se pasaba a la fase de construcción.

La consecuencia de la problemática identificada en el Campo, eran los altos costos operativos que llevó por muchos años a que no se ejecutaran proyectos de inversión. Debido a dicha condición, se empezó a incluir al Campo Bonanza dentro de los activos que pudieran ser objeto de cierre o venta por baja rentabilidad económica o búsqueda de socios, ya que era inminente la desincorporación de reservas asociada a su baja producción y altos costos operativos. A 2009, el campo solo tenía 3 años más de vida rentable (límite económico: 2012). Adicionalmente era visible el riesgo de sanciones por incumplimiento de temas ambientales (vertimiento de agua, emisiones de gas) y el no tener una estación de recolección y tratamiento de fluidos en condiciones seguras, generaba riesgo operacional.

Durante el año 2008 se adelantó un estudio de prefactibilidad de recuperación secundaria para el Campo Bonanza por parte del equipo de Yacimientos asignado

al activo, el cual identificó oportunidades de mejora en el factor de recobro a través de la implementación de dicha técnica.

A lo largo del año 2009 se realizó entre el ICP y Yacimientos un estudio de factibilidad para el proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el Campo Bonanza, recomendando continuar con el proyecto. Se realizaron pruebas de compatibilidad fluido – fluido y roca – fluido, con muestra de agua de producción del pozo Bonanza 1, con corazones de pozos de Bonanza pero con agua de captación de pozos del Campo Provincia.

Durante el año 2009 se desarrolló un estudio de hidrogeología para el Campo Bonanza con la firma SIAM, que señaló la existencia de un acuífero capaz de soportar la captación de agua subterránea para alimentar el proyecto de recuperación secundaria en el Campo Bonanza. La confirmación de esa potencialidad solo se daría con la perforación, completamiento y prueba de un pozo captador en la zona del Campo Bonanza recomendada para tal fin.

Con base en lo anterior, se identificaron varias iniciativas a través de las cuales resolver la problemática operativa y financiera identificada en el campo, las cuales se resumen a continuación:

- Implementar recobro por inyección de agua
- Implementar iniciativas de aprovechamiento del gas de formación producido

- Reconstruir la estación de recolección y tratamiento de fluidos

#### **4.1 IMPLEMENTAR RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA**

El análisis de factibilidad de inyección de agua adelantado, definió para el Campo Bonanza en una primera fase de implementación, 8 patrones de inyección de agua en las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas. Dicho patronamiento estaría compuesto en total por 8 pozos inyectoros y 22 pozos productores, en patrones de 5 puntos irregulares. El caudal de agua requerido de inyección de la iniciativa sería de 10.000 BWPD.

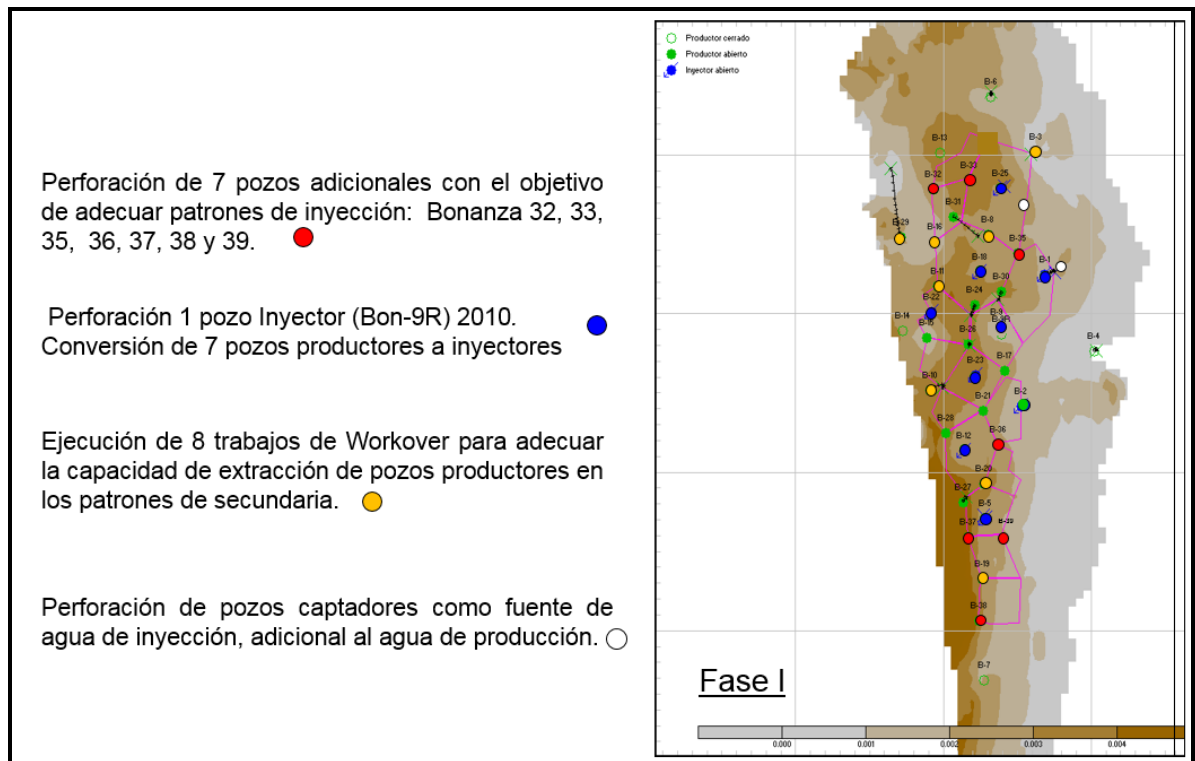
Con base en lo anterior, se identificó la necesidad de convertir 7 pozos productores a inyectoros de agua, perforar 1 pozo inyector y perforar 7 pozos productores necesarios para completar los patrones de inyección planteados.

Las actividades identificadas como requeridas para el desarrollo del proyecto de recobro por inyección de agua fueron las siguientes:

- Perforación de 1 pozo inyector de agua
- Conversión de 7 pozos productores a inyectoros de agua
- Perforación de 7 pozos productores
- Perforación de 2 pozos abastecedores de agua en la Formación Real, para el suministro del agua subterránea requerida por el proyecto

- Montaje de red de inyección de agua, para conectar pozos abastecedores a inyectores
- Cambio de 8 sistemas de levantamiento artificial Gas Lift a PCP, para manejo de arena y nuevos caudales de producción (contenido de agua)

**Figura 8. Actividades proyecto recobro por inyección de agua**



Fuente. Ecopetrol S.A. Vicepresidencia Técnica. Proyecto Recuperación Secundaria Bonanza

## 4.2 IMPLEMENTAR INICIATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS DE FORMACIÓN PRODUCIDO

Se identificó una oportunidad de aprovechamiento del gas de formación producido por los yacimientos del Campo Bonanza, toda vez que el mismo se quemaba o

venteaba a la atmósfera. La presurización con gas del espacio anular entre revestimiento y tubería de producción representa una contrapresión que genera pérdida de eficiencia en los sistemas de levantamiento artificial.

El procedimiento de quema o descarga a la atmósfera del exceso de gas de formación de anulares para reducir temporalmente la presión en superficie por revestimiento y evitar bloqueo de conjuntos de bombeo en fondo de pozo son actividades prohibidas por la legislación ambiental y por la normatividad de explotación de hidrocarburos.

El gas a recuperar se aprovechará para:

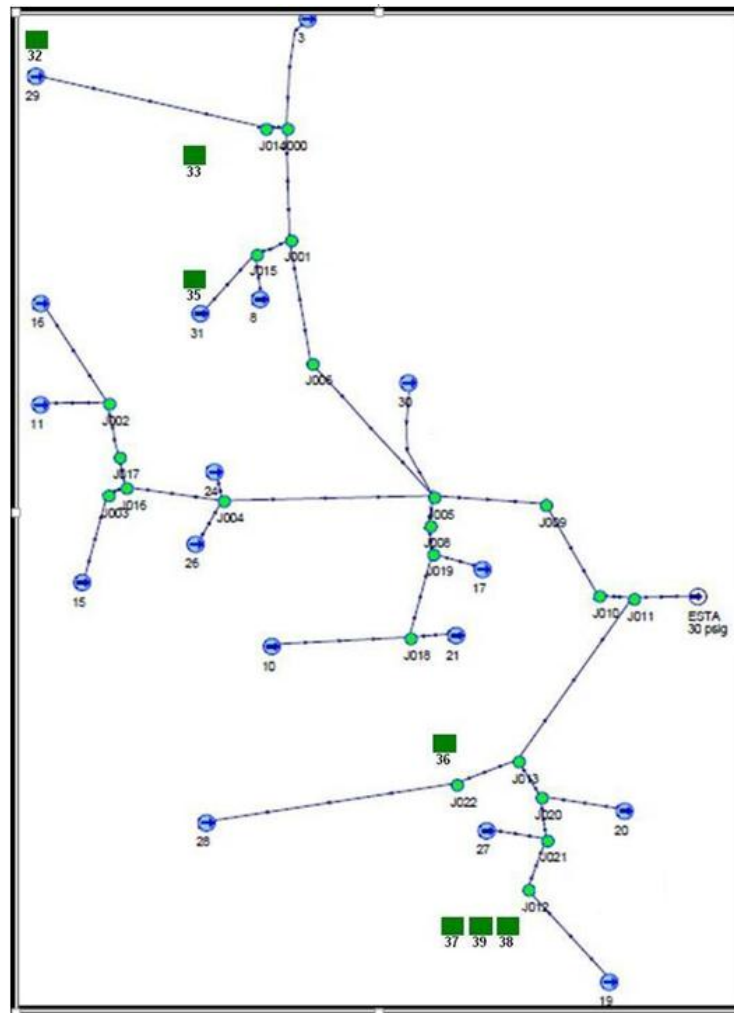
- Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (beneficio tributario), aportando al tema de disminución de gases efecto invernadero
- Venta tanto de gas seco como de productos blancos asociados, luego de gestión de comercialización
- Autogeneración eléctrica a gas
- Estimulación cíclica de pozos (Huff & Puff)
- Optimización de producción relacionada con reducción de presión en anulares en pozos

La solución identificada fue la de construir una red de anulares con el fin de reducir el impacto ambiental, cumplir con la normatividad de emisiones y aprovechar un recurso energético no renovable.

La estrategia planteada para desarrollar la iniciativa de recolección de gas de anulares fue la siguiente:

- Realizar medición en campo del gas quemado en teas o venteado tanto en pozos como en la estación de recolección y tratamiento de fluidos
- Identificar el impacto en producción de la presurización con gas del espacio anular entre revestimiento y tubería de producción
- Realizar diseño de red de anulares en campo
- Identificar equipos requeridos (compresores) y su ubicación

Figura 9. Esquema de red de anulares Campo Bonanza



Fuente. Ecopetrol S.A. Vicepresidencia Técnica. Proyecto Recuperación Secundaria Bonanza

### 4.3 RECONSTRUIR LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS

Para el año 2007, la estación de recolección y tratamiento de fluidos del Campo Bonanza estaba ya en muy malas condiciones. El proceso de separación gas líquido era deficiente por el mal estado físico de los separadores general y de

pruebas. Dicha condición ocasionaba que no se pudieran realizar pruebas de pozos de manera frecuente. Prácticamente todo el gas de formación producido era venteado o quemado, debido entre otras razones a que el gasoducto se encontraba deteriorado. El proceso de deshidratación y desalado del petróleo estaba afectado por el mal estado de los tanques de recibo, reposo y bombeo. Parte de los tanques se encontraban agujereados por atentados ocurridos en el pasado. El total del agua producida era vertida a un cuerpo de agua vecino, proceso avalado por la respectiva autoridad ambiental (CDMB). El bombeo de petróleo hacia la Estación Suerte del Campo Provincia se hacía de manera irregular, dado el mal estado de las bombas de despacho. Los servicios industriales de los equipos eran igualmente deficientes, así como el sistema de instrumentación y control de la Estación. Desde el punto de vista de medición, el proceso estaba totalmente desasegurado por el deterioro de los componentes de la facilidad.

Cabe destacar que en términos generales, las facilidades tampoco cumplían estándares de seguridad de procesos ni normatividad legal ni de HSE y el área donde se encuentra es muy limitada en cuanto a espacios disponibles.

Por tal razón, en el año 2007 se contrató una ingeniería conceptual, con la firma AB, para revisar opciones de lugares donde se pudiera construir una nueva estación de recolección de crudo. Dicho estudio presentó 5 alternativas.

Posteriormente, en el año 2009, se contrata con la firma Energéticos una ingeniería conceptual para construir una nueva estación de recolección de crudo en una de las alternativas presentadas en el estudio realizado por AB, la cual estaría ubicada a 600 metros hacia el norte de la actual estación.

Dicha opción fue la que inicialmente se consideró en la estructuración del proyecto de recuperación secundaria del Campo Bonanza. Sin embargo, en dicha área se identificó un nacedero de agua, el cual impidió que desde el punto de vista ambiental se desarrollara en ese lugar la construcción requerida. Lo anterior llevó a revisar con detalle la condición ambiental de las otras 4 alternativas del estudio de AB y finalmente ninguna resultó viable. Por tal razón, se identificó como una oportunidad del proyecto, realizar una reconstrucción de la estación existente, optimizando componentes, recursos financieros y retando el tema constructivo de la misma.

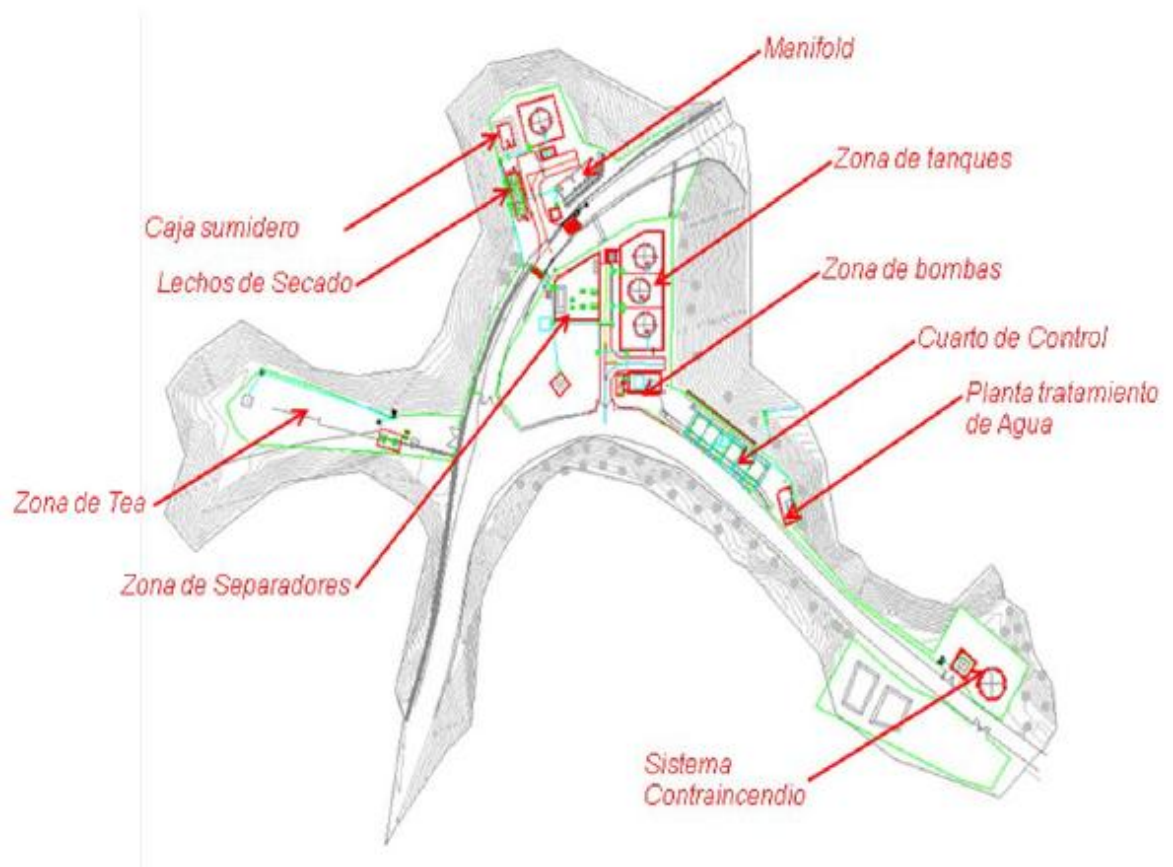
La estación existente tenía una capacidad de manejo de 1200 BOPD, 200 BWPD y 4400 KPCD. La nueva estación en su ampliación debería tener una capacidad volumétrica para recibo, tratamiento y despacho de 2500 BOPD, 6000 BWPD y 4400 KPCD.

A continuación se detallan algunos de los aspectos a implementar:

- Recibo de crudo: diseño y construcción de nuevos múltiples

- Separación bifásica y de prueba: reutilización de separadores provenientes del Campo Provincia. Incorporación sistema interno de desarenado. Incremento de separadores de prueba.
- Deshidratación y almacenamiento de crudo: inclusión en el proceso de Gun Barrel para manejo de agua, inclusión de bota de gas y KO Drum
- Tanques de almacenamiento: diseño y construcción de tanques esbeltos, del mismo diámetro pero más altos, para poder incrementar capacidad volumétrica
- Despacho de crudo: diseño y compra de sistema de bombeo de mayor capacidad
- Despacho de gas: diseño y construcción de sistema mejorado para el manejo del gas, incluidas teas
- Almacenamiento y Despacho de agua de producción: diseño y construcción de tanque nuevo y sistema de bombeo de mayor capacidad
- Diseño y montaje de sistemas de servicios industriales y auxiliares: sistema de alivio, drenajes abiertos, paquete de aire de instrumentos, inyección de químico, sistema de agua industrial, sedimentadores, etc.
- Diseño y montaje tuberías
- Diseño y montaje sistema de instrumentación y control
- Diseño y montaje sistemas de aire acondicionado
- Diseño y montaje red eléctrica
- Diseño y construcción parte civil: fundaciones de equipos, estructuras de concreto, estructuras metálicas, edificios, vías internas y drenajes

**Figura 10. Plano Nueva Estación Bonanza**



Fuente. Ecopetrol S.A. Vicepresidencia Técnica. Proyecto Recuperación Secundaria Bonanza

El costo total de las actividades del proyecto eran del orden de 53.6 millones de dólares, desagregados así:

**Tabla 1. Costos actividades Proyecto Bonanza**

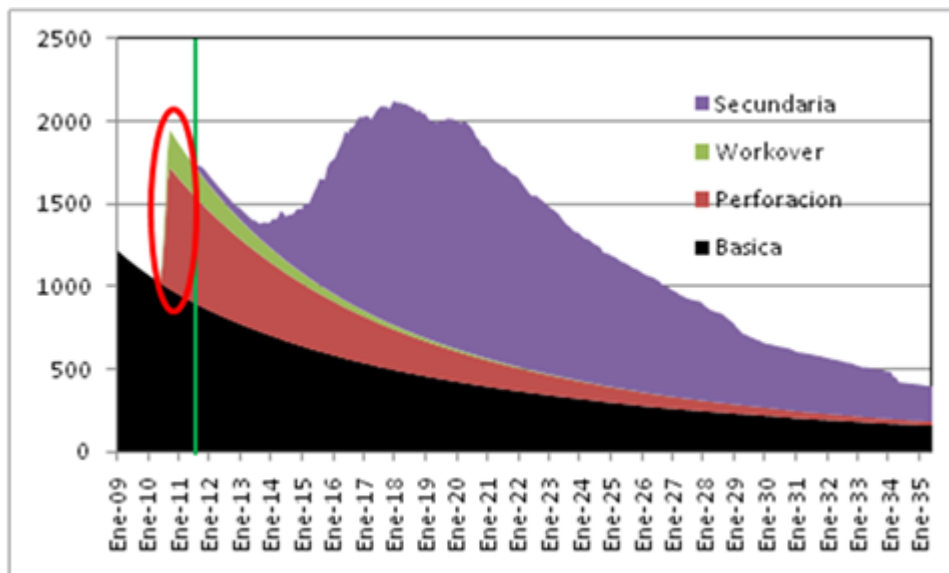
<b>ACTIVIDAD</b>	<b>INVERSION (MMUSD)</b>
Inversión en Facilidades	24,0
Perforación pozos productores	17,4
Trabajos de Workover	3,2
Perforación pozo Inyector	2,6
Perforación pozos captadores	2,2
Otros	4,2
<b>Total</b>	<b>53.6</b>

Fuente. Ecopetrol S.A. Vicepresidencia Técnica. Proyecto Recuperación Secundaria Bonanza

Según estimaciones técnicas realizadas, las actividades asociadas al proyecto de recuperación secundaria del Campo Bonanza en su primera fase, incorporarían 8.7 millones de barriles de petróleo (1.9 millones por perforación, 0.4 por workover y 6.4 por inyección de agua), mejorando en 6.0 puntos porcentuales el factor de recobro (de 11% a 17%).

En una segunda fase del proyecto se estima que se adicionarían volúmenes de petróleo del orden de 5.7 millones de barriles, con lo que el factor de recobro último sería tentativamente de un 21%. Las actividades asociadas a una Fase 2 del proyecto serían la perforación de 12 pozos productores adicionales y 6 pozos inyectores adicionales y asegurar facilidades para llevar la inyección de agua hasta 22000 BWPD.

Figura 11. Reservas por actividad (perforación, workover, secundaria)



Fuente. Ecopetrol S.A. Vicepresidencia Técnica. Proyecto Recuperación Secundaria Bonanza

Se encontró que con las regalías actuales del 20% la iniciativa de inversión no alcanzaba la rentabilidad establecida para la adjudicación de recursos por parte de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A., por lo que sin la aprobación de un proyecto de producción incremental y consecuentemente de regalías variables, el proyecto se haría inviable. Con esta premisa, entre Diciembre de 2009 y Enero de 2010 se llevó el proyecto integrado a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de socializar las bondades del mismo y con el nombre de “Proyecto para el incremento del factor de recobro para el Campo Bonanza” se presentó para calificar como “Proyecto de Producción Incremental”, de acuerdo con lo regulado por la Ley 756 de 2002 y el Decreto reglamentario 3176 de 2002.

Posteriormente, en Marzo de 2010 luego de sesiones técnicas con representantes de dicha Dirección, fue aprobado el proyecto de producción incremental para el Campo Bonanza, se aceptó curva básica planteada y aplicación de regalías del 8% a la producción por encima de dicha curva.

## **5. PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECOBRO POR INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO**

En la vida útil de un yacimiento de hidrocarburos se identifican diferentes etapas en su desarrollo. Típicamente la primera etapa conlleva el agotamiento de la energía natural del mismo, luego de la cual se deben implementar procesos que permitan la energización del yacimiento por métodos externos, que lleven a una mayor recuperación de los hidrocarburos presentes.

En el mundo, cerca de un 70% de la producción de petróleo proviene de campos petroleros maduros. Los factores de recobro de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones y entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. Un estimado razonable de factor de recobro promedio a nivel mundial es 36%.

En el país, en los últimos años, conscientes de la necesidad de optimizar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos, se ha venido adelantando estudios para entender las diferentes tecnologías aplicables a los campos con el fin de tener el máximo recobro. Este esfuerzo ha llevado a revisar los campos, realizar una visualización teórica de las opciones tecnológicas para cada uno de ellos, llegando a tener un mapa actualizado de tecnologías de recobro aplicables para cada campo.

La Tabla 2 presenta el recobro de petróleo actual y proyectado en cada etapa de producción para Colombia, Estados Unidos y el Mundo para el periodo entre 1970 y 2050<sup>17</sup>.

**Tabla 2. Proyección % recobro estimado por fecha y región**

	1970			2000			2020			2037		2050	
	COL	U.S.	World	COL	U.S.	World	COL	U.S.	World	U.S.	World	U.S.	World
Recobro Primario (%)	85	53	N.A.	88	37	56	70	32	48	27	43	20	35
Recobro Secundario (%)	15	45	N.A.	11	51	40	20	54	44	57	47	62	51
Recobro Terciario (%)	0	< 2	N.A.	1	12	< 4	10	14	8	16	10	18	14

Fuente. Maya, G. A., Mercado Sierra, D. P., Castro, R., Trujillo Portillo, M. L., Soto, C. P., & Pérez, H. (2010, January). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Al año 2009, el 36% del OOIP de todo el país estaba en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (65 campos productores), el factor de recobro en ese momento era de 16.6%, lo que equivale a una producción acumulada de 2036 MMBO. Las reservas ultimas estimadas se calculaban en 2354 MMBO, lo que equivale a un factor de recobro último bajo, del orden de 19.3%.

A manera de información la siguiente figura presenta los campos que al año 2009 tenían o habían tenido procesos de inyección de agua en Colombia. Existen tres

<sup>17</sup> Stosur, G. J. (2003, January). EOR: Past, present and what the next 25 years may bring. In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers.

en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (La Cira, Galán y Casabe), uno en la cuenca del Catatumbo (Tibú), 10 de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Yaguará, Tello, Río Ceibas, San Francisco, Balcón, Dina Cretáceo, Guando y Matachín Norte) y tres en la Cuenca de los Llanos Orientales (Cusiana, Río Chitamera y Matanegra).

**Figura 12. Campos en Colombia con inyección de agua implementada al año 2008**



Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

A 2014, Colombia contaba con 42053 MMBO de petróleo original representado en hidrocarburos convencionales, gas y crudo pesado. El factor de recobro promedio de sus campos estaba en 18% (los valores de cada campo van de 0.1% al 65%),

lo que equivale a una producción acumulada del orden de 7600 MMBO. Dicho volumen ha sido básicamente por recobro primario, un 11% se ha obtenido por recobro secundario y tan solo el 1% de recobro terciario. Cerca del 90% de los campos aún está en recobro primario. Las reservas últimas estimadas estaban del orden de 10000 MMBO, lo que equivale a un factor de recobro último de 24%<sup>18</sup>.

A la fecha, solo 23 de los 275 campos del país tienen o han tenido procesos de recobro por inyección de agua. El primer campo en el que fue implementada la inyección de agua en Colombia fue La Cira (Área 3W) en 1957.

Entre los Campos en operación directa de Ecopetrol S.A. de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra Bonanza, con un petróleo original en sitio de 146 MMBO, que a Febrero de 2009 tenía una producción acumulada de 16 MMBO, para un bajo factor de recobro del 11%<sup>19</sup>.

## **5.1 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

En el año 2009, con el fin de identificar y desarrollar una oportunidad de negocio mediante inyección de agua en el Campo Bonanza, se adelantó un estudio de factibilidad y evaluación de yacimientos, que tuvo como objetivo la evaluación de

---

<sup>18</sup> Memorias II Foro Mundial de Recobro. Bogotá, Octubre 2015. Ecopetrol S.A.

<sup>19</sup> Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

la viabilidad técnica y económica de aplicar este método de recuperación secundaria. Dicho estudio tuvo las siguientes etapas:

- **Factibilidad teórica:** Screening, Analogías
- **Factibilidad técnica:** Selección de áreas, Predicción analítica y numérica
- **Estudio hidrogeológico:** con el fin de identificar fuente potencial de agua subterránea en el área para suministro al proyecto
- **Factibilidad experimental:** pruebas de compatibilidad fluido – fluido, roca – fluido, calidad de agua

#### **5.1.1 FACTIBILIDAD TEÓRICA**

Al Campo Bonanza se le realizó un “Screening Binario”, es decir, un proceso de selección del método de recobro secundario y/o terciario técnicamente adecuado y económicamente más rentable, que se podría implementar. Dicho proceso tuvo las siguientes fases:

- **Análisis de la información:** recopilación de información de yacimientos que incluye propiedades petrofísicas, de fluidos, datos de campo y de laboratorio y geología.
- **Procesos de recobro potenciales:** de los procesos de recobro potencialmente aplicables a los yacimientos del campo, se valora el mejor mediante la utilización del software “Screening ICP” desarrollado por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

- **Análisis de laboratorio:** ensayos que sirven para afinar datos de entrada a simuladores de yacimientos.

Los resultados de dicho Screening Binario fueron los siguientes:

- **Formación Lisama:** no se pudo realizar el Screening debido a que no se contaba con suficiente información por no tener a la fecha pozos completados en dicho yacimiento. Sin datos de viscosidad del crudo y temperatura de yacimiento.
- **Formación Mugrosa:** recomendó la inyección continua de vapor, con ciclos previos de estimulación con inyección cíclica de vapor. También recomendó la inyección de polímeros.
- **Formación Esmeraldas:** recomendó la inyección continua de vapor, con ciclos previos de estimulación con inyección cíclica de vapor. También recomendó la inyección de polímeros, preferiblemente sobre el agua para controlar digitación viscosa.

A pesar de que el Screening Binario no recomendó inicialmente la inyección de agua, no se descartó debido a las analogías en cuanto a propiedades de yacimiento (permeabilidad, porosidad, temperatura de yacimiento, presión inicial del yacimiento, profundidad del yacimiento, espesor neto petrolífero de las formaciones productoras) y fluidos (gravedad API del crudo, viscosidad del crudo, saturación de petróleo original) que presenta el Campo Bonanza con otros campos

en los que se ha implementado con éxito dicho método de recobro, como Casabe. Al incluir los yacimientos de Bonanza en una base de datos a nivel mundial de campos con inyección de agua, se encontraron similitudes para la Formación Mugrosa en 4 campos con más del 80% de analogía en sus características y para la Formación Esmeraldas en 3 campos con más del 80% de analogía en sus características.

La siguiente tabla muestra la ficha técnica de las propiedades de los yacimientos y de los fluidos de las Formaciones Lisama, Esmeraldas y Mugrosa del Campo Bonanza que fueron objeto de dicho Screening:

**Tabla 3. Ficha técnica Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y Lisama Campo Bonanza**

PROPIEDAD	FUENTE	FECHA	DATO	DATO	DATO
Datum (pies) TVDss	Asset Evaluation Provincia Region	2000	1750	2550	2900
*API	Asset Evaluation Provincia Region	2000	23	19	30
BSW actual (%)	SYA-GRM	2008	1.14	3.13	0.13
Presión de Yacimiento actual (Psia)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	300	500	400
Temperatura de Yacimiento (°F)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	100	109	
Presión inicial del yacimiento (Psia)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	991	1263	1559
Presión de burbuja Psi	Asset Evaluation Provincia Region	2000	1500	1600	1816
Viscosidad del crudo a Ty	Interpolacion PVT Bonanza		38.46	46.54	
Sw actual (Fracción)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	0.58	0.44	
So actual (Fracción)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	0.42	0.56	
Sor (Fracción)	Análisis Petrofísicos Bonanza 25	2009		0.22-0.34	
Sw prom inicial(Fracción)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	0.58	0.17-0.44	0.46
Permeabilidad promedio (md)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	110	110	10-100
Porosidad promedio (%)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	26	25	10%-24%
Tipo de formación	Asset Evaluation Provincia Region	2000	Arenisca	Arenisca	
Espesor neto prom (Pies)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	74	106	100
Profundidad Prom (ft)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	1800	2650	
Salinidad agua formación (ppm Cl)	PVT Bonanza		2959.50	3695.00	
Viscosidad del agua Cp	CORRELACION McCAIN		0.63	0.58	
Capa gas presente	Asset Evaluation Provincia Region	2000	Si	Si	Si
GOR actual (cf/bbl)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	202	657	
Bo @ P actual	Interpolacion PVT Bonanza		1.042	1.048	
Factor Volumétrico del petróleo	Asset Evaluation Provincia Region	2000	1.087	1.089	1.0928
Factor Volumétrico del agua	CORRELACION McCAIN		1.01	1.01	
Formación Productora	Asset Evaluation Provincia Region	2000	Mugrosa (M1-M4)	Esmeraldas (E1-E4)	Lisama
Sistema de Levantamiento	Asset Evaluation Provincia Region	2000	Gas Lift	Gas Lift	
Buzamiento MAX. Zona de interés	Asset Evaluation Provincia Region	2000	Hasta 60°	Hasta 60°	Hasta 60°
Pozos coronados	Asset Evaluation Provincia Region	2000	B-2, B-25, B-30	B-2, B-25, B-30	B-2, B-25, B-30
Area productiva (Acres)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	840.00	894	
Contenido de arcillas promedio (%)	Análisis Petrofísicos Bonanza 25	2009		9%-15%	Arcillas: Esmectita, Caolinita, Clorita e illita
Gravedad del gas	PVT Bonanza		0.624	0.602	
Espaciamento (acres)	Asset Evaluation Provincia Region	2000	40-60	40-60	40-60
Viscosidad del gas (Cp)					
Pozos inactivos	BD OFM	2008	6	12	4
Pozos Activos	BD OFM	2008	28	27	0
OOIP(MMBIs)	SYA-GRM	2008	57	93	11
OOIG (MMM)	SYA-GRM	2008	10	14	3
FR(%)	SYA-GRM	2008	15	7.76	
Q actual feb-08 (BPD)	SYA-GRM	2008	272	202	5
NP @ Nov 2008 (MMBIs)	BD OFM	2008	8.671	7.597	0.047

Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

## **5.1.2 FACTIBILIDAD TÉCNICA**

Esta parte consistió en la identificación y selección de las áreas para plantear la implementación inicial del recobro por inyección de agua en el Campo Bonanza y la posible expansión del proceso a otras. Adicionalmente se desarrolló la predicción analítica del proceso de inyección de agua en las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas en el Campo Bonanza, utilizando el software Sahara.

Para la identificación y selección de áreas se llevaron a cabo las siguientes etapas:

### **5.1.2.1 Reconstrucción del modelo petrofísico**

Las tareas realizadas fueron:

- Se mejoró el último modelo petrofísico del campo reevaluando arcillosidad reinterprestando valores de los registros SP y Gamma Ray de los pozos existentes en arenas limpias y 100% arcilla.
- Se calibró modelo de porosidad con base en datos de corazones del pozo Bonanza 25.
- Se replanteó modelo de saturación y definición de parámetros para este modelo
- Se determinó el modelo de permeabilidad.
- Se determinaron propiedades petrofísicas promedio a utilizar en la predicción analítica.

- A partir de observaciones directas en los corazones disponibles, se determinaron 5 tipos de roca asociados a ambiente de depósito así:
  - ✓ Tipo de roca 1 Parte alta del canal.
  - ✓ Tipo de roca 3 Parte baja del canal.
  - ✓ Tipo de roca 2 Parte proximal de la barra anastomosada.
  - ✓ Tipo de roca 4 Parte distal de la barra anastomosada.
  - ✓ Tipo de roca 5 Depósitos de lago y llanura de inundación

**Figura 13. Ejemplo de río meandriforme**



Fuente. Imagen satelital del Río Arauca tomada de Google Earth

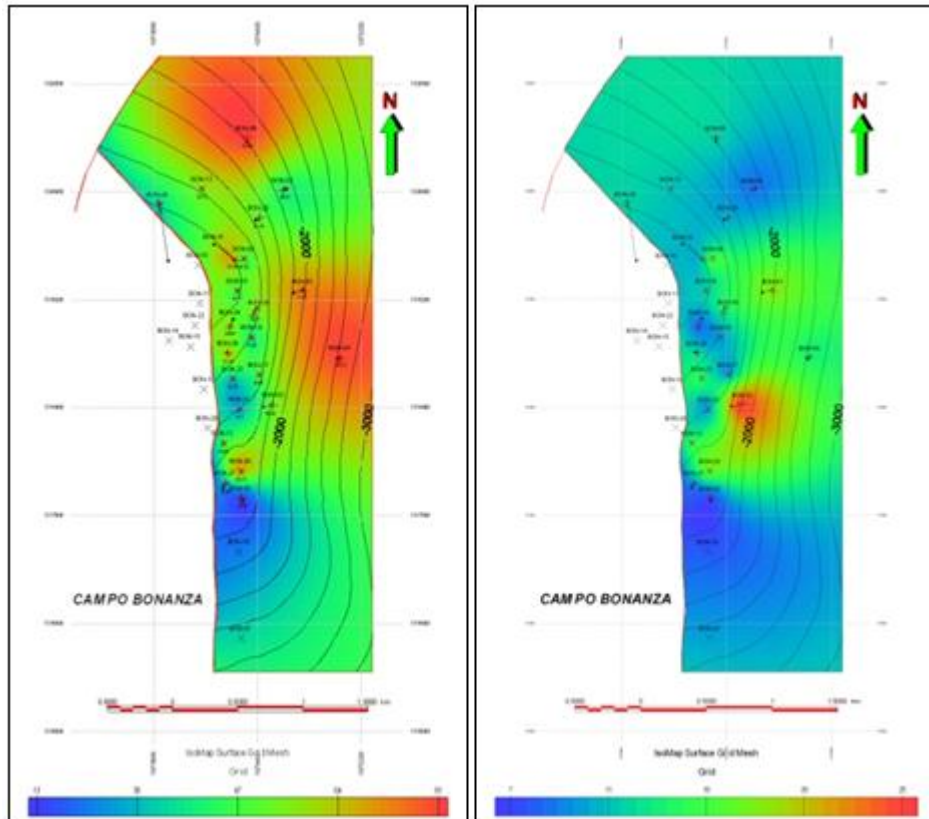
### **5.1.2.2 Revisión del modelo geológico**

Se adelantó análisis enfocado en la caracterización geológica de las unidades de flujo E1, E2, E3 y E4 de la Formación Esmeraldas y de las unidades de flujo M1, M2 y M3 de la Formación Mugrosa y se definieron zonas con potencial geológico.

Las tareas realizadas fueron:

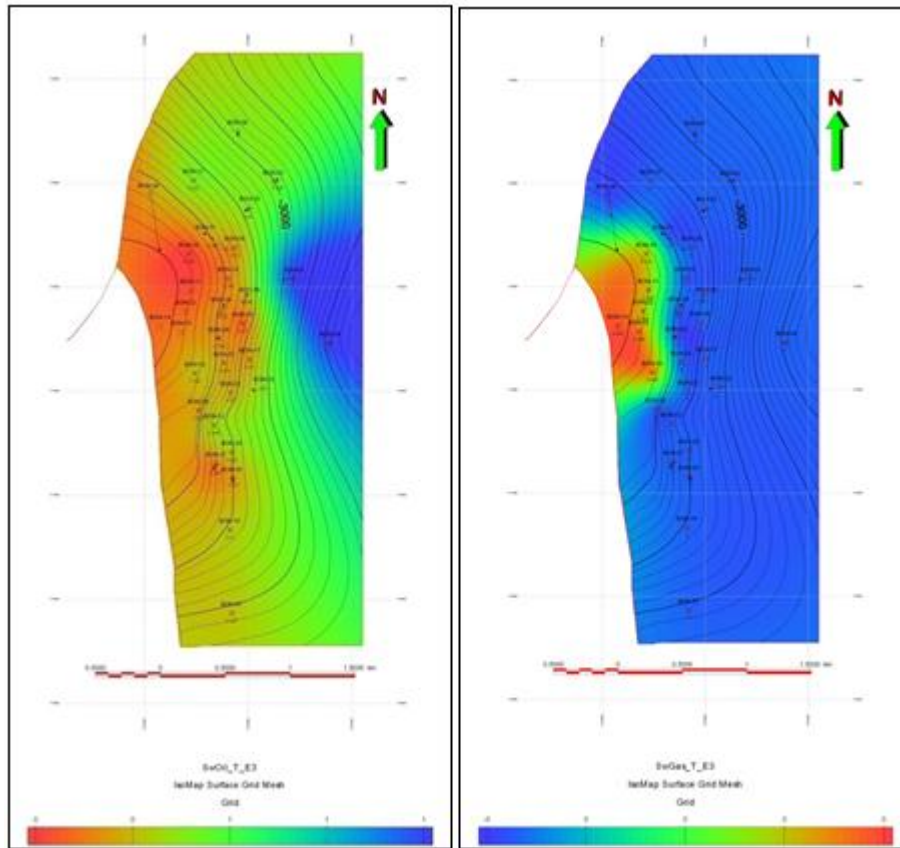
- Se evaluó la continuidad y conectividad de dichos geocuerpos asociados a depósitos de canal de este tipo de ambientes de depositación fluvial presentes en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Se integraron propiedades petrofísicas de dichos geocuerpos.
- Se generaron mapas de diferentes atributos como espesor de arena neta, espesor promedio de arena, porcentaje de arena, factor de calidad de zona (FCZ) y espesor neto de arena petrolífera.
- Se generaron mapas de isopropiedades.

Figura 14. Mapa de atributos calculados para arenas M3: arena neta y espesor promedio



Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

**Figura 15. Mapa de Isopropiedades arenas E3: Saturaciones Sw, So, Sg**



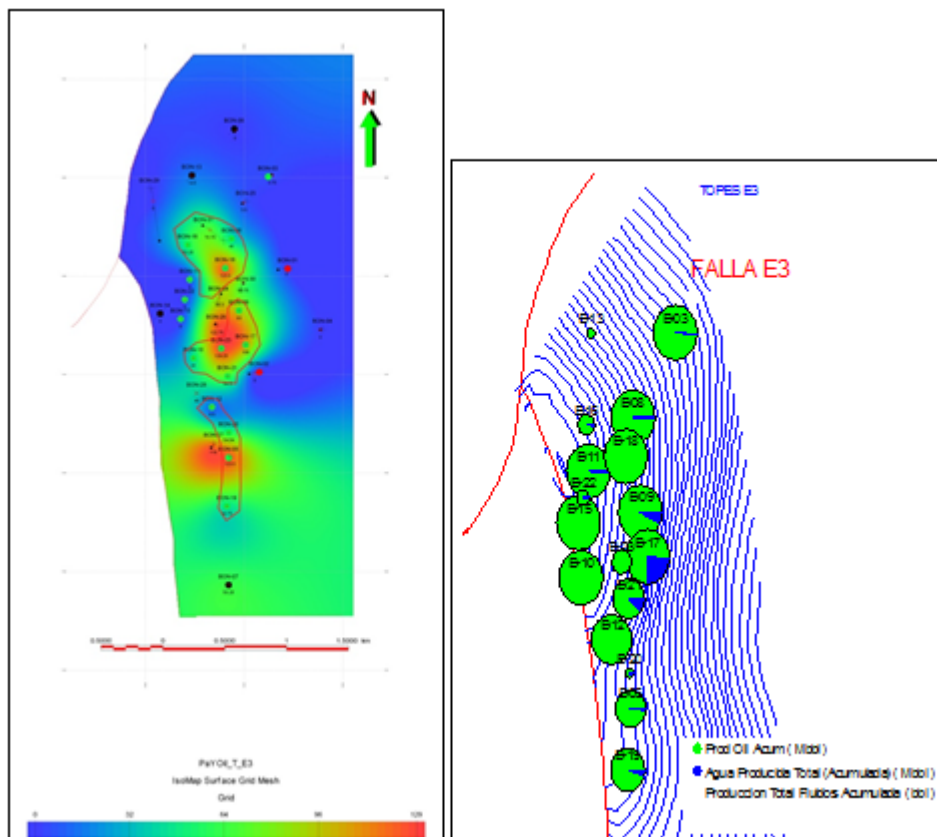
Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

Posteriormente, para definir las zonas del campo con potencial geológico para inyectar agua, se realizó cruce de información de carácter geológico como los mapas anteriormente descritos, correlaciones hechas para determinar continuidad e información de ingeniería como mapas de burbuja de producción acumulada de petróleo y agua y estados mecánicos de los pozos para cada una de las subunidades de flujo E1, E2, E3, E4 de la Formación Esmeraldas y M1, M2, y M3 de la Formación Mugrosa. Se realizaron Cross Sections con el fin de observar la

continuidad y conectividad de los geocuerpos asociados a depósitos de canal y determinar una dirección preferencial de éstas dentro del polígono del campo.

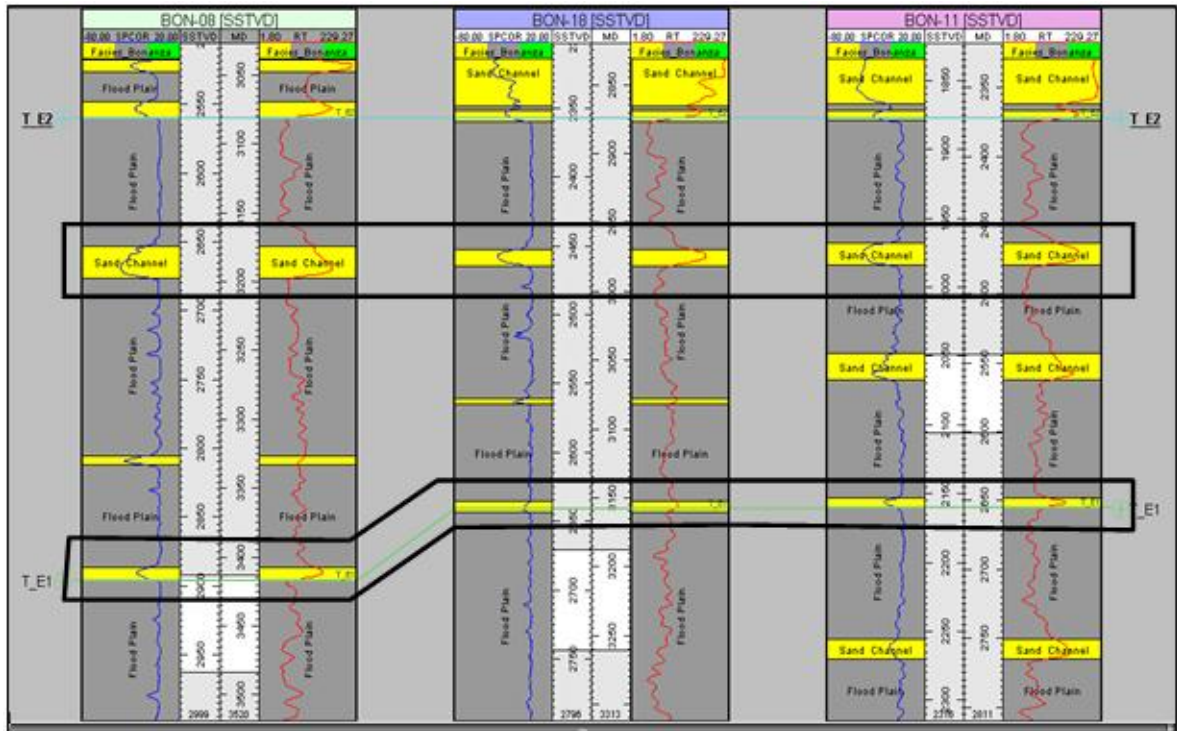
Finalmente, se encontraron como potenciales para inyectar agua 2 áreas de las arenas E2, 3 áreas de las arenas E3, 3 áreas de las arenas E4, 2 áreas de las arenas M1, 2 áreas de las arenas M2 y 3 áreas de las arenas M3.

**Figura 16. Áreas potenciales para E3 cruzando con información de producción (mapas de burbuja)**



Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

Figura 17. Cross Section entre los pozos Bonanza 8, 18 y 11 observando la correlación y continuidad de las arenas presentes en las arenas E2.



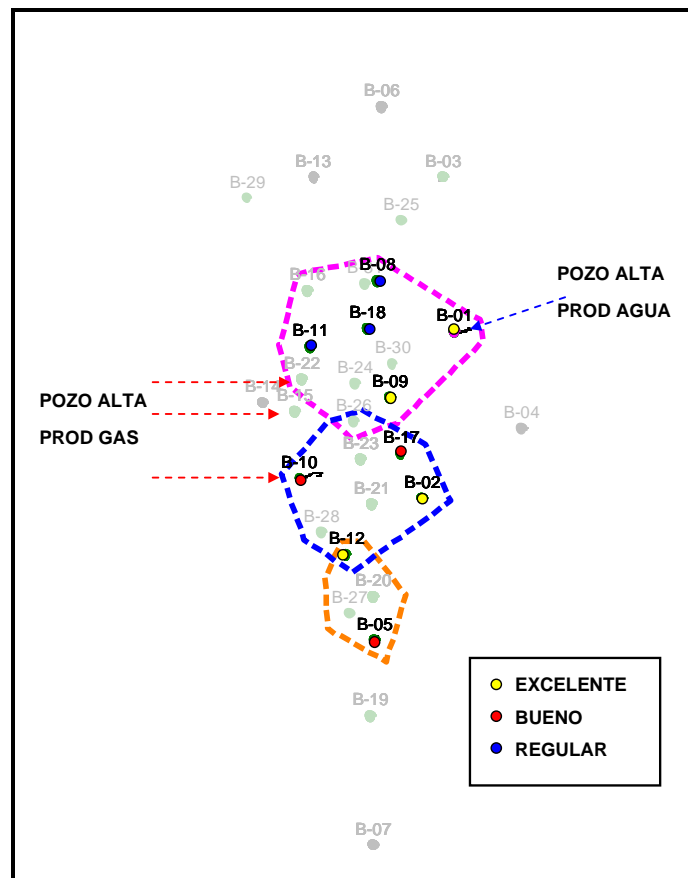
Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

### 5.1.2.3. Amarre con producción e ingeniería

A 2009, en Bonanza se habían perforado 31 pozos de los cuales 6 se encontraban abandonados y 25 activos. A dichos pozos se les ordenó por rangos de producción acumulada de fluidos por unidades de flujo, se mapearon y agruparon en áreas comunes.

La Figura 18 muestra que la máxima concentración de pozos que más han aportado petróleo en el campo se encuentra en la parte central. Estos pozos fueron agrupados en tres áreas comunes: la superior (color magenta), muestra los pozos clasificados en el orden regular (Bonanza 8, 11 y 18) y dos excelentes (Bonanza 1 y 9). El área central (color azul), con dos pozos excelentes (Bonanza 2 y 12), y dos pozos buenos (Bonanza 10 y 17); el área inferior (color naranja), con un pozo excelente (Bonanza 12), y un pozo bueno (Bonanza 5).

**Figura 18. Clasificación de pozos Campo Bonanza según producción acumulada**



Fuente. Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

De cada área del campo se seleccionaron pozos en las diferentes subunidades de flujo estudiadas. Se concluye luego de realizar los procesos anteriores que las arenas más factibles para la inyección de agua en Bonanza son las arenas E3 y M1, cuyas áreas involucradas son el área superior y el área central respectivamente.

#### **5.1.2.4. Predicción analítica**

Se realizó un estimado de reservas a recuperar por la implementación del proceso de recobro por inyección de agua en el Campo Bonanza mediante predicción analítica utilizando el software Sahara, el cual maneja en forma integrada la información requerida para entender los mecanismos físicos que gobiernan el comportamiento de los yacimientos, permitiendo la visualización, análisis y seguimiento de los mismos.

La predicción tuvo las siguientes actividades:

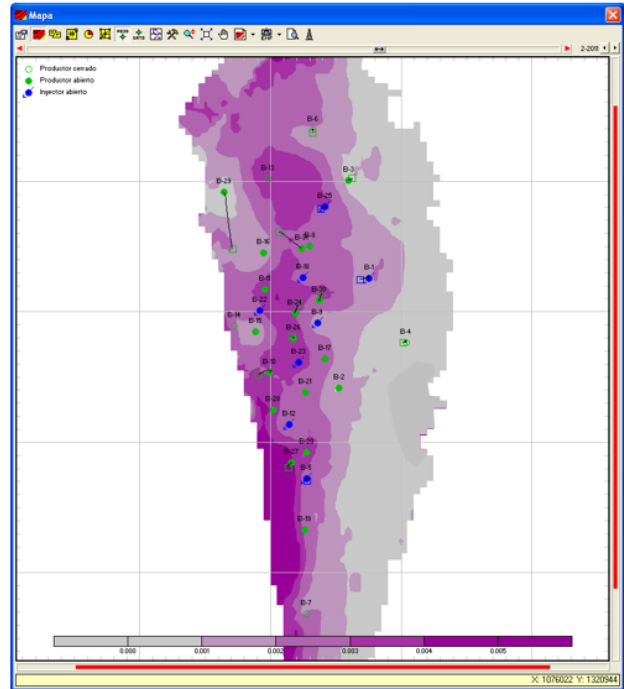
**Para recobro primario (distribución de producción por unidades de flujo y cálculo de reservas remanentes):**

- Se definieron 38 arenas de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, con 8 pozos inyectoros y 22 productores.
- Se partió de un modelo de ocho unidades de flujo: 4 en Mugrosa y 4 en Esmeraldas.

- Se refinó el modelo a 38 arenas petrolíferas. Se hizo control estructural mediante secciones cruzadas (Cross Sections) y se generaron mapas estructurales para las arenas de interés.
- Se cargó el modelo petrofísico que se tiene para el área, basado en los estudios básicos y especiales de corazones. Sahara tiene incorporado un módulo petrofísico que permite calcular e incorporar variables para la estimación de las propiedades petrofísicas.
- Se realizaron cálculos de promedios petrofísicos por arena: teniendo en cuenta las curvas petrofísicas, los topes y bases de las arenas de interés y los cut offs definidos, se estimaron los valores de arena neta, arena neta petrolífera, porosidad, saturación de agua y permeabilidad por pozo – arena.
- Se realizó mapeo de propiedades: Se generaron mapas de arena neta, arena neta petrolífera y porosidad para cada una de las arenas de interés (38)
- Se realizó cálculo de petróleo in situ en las arenas de interés.

**Figura 19. Cálculo petróleo in situ en las arenas de interés**

CAPA	Mbo	Vol Roca Útil (Kbbls)	Swi	Porosidad Efectiva	Boi	OOIP (KBbls)
M35	M3	33 742	58.0%	17.63%	1.1038	2 264
M34	M3	50 899	58.0%	16.23%	1.1038	3 144
M33	M3	56 654	58.0%	20.81%	1.1038	4 486
M32	M3	41 552	58.0%	19.49%	1.1038	3 081
M31	M3	78 481	58.0%	15.52%	1.1038	4 636
M28	M2	6 358	58.0%	16.99%	1.1038	411
M27	M2	7 941	58.0%	8.16%	1.1038	246
M26	M2	2 947	58.0%	19.01%	1.1038	213
M25	M2	47 575	58.0%	16.78%	1.1038	3 038
M24	M2	75 246	58.0%	15.64%	1.1038	4 477
M23	M2	21 325	58.0%	16.15%	1.1038	1 310
M22	M2	77 905	58.0%	13.17%	1.1038	3 903
M21	M2	32 584	58.0%	14.19%	1.1038	1 759
M18	M1	-	58.0%	0.00%	1.1038	-
M17	M1	13 863	58.0%	22.59%	1.1038	1 192
M16	M1	28 615	58.0%	15.71%	1.1038	1 710
M15	M1	47 529	58.0%	12.97%	1.1038	2 346
M14	M1	6 244	58.0%	23.22%	1.1038	552
M13	M1	95 867	58.0%	16.11%	1.1038	5 878
M12	M1	124 432	58.0%	17.43%	1.1038	8 253
M11	M1	110 834	58.0%	17.69%	1.1038	7 461
E42	E4	4 207	44.0%	22.60%	1.0900	488
E41	E4	210 377	44.0%	16.25%	1.0900	17 565
E38	E3	82 400	44.0%	22.45%	1.0900	9 506
E37	E3	61 182	44.0%	20.20%	1.0900	6 350
E36	E3	125 431	44.0%	18.28%	1.0900	11 782
E35	E3	59 910	44.0%	17.41%	1.0900	5 358
E34	E3	119 999	44.0%	21.20%	1.0900	13 069
E33	E3	6 256	44.0%	13.51%	1.0900	434
E32	E3	12 824	44.0%	17.73%	1.0900	1 168
E31	E3	170 793	44.0%	20.32%	1.0900	17 829
E28	E2	4 782	44.0%	23.24%	1.0900	571
E27	E2	27 018	44.0%	17.88%	1.0900	2 481
E26	E2	48 516	44.0%	21.30%	1.0900	5 310
E25	E2	84 480	44.0%	19.77%	1.0900	8 582
E21	E2	71 614	44.0%	14.21%	1.0900	5 227
E12	E1	135 334	44.0%	13.72%	1.0900	9 542
E11	E1	62 120	44.0%	21.76%	1.0900	6 946
						<b>182 568</b>

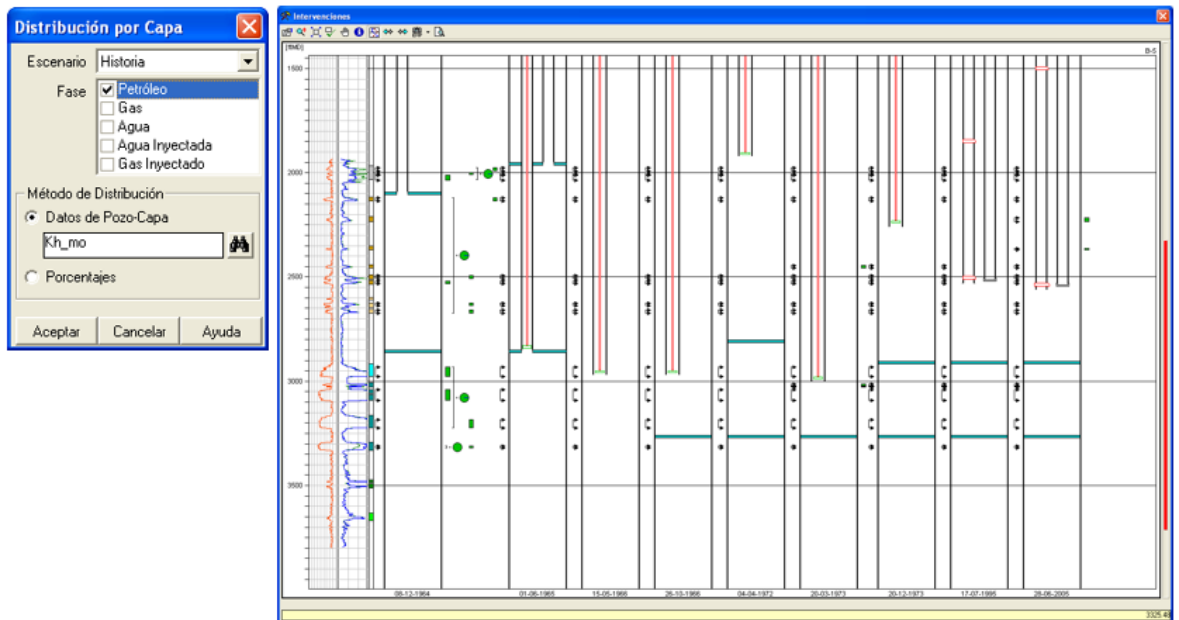


**Sumatoria OOIP todas las arenas (38)**

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Análisis de factibilidad de inyección de agua Campo Bonanza

- Se realizó distribución de producción acumulada por arenas de interés: Sahara permite hacer distribución de producción por Kh teniendo en cuenta las aperturas y cierres de las arenas productoras. Para ello se reconstruyó la historia de cada pozo incorporando eventos de cañoneos, cementaciones, aislamientos, arenamientos, etc.

**Figura 20. Distribución de producción por unidades de flujo**

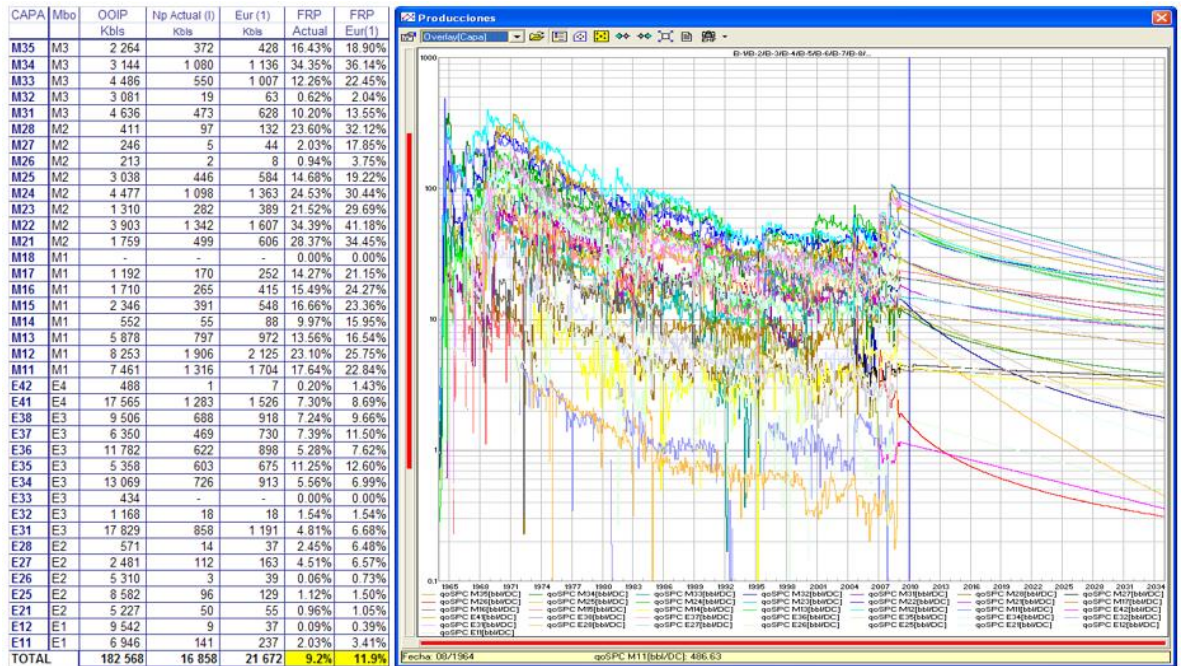


**Histórico de intervenciones B-5**

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Análisis de factibilidad de inyección de agua Campo Bonanza

- Se realizó control de la distribución de producción con radios de drenaje: una vez realizada la distribución por arena, se puede visualizar en cada una de ellas los radios de drenajes correspondientes a su producción acumulada o pronosticada para observar concordancia entre el OOIP y el NP o EUR.
- Se realizó cálculo de reservas primarias por pozo: el EUR de los 31 pozos de Bonanza fue de 22.7 MMBO, para unas reservas de 5.5 MMBO.
- Se realizó cálculo de  $N_p$  y reservas de primaria por arena: el EUR en recobro primario en las arenas de interés para inyectar agua fue de 21.7 MMBO.

Figura 21. Cálculo de Np y reservas de primaria por unidades de flujo



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Análisis de factibilidad de inyección de agua Campo Bonanza

**Para recobro secundario (cálculo de reservas a incorporar por inyección de agua):**

- Se definieron los pozos que serán convertidos a inyectores buscando barrer de la mejor forma el petróleo In Situ. Sahara genera el mallado automático utilizando un radio de búsqueda y criterios geométricos definidos por el usuario.
- Con base en los mapas de espesor permeable y de porosidad se calculó el volumen poroso de cada elemento: Arena – Inyector - Productor.
- Se calculó el petróleo móvil remanente contactable.

- Se estimaron pronósticos de inyección por pozo candidato a convertir, teniendo en cuenta gradiente de fractura, profundidad de cada arena, espesor de cada arena, presión disponible de inyección, pruebas de Fall Off, pruebas de inyectividad, viscosidad del petróleo a desplazar, viscosidad del agua inyectada, permeabilidades relativas y Pwf esperada en productores.

Figura 22. Pronóstico de inyección por pozo

	B-1	B-5	B-9	B-12	B-18	B-22	B-23	B
Capa	358.8	841.6	1180.9	871.2	1413.1	717.9	1302.0	10
R1								
M35	29.2				33.0			
M34	42.1						70.4	
M33	41.4		109.5		125.5		48.5	
M32			41.5				42.3	
M31			47.6		72.0		84.2	
M28		17.6						
M27								
M26								
M25	19.8	15.2	52.5		150.4		74.3	
M24	13.6		92.8	49.1	118.0	43.9	84.4	
M23		30.6					59.0	
M22		62.8	26.9	67.1	66.9		59.8	
M21		45.3		36.4			48.0	

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Análisis de factibilidad de inyección de agua Campo Bonanza

- Se realizaron cálculos de tiempo de llenado por unidad de flujo teniendo en cuenta la saturación de gas al inicio de la inyección de agua. Lo que se busca es retardar el efecto de la inyección hasta llenar el espacio ocupado por el gas.

- Finalmente se obtuvieron datos de reservas a incorporar en recobro secundario por unidades de flujo, por inyectores y por pozos productores de los patrones.

**Figura 23. Reservas a incorporar por recobro secundario**

Capas		Inyectores		Productores	
Capa	Np [MMbbl]	Pozo	Np [MMbbl]	Pozo	Np [MMbbl]
E41	1.074	B-18	1.718	B-24	0.980
E31	0.719	B-23	1.334	B-26	0.977
E38	0.627	B-22	1.089	B-31	0.769
E37	0.567	B-12	0.778	B-11	0.705
E36	0.547	B-9	0.777	B-8	0.547
E34	0.547	B-25	0.763	B-27	0.521
E35	0.461	B-5	0.615	B-30	0.494
M13	0.290	B-1	0.108	B-21	0.415
M11	0.237	Total	7.182	B-28	0.369
E12	0.224			B-19	0.308
M25	0.207			B-10	0.292
M12	0.205			B-15	0.285
E25	0.164			B-20	0.217
M24	0.163			B-17	0.103
M31	0.161			B-3	0.089
E27	0.145			B-16	0.063
M33	0.119			B-2	0.049
E21	0.116			Total	7.182
E11	0.077				
M15	0.075				
E26	0.074				
M32	0.064				
M22	0.063				
M16	0.061				
M17	0.051				
M21	0.045				
M35	0.031				
M34	0.031				
M23	0.027				
E28	0.009				
M28	0.004				
Total	7.182				

Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Análisis de factibilidad de inyección de agua Campo Bonanza

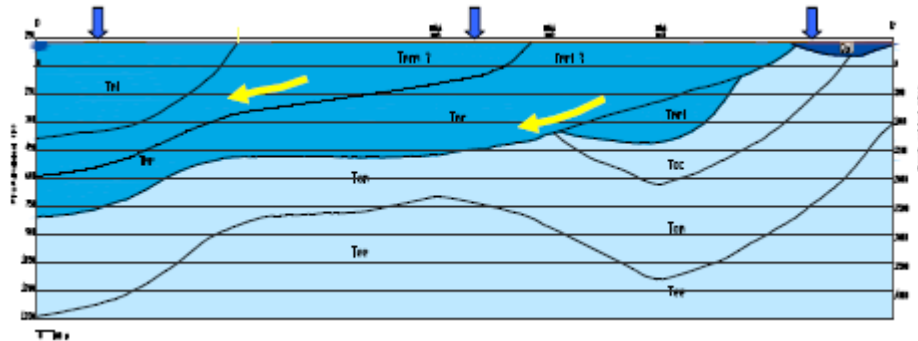
### **5.1.3 ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO**

Ecopetrol S.A. contrató los servicios de la compañía SIAM S.A. con el fin de llevar a cabo el estudio hidrogeológico del Campo Bonanza para definir áreas promisorias para la explotación de aguas subterráneas, estimar caudales máximos de aprovechamiento, tiempos de bombeo y abatimientos máximos, realizar inventario de puntos de agua en el área, entre otros.

El estudio se realizó en varias fases tales como compilación y análisis de información, obtención en campo de datos hidrogeológicos, geofísicos e hidroquímicos. Con base en el análisis e integración de dicha información, se diseñó e implementó un modelo de simulación numérica del flujo de aguas subterráneas de la zona.

El estudio entregó propuestas de 3 coordenadas de pozos abastecedores de agua a perforar en el área, así como también recomendaciones en cuanto a diseño de pozos, profundidades a perforar, tasas de bombeo recomendadas y tiempos de bombeo.

**Figura 24. Corte hidrogeológico Campo Bonanza Formación Real**



Fuente. Ecopetrol S.A. Gerencia de Yacimientos: Estudio hidrogeológico Campo Bonanza

#### **5.1.4 FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL**

Con el apoyo del ICP se realizó un diagnóstico inicial de la factibilidad de inyectar agua de captación fresca en el Campo Bonanza mediante la evaluación de interacciones fluido-fluido y roca-fluido. Inicialmente se realizó el levantamiento del perfil fisicoquímico del agua de la formación receptora y el de las fuentes de inyección con el fin de determinar la compatibilidad experimental y simulada entre el agua de captación y producción con el agua de formación de Bonanza, predecir la compatibilidad del agua de inyección con los minerales arcillosos de la formación y realizar pruebas en corazones para determinar sensibilidad de la formación receptora y la tasa crítica de inyección. Para este ejercicio, se tomaron muestras de agua de formación del pozo Bonanza-1 (único pozo con un corte de agua suficiente para obtener muestra sólo para análisis fisicoquímico, no se obtuvo para compatibilidad experimental), muestras de agua de producción de la estación Bonanza y muestras de agua de captación de los pozos PW1 y PW2.

Adicionalmente se utilizaron corazones del pozo Bonanza 25 en la Formación Esmeraldas.

Las conclusiones de la caracterización de aguas fueron las siguientes:

- El agua de formación del pozo Bonanza 1, Formación Esmeraldas, es de carácter salobre, 2700 ppm de cloruros y presenta carácter incrustante, principalmente por carbonato de calcio.
- El agua de captación de los pozos PW1 y PW2 del Campo Provincia corresponde a agua dulce, 100 ppm de cloruros y presenta tendencia corrosiva. Se considera de buena calidad ya que cumple recomendaciones de la norma NACE (The National Association of Corrosion Engineers – la más grande asociación mundial dedicada al estudio de la corrosión).
- El agua de producción de la Estación Bonanza tiene una salinidad de 7600 ppm de cloruros y una tendencia incrustante.

Las conclusiones de las pruebas de compatibilidad fluido-fluido fueron las siguientes:

- Agua de formación del pozo Bonanza 1 Vs PW1 y PW2: son compatibles.
- Agua de formación del pozo Bonanza 1 Vs Agua de producción de la Estación Bonanza: levemente incompatibles, lo cual puede remediarse con tratamiento químico para incrustaciones.
- Agua de producción Estación Bonanza Vs PW1 y PW2: son compatibles.

- Agua de formación del pozo Bonanza 1 Vs Mezcla de Agua producida + PW1 (50:50): levemente incompatibles.

Como conclusión de las pruebas de compatibilidad roca-fluido se encontró que son levemente incompatibles, para lo cual se recomendó realizar en los pozos inyectoros un tratamiento con salmuera de cloruro de calcio.

En cuanto a la sensibilidad de la formación al agua de captación, los análisis indicaron que en casos extremos se presentaría una pérdida de permeabilidad en las unidades de flujo máximo del 20%. Se recomendó realizar en los pozos inyectoros un tratamiento con salmuera de cloruro de calcio para reducir o evitar dicha pérdida.

## **5.2 PERFORACIÓN 7 POZOS PRODUCTORES Y 1 POZO INYECTOR DE AGUA**

La última campaña de perforación en el área ocurrió entre los 2006 y 2007. En la misma se perforaron los pozos Bonanza 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30 y 31, los cuales aportaron inicialmente 520 BOPD y desarrollaron reservas del orden de 2.5 MMBO de petróleo de las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa.

Entre el 11 de Enero y el 16 de Abril de 2011 la empresa Tuscany International Drilling Inc. desarrolló para Ecopetrol S.A. las actividades de perforación de 8

pozos (7 productores de petróleo y 1 inyector de agua) correspondientes al Proyecto ON (Oportunidad de Negocio) Recuperación Secundaria Bonanza, como parte de la adecuación de los 8 patrones de inyección considerados en la implementación del recobro secundario en el campo.

El objetivo de dichos pozos fueron las Formaciones Esmeraldas y Mugrosa y buscaban la incorporación de 1.9 MMBO de reservas probadas no desarrolladas.

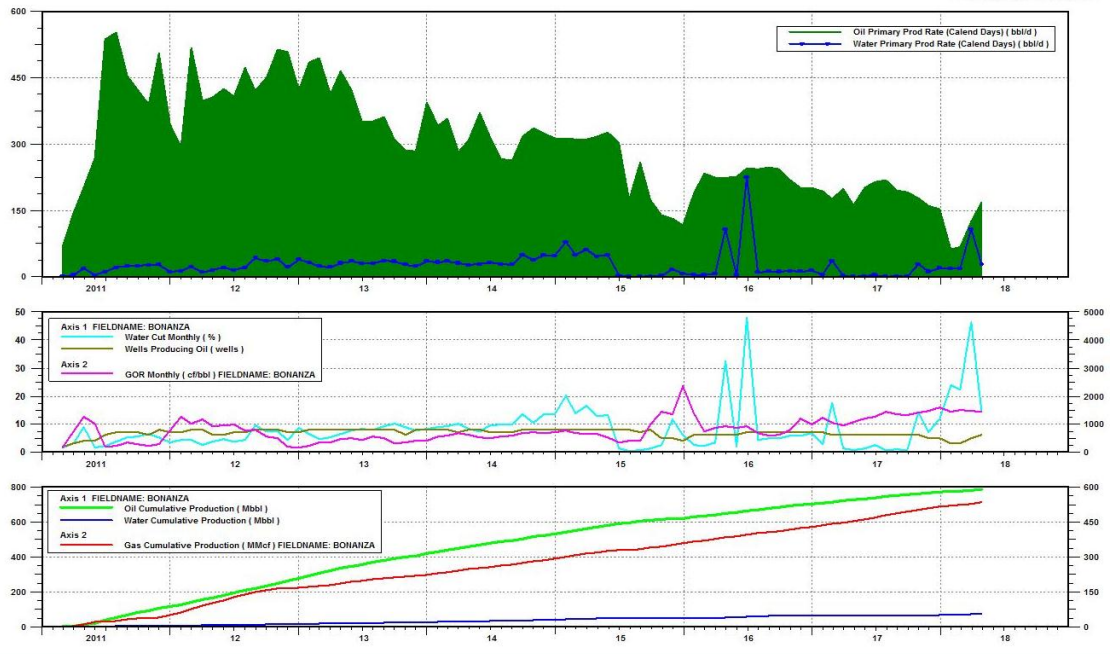
La profundidad promedio de cada pozo fue de 4000 pies y el costo promedio de perforación por pozo fue de 2.4 millones de dólares (1.7 perforación, 0.35 completamiento, 0.35 facilidades).

El conjunto de registros eléctricos adquiridos desde fondo de pozo hasta superficie fueron SP, GR, Caliper, Resistivo Inducción y Long Spacing Sonic Log. En las formaciones de interés se tomaron Neutrón, Densidad y DRHO, Microresistivos: Microinverso y Micronormal y MDT. En algunos pozos se tomaron registros VSP (Vertical Seismic Profile - Perfil Sísmico Vertical).

Los pozos fueron cañoneados con alta densidad de disparos y baja penetración. Los 7 pozos productores fueron puestos en producción con sistema de levantamiento artificial tipo PCP (Progressive Cavity Pump – Bombeo de Cavidades Progresivas), con capacidad de bombeo de 1.0 barriles por día de fluido por revolución. El pozo inyector fue puesto temporalmente a producir en

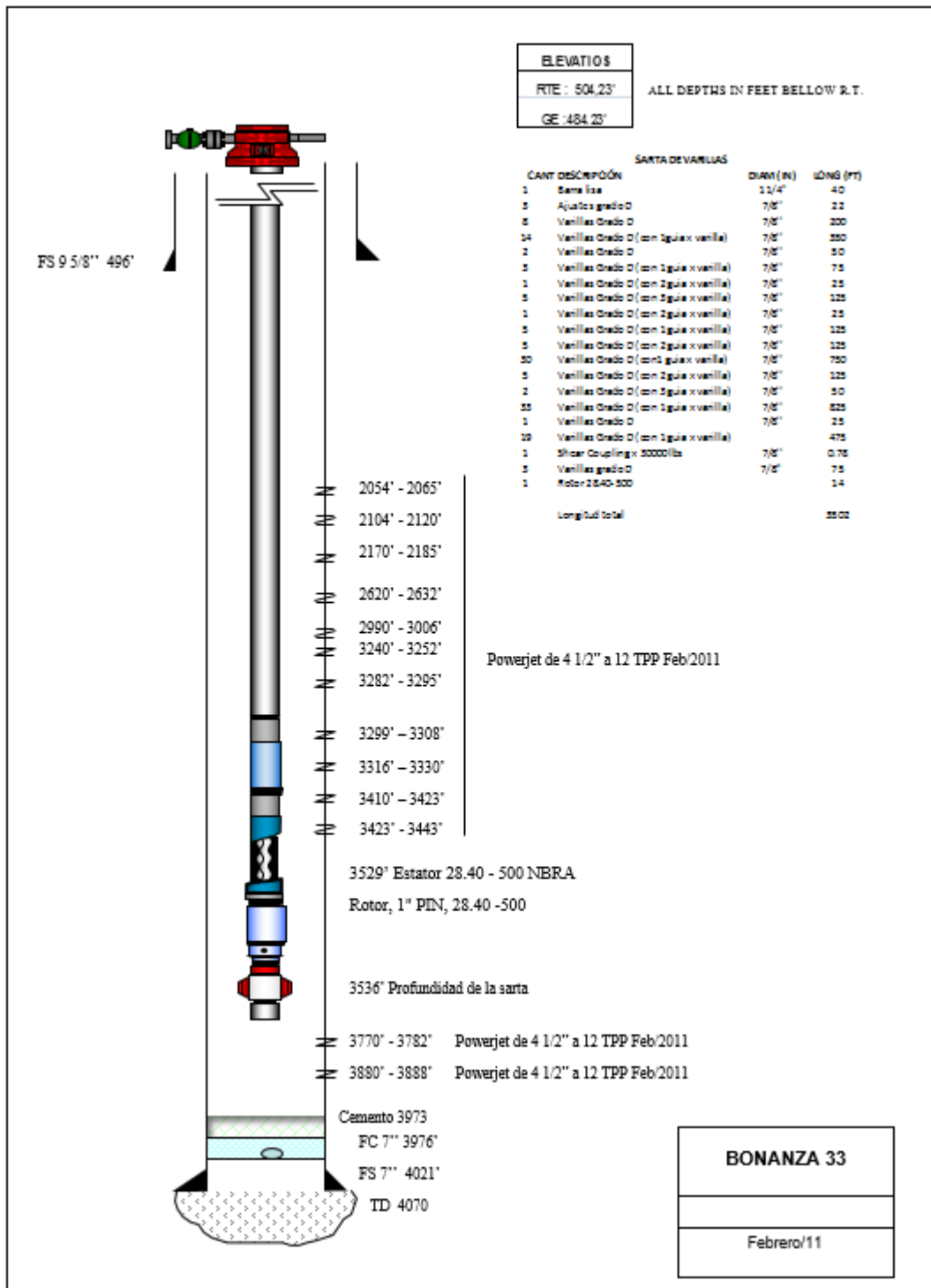
bombeo mecánico mientras se realizaban montajes asociados a la red de inyección de agua del campo. El pico de producción alcanzada por esta campaña fue de 550 BOPD.

**Figura 25. Curva de producción campaña de perforación 2011**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A. Información OFM

Figura 26. Estado mecánico pozo Bonanza 33



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

### **5.3 PERFORACIÓN 2 POZOS ABASTECEDORES DE AGUA**

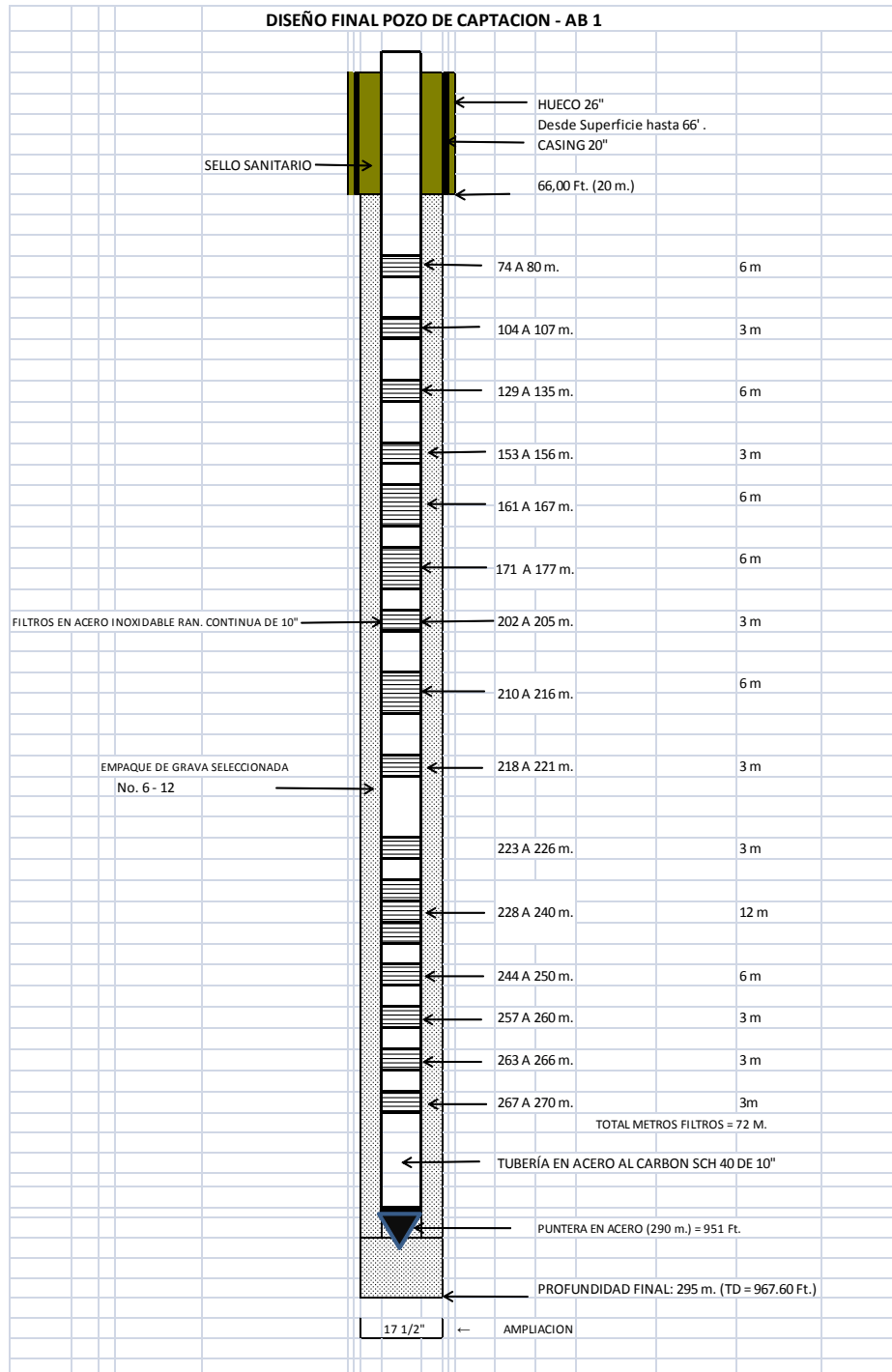
Para proveer al proyecto de recobro por inyección de agua del Campo Bonanza, se requería un volumen de 10000 BWPD, que según las estimaciones iniciales se podrían obtener mediante la perforación de 2 pozos abastecedores. Para determinar la mejor localización de los pozos abastecedores se adelantó durante el año 2009 un estudio de hidrogeología con la firma SIAM S.A., que permitió determinar a la Formación Real en la zona norte del campo como la más probable abastecedora de agua subterránea para el proyecto. A la fecha, en el Campo Bonanza nunca se habían perforado pozos abastecedores de agua. Del estudio se seleccionaron 2 coordenadas: ABA 1 en la locación del pozo Bonanza 1 y ABA 4 en la locación del pozo Bonanza 13. Cada pozo tenía como objetivo producir del orden de 5000 BWPD, para suplir las necesidades iniciales de agua del proyecto.

Entre el 1 de Septiembre de 2010 y 1 de Marzo de 2011 la empresa Llanopozos S.A. desarrolló para las actividades de perforación de 2 pozos abastecedores correspondientes al Proyecto ON Recuperación Secundaria Bonanza.

La profundidad promedio de cada pozo fue de 1200 pies y el costo promedio de perforación por pozo fue de 1.1 millones de dólares (0.2 perforación, 0.7 completamiento, 0.2 facilidades).

El conjunto de registros eléctricos adquiridos desde fondo de pozo hasta superficie fueron SP, GR, Resistivo Inducción a 10, 20, 30, 60 y 90 Pulgadas.

Figura 27. Estado mecánico pozo abastecedor ABA 1



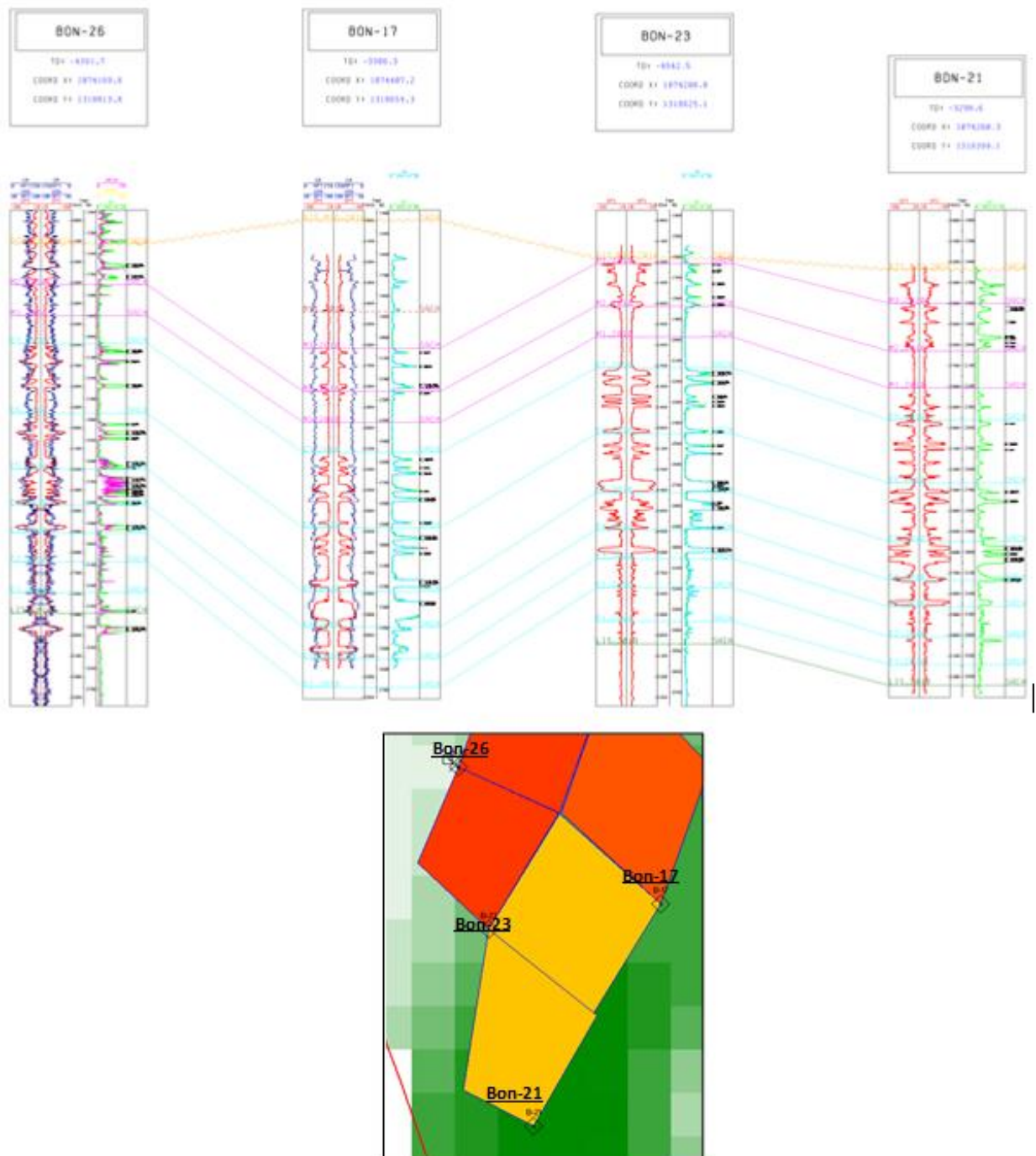
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

El diseño final de los pozos fue el siguiente: perforación en hueco de 26-1/4 pulgadas hasta 66 pies, revestido con casing de 20 pulgadas y cementado como sello sanitario. Perforación en 17-1/2 pulgadas hasta 1000 pies, revestido con casing de 10 pulgadas, empaquetado con grava, con filtros en acero inoxidable de ranura continua de 10 pulgadas frente a intervalos de interés. Fueron puestos en producción con bombeo electrosumergible para realizarles prueba de abatimiento y ascenso de presión. De la prueba de abatimiento se concluyó que la producción de agua de los 2 pozos no alcanzaba a cubrir las expectativas de 10000 BWPD y tan solo aportaron del orden de 4500 BWPD.

#### **5.4 CONVERSIÓN 7 POZOS PRODUCTORES A INYECTORES DE AGUA**

Con el fin de completar los 8 patrones irregulares de inyección propuestos para el campo, se planteó la conversión a inyectores de 7 pozos productores en las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas, distribuidos a lo largo del campo. Dichos pozos, junto con el inyector perforado, entraron a completar los arreglos de los que fueron parte los 7 pozos productores perforados y 15 pozos productores activos a esa fecha. La Figura 28 muestra un ejemplo de los patrones propuestos en el proyecto. Teniendo en cuenta que los perfiles estimados de producción para el recobro secundario del campo están asociados a 10000 BWPD de inyección, cada pozo tiene un pronóstico de inyección de 1250 BWPD.

Figura 28. Patrón de inyección pozo Bonanza 23 (inyector)



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Esta parte del proyecto, se dividió en dos:

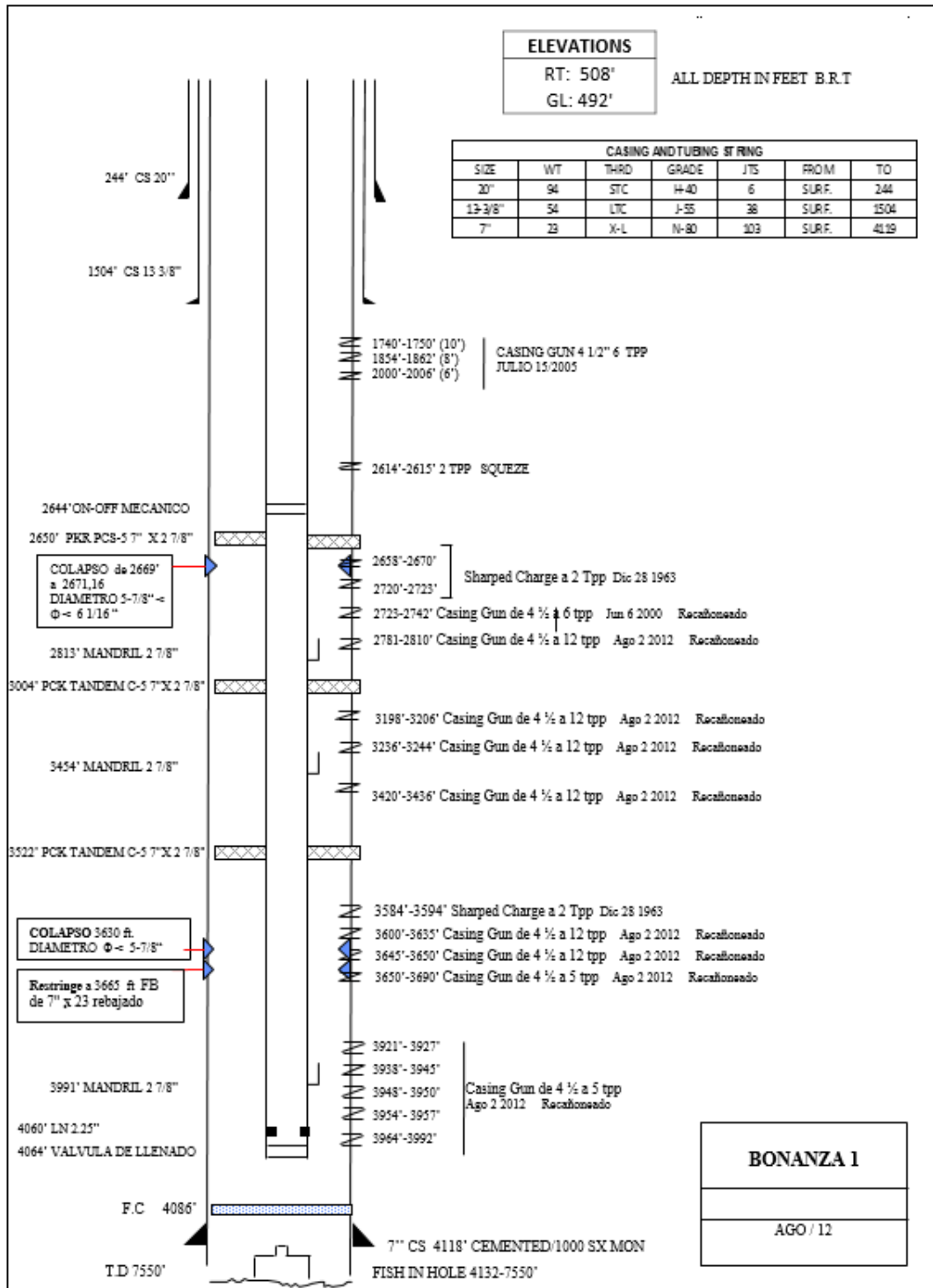
- Una inicial llamada “Inyección temprana”, que tenía como alcance la puesta en producción del abastecedor de agua ABA 1, la conversión a inyector del pozo Bonanza 1 y su respectivo conexionado. Ésta finalizó en Diciembre de 2011. Esta inyección temprana estableció un hito en técnicas de recobro en Colombia, ya por primera vez que Ecopetrol S.A. realizó montajes de inyección de agua directamente desde un pozo abastecedor de agua a un inyector mediante el uso de una bomba electrosumergible de alta presión en cabeza.
- La segunda parte consistió en la puesta en producción del pozo abastecedor de agua ABA 4 y la conversión de los restantes pozos a inyectores (pozos Bonanza 5, 12, 18, 22, 23 y 25) y su conexionado a la red de inyección del campo. Las conversiones finalizaron en Mayo de 2012 y el conexionado con la red de inyección en Mayo de 2013. Los pozos Bonanza 18 y 25 aún tienen pendiente su conversión a inyectores.

Los pozos fueron completados con sartas selectivas de inyección de agua, con válvulas reguladoras de flujo, para controlar tasas de inyección en determinadas unidades de flujo independiente de la presión de inyección, espesor, daño o permeabilidad, con el fin de tener mejores caudales de inyección, mejorar eficiencia de barrido vertical y prevenir canalizaciones en las unidades de flujo con mayor permeabilidad.

En las intervenciones de conversiones a inyector de agua de cada pozo, se calibraron y probaron los revestimientos, en algunos pozos se molieron tapones para habilitar nuevas zonas a inyección, se corrigieron algunos colapsos encontrados, se adquirió información de integridad (registros de calidad de cemento y revestimiento), se aprovechó para cañonear con alta densidad de disparos nuevas arenas a contactar, para recañonear las ya abiertas y se realizaron pruebas de inyectividad para diseño de sartas selectivas de inyección de agua.

En promedio cada pozo inyector quedó con 3 empaques selectivos. Los trabajos tuvieron un costo promedio por pozo de 0.9 millones de dólares.

Figura 29. Estado mecánico pozo inyector Bonanza 1

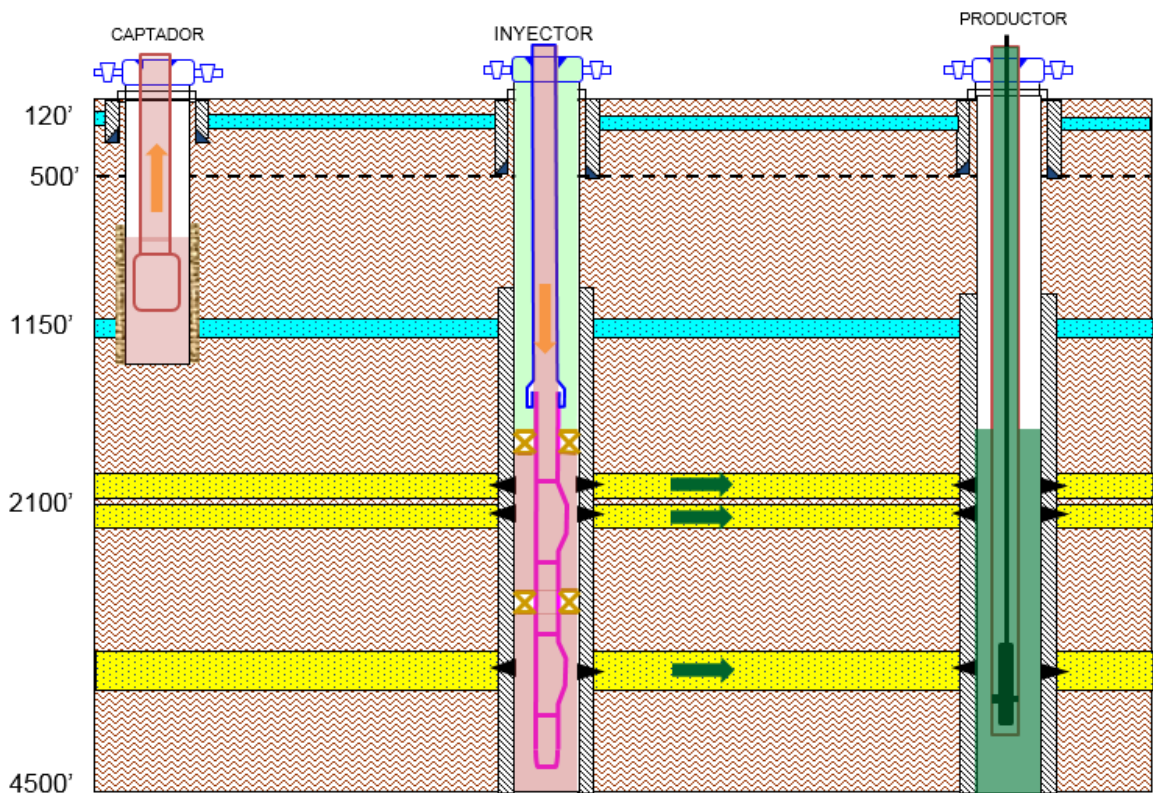


Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

## 5.5 MONTAJE DE RED DE INYECCIÓN DE AGUA

Con el fin de conectar los pozos abastecedores de agua con los inyectores, se realizó diseño y montaje de la red de inyección de agua del campo. Los pozos abastecedores fueron diseñados con bombas de subsuelo electrosumergibles cuya presiones de descarga generaron la presión requerida para llevar el agua directamente hacia los 8 pozos inyectores. La Figura 30 muestra un esquema general del sistema de pozos captadores, inyectores y productores del Campo Bonanza.

Figura 30. Esquema Captador - Inyector - Productor Campo Bonanza

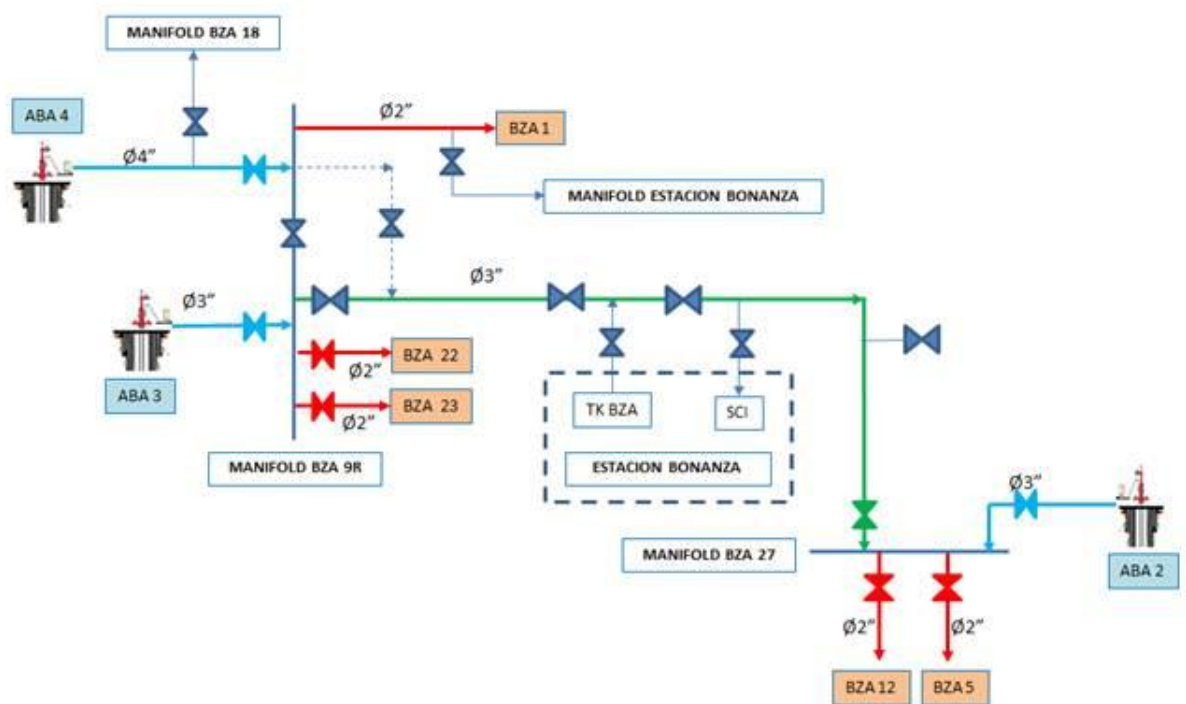


Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Se definió esquema de la red de inyección de agua requerida para la Fase I del proyecto según pronósticos (10000 BWPD), se realizaron cálculos hidráulicos asociados a la misma y se establecieron trazado y diámetros de las líneas componentes del mismo, con la presión de inyección requerida según estimados de diseño del proyecto (1200 psi en cabeza de pozo inyector).

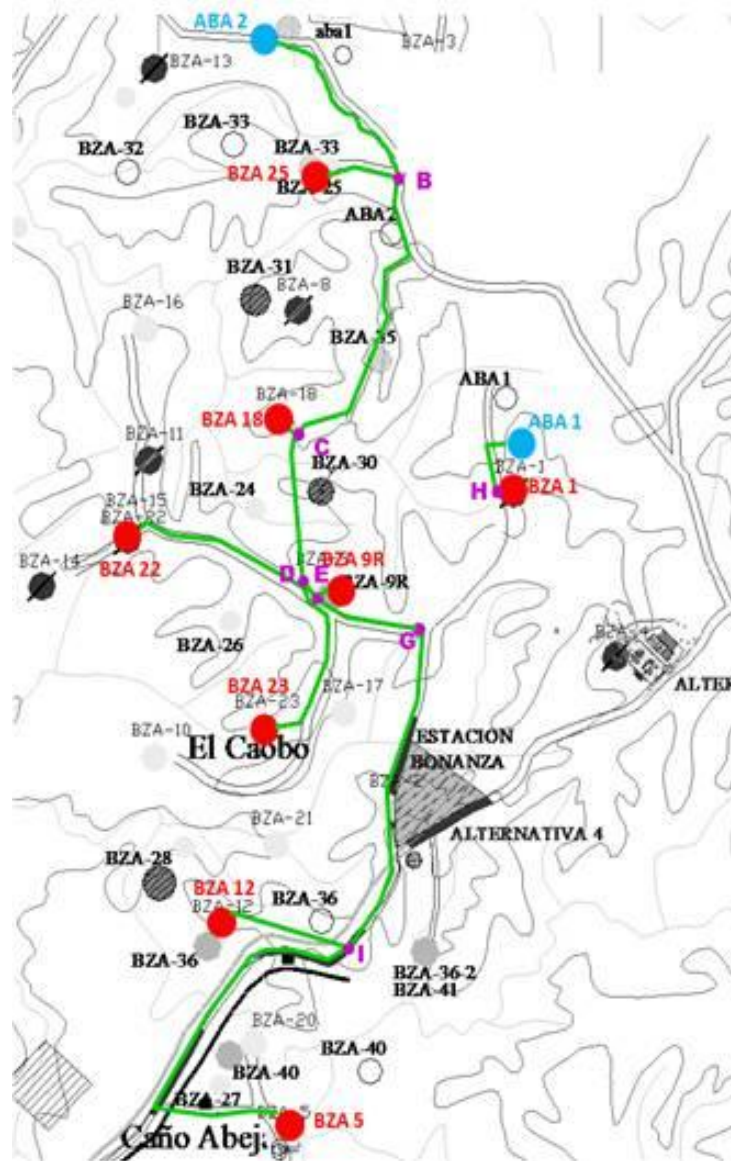
La Figura 31 muestra el esquema de la red de inyección de agua a lo largo de todo el campo.

**Figura 31. Esquema red de inyección de agua Bonanza**



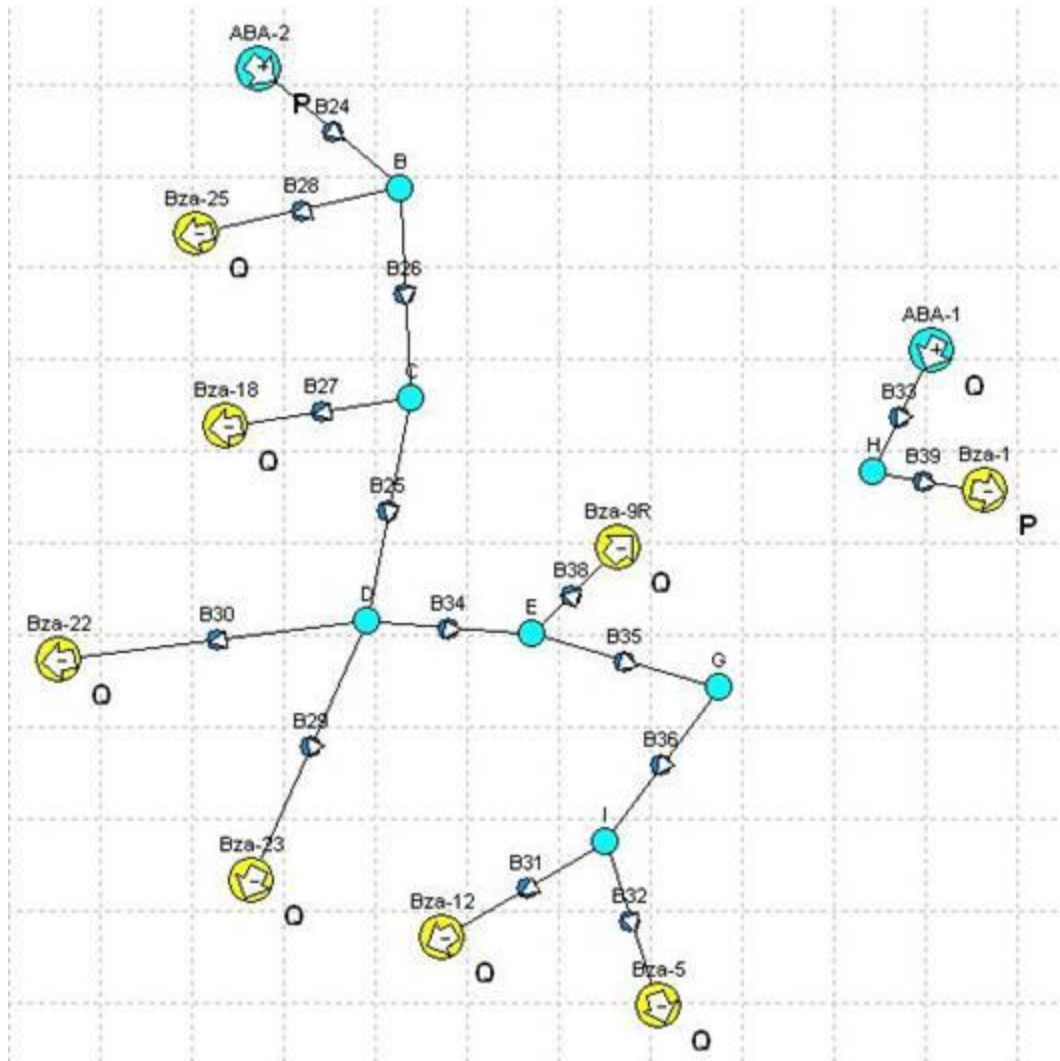
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Figura 32. Referencia geográfica red de inyección de agua Bonanza



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Figura 33. Diagrama esquemático red de inyección de agua Bonanza



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Según Figuras 32 y 33, el pozo abastecedor de agua ABA 2 se conectó a la red de inyección en el punto 'B', mientras que el pozo abastecedor ABA 1 suministró agua exclusivamente al pozo Bonanza 1 en el punto 'H'. Se consideró un caudal de agua de inyección de 1250 BWPD en cada pozo, para un total del 10000

BWPD (suministrado conjuntamente por los pozos ABA-2 y ABA-1), en un rango de presión en cabeza de pozo entre 1150 y 1250 psi. Adicionalmente se conectó el pozo ABA 1 con el punto más cercano de la red (tramo H-G).

De acuerdo con el esquema de inyección presentado en las Figuras 32 y 33, se realizó la evaluación hidráulica del sistema para determinar el diámetro de cada uno de los tramos de tubería con las siguientes premisas:

- Inyección con sarta selectiva en cada pozo inyector, es decir, cada pozo contó con sistemas de regulación de caudal en fondo.
- En el nodo D la red se habilitaron facilidades para inyección futura de agua de producción asociada al recobro secundario.
- Se estableció un rango de tolerancia en la presión de inyección en cabeza de pozo de +/- 50 psi.

Los resultados de la evaluación hidráulica del sistema se resumen en la Tabla 4.

Los valores resaltados en azul indican la presión requerida en cabeza de cada pozo abastecedor (ABA 1 y ABA 2) para llegar a todos los pozos inyectores en un rango de presión de 1200 psi +/- 50 psi (valores resaltados en verde).

**Tabla 4. Resultados evaluación hidráulica red de inyección Campo Bonanza**

Tramo		Longitud m	Diámetro in	Presión [psig]		Velocidad promedio ft/s	ΔP psi/100ft
Inicia	Fin			Inicio	Fin		
ABA 1	A	17	3	1250	1250	5	0,00
A	B	228	3	1250	1229	5	2,76
B	BZA 25	172	2	1229	1228	4	0,18
B	C	803	3	1229	1241	3,2	-0,46
C	BZA 18	21	2	1241	1240	4	1,47
C	D	396	3	1241	1243	1,4	-0,15
D	BZA 22	504	2	1243	1222	4	1,27
D	BZA 23	381	2	1243	1232	4	0,88
D	E	43	3	1243	1242	2,1	0,71
ABA 2	H	38	3	1250	1248	9,2	1,36
H	BZA 1	30	2	1248	1245	4	3,05
H	G	507	3	1248	1251	7,4	-0,18
G	E	262	3	1251	1242	3,9	1,05
E	BZA 9R	123	2	1242	1237	4	1,24
G	I	925	3	1251	1235	3,5	0,53
I	BZA 12	122	2	1235	1244	4	-2,25
I	BZA 5	616	2	1235	1234	4	0,05

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Cada pozo abastecedor cuenta con los siguientes sistemas:

- Filtros tipo cartucho
- Sistema de medición de caudal
- Indicador de presión en cabeza
- Facilidad para toma de muestra

Cada pozo inyector cuenta con las siguientes facilidades:

- Válvula de bloqueo de suministro de agua de inyección
- Sistema de medición de caudal
- Indicador de presión en cabeza

- Facilidad para toma de muestra

En el nodo G se instaló una válvula de bloqueo para aislar el suministro de agua de inyección desde este punto hasta el pozo Bonanza 5 y cuenta con las siguientes facilidades:

- Válvula de bloqueo de suministro de agua de inyección
- Facilidades para la instalación de indicador de presión antes y después de la válvula

## **5.6 CAMBIO DE 8 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL GAS LIFT A PCP**

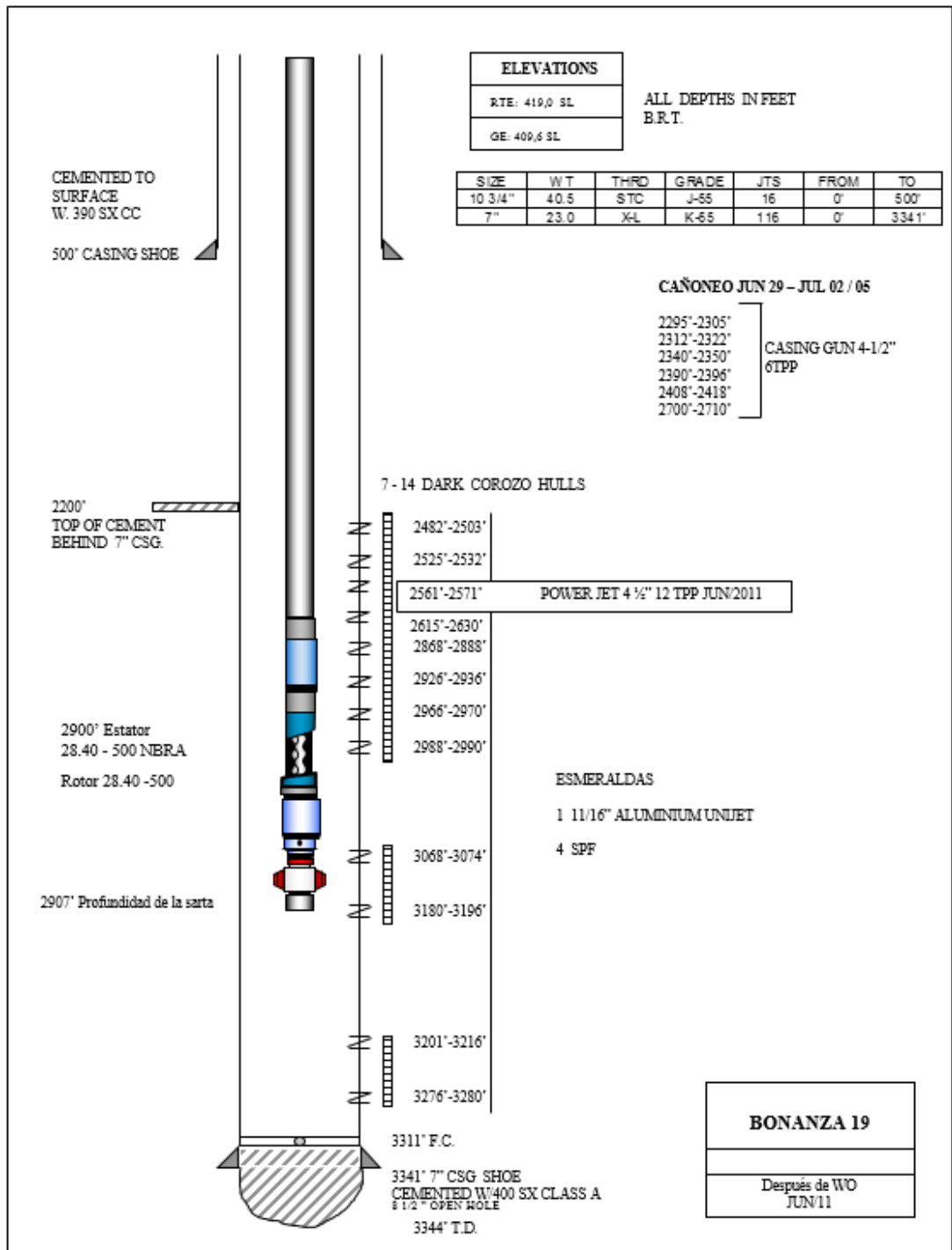
Los pozos productores del Campo Bonanza acumularon una exitosa historia de producción durante varias décadas operando fundamentalmente con Gas Lift y Bombeo Mecánico. Las condiciones actuales y proyectadas de operación (caudales de fluido bajos actuales y altos esperados con la inyección, manejo de arena incrementada por la inyección de agua, menos disponibilidad de gas para Gas Lift por depletamiento de los campos, etc.) hicieron necesario contemplar un cambio en el sistema de levantamiento del campo

Para efectos de manejo de arena, nuevos caudales de producción y aporte de agua asociados al recobro por inyección de agua, se definió para los pozos productores existentes de los patrones de inyección el uso de sistemas de

levantamiento artificial tipo PCP en lugar del Gas Lift, el cual no maneja adecuadamente la producción de agua y arena de formación que se pronosticaron como consecuencia del proceso de desplazamiento y aumento de velocidad de los fluidos dentro de los yacimientos generados por la inyección de agua.

En las intervenciones de cambio de Gas Lift a PCP (pozos Bonanza 3, 16, 29, 8, 11, 10, 20 y 19) de cada pozo, se calibraron y probaron los revestimientos, en algunos pozos se molieron tapones para habilitar nuevas zonas a producir, se corrigieron algunos colapsos encontrados, se adquirió información de integridad (registros de calidad de cemento y revestimiento), se aprovechó para cañonear con alta densidad de disparos nuevas arenas a contactar y para recañonear las ya abiertas. Dichos trabajos finalizaron en Diciembre de 2011. Los trabajos tuvieron un costo promedio por pozo de 0.42 millones de dólares.

Figura 34. Estado mecánico pozo Bonanza 29



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

## **6. IMPLEMENTACIÓN DE INICIATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS DE FORMACIÓN PRODUCIDO**

El mecanismo principal de producción del Campo Bonanza en las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas es el gas en solución, mecanismo en el que el gas disuelto en el petróleo se expande convirtiéndose en energía que favorece la producción de los fluidos a través del medio poroso. A medida que pasa el tiempo, la presión de yacimiento declina fuertemente con la liberación de gas y la producción de petróleo disminuye de manera considerable. La liberación de gas comienza desde el yacimiento y se produce a través de la tubería de producción y del espacio anular entre tubería de producción y tubería de revestimiento. Según mediciones, el 30% del gas se produce por tubería de producción y el 70% por el espacio anular. Las presiones originales de yacimiento de las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas en el Campo Bonanza están por debajo de sus presiones de burbuja, por lo que desde el inicio de su explotación se produjo fuerte liberación del gas en solución.

Al año 2009, en el Campo Bonanza no se contaba con facilidades para la recolección del gas producido por el anular de los pozos, lo que generaba una alta restricción a la producción de líquidos por incremento en la presión de fondo fluente que afectaba la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial instalados y generaba pérdidas de producción.

La práctica común a esa fecha para mitigar dicho efecto era el venteo o quema del gas producido, sin embargo dichas actividades son prohibidas por la legislación ambiental y la de explotación de hidrocarburos.

El venteo o quema de gas representa el 41% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) en Ecopetrol S.A. que están del orden de 8580 Gigagramos de CO2 equivalente. Adicionalmente los campos petroleros pagan importantes sumas por regalías, multas y sanciones asociadas a desperdicio o quema de gas.

El Artículo 52 de la Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía establece que *“Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía”*.

El decreto 948 del 5 de Junio de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente reglamentó la protección y control de la calidad del aire y establece sanciones para quien realice emisiones no controladas de gases a la atmósfera.

Durante su desarrollo histórico, el Campo Bonanza utilizó como sistema de levantamiento artificial el Gas Lift, posteriormente se instalaron unidades de bombeo mecánico que luego fueron cambiadas por Gas Lift con sartas paralelas de inyección de gas / producción de fluidos y finalmente se implementó el uso de los conjuntos PCP con motores a combustión a gas (tomado de las líneas que inicialmente eran de uso para la distribución de Gas Lift).

## **6.1 RED DE ANULARES**

Con base en las anteriores consideraciones, se planteó para el proyecto la implementación de una red de recolección del gas presente en el espacio anular en los pozos del campo, con el fin de:

- Asegurar el cumplimiento de la legislación ambiental y la normatividad de explotación de hidrocarburos.
- Contribuir a la reducción de emisiones a la atmósfera de GEI.
- Reducir los costos asociados al pago de regalías, multas y sanciones relacionadas con desperdicio o quema de gas.
- Mejorar eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial instalados.
- Convertir un residuo en recurso: vender como gas seco o productos blancos el gas hasta ese momento venteado o quemado.
- Utilizar el gas en iniciativas de autogeneración eléctrica.
- Aprovechar el gas en iniciativas como la inyección cíclica de gas hidrocarburo (Huff & Puff).

- Promover el autoabastecimiento de gas en el campo para los fines operativos requeridos: gas de instrumentos, gas industrial, gas combustible, gas para operación de motores conjuntos PCP, etc. Antes, el gas requerido para Gas Lift y para otros usos era provisto por el Campo Provincia.

En la Figura 35 se presenta la estrategia planteada para el manejo del gas de quema o venteo procedente de los anulares de los pozos del Campo Bonanza.

**Figura 35. Estrategia de manejo del gas de quema o venteo**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

A 2009, los 21 pozos productores activos del Campo Bonanza tenían una relación gas/petróleo del orden de 790 PCN/BN resultado de una producción de 1040 BOPD y 820 KPCD. Cada pozo tenía una producción promedio de 50 BOPD y 40 KPCD.

Inicialmente, se estimaron caudales teóricos de gas a recuperar por anulares en cada pozo teniendo en cuenta datos como producción de petróleo, agua y gas, índice de productividad, tope y base de perforados, sumergencia de bomba, registro histórico de niveles dinámicos de fluido, histórico de presiones por tubería de producción (THP) y por tubería de revestimiento (CHP). Ver Tablas 5 y 6.

**Tabla 5. Estimación teórica de caudales de gas a recuperar por pozo**

Descripción			Formas 9			pruebas		Calculo de caudal de gas en el anular				
POZO	Fecha Primer Reporte de Producción	Fecha Ultimo Reporte de Producción	Producción de Petróleo Primario Bbs/d	Producción de Gas Primaria Mcf/d	GOR Primario cf/bbl	BLS Netos	Gas Mscf/d	Delta de P (Psi)	Delta de t (min)	Nivel de liquido libre de gas ft	Área anular in <sup>2</sup>	Q Gas Mscf/d
BON 17	01/03/1971	01/08/2010	74	10	129	85	10	1,0	3,0	1991	24	3
BON21	01/03/2008	01/08/2010	70	7	95	70	7	3,2	3,0	2387	24	12
BON24	01/01/2007	01/08/2010	77	173	2257	80	200	0,1	2,5	2902	24	1
BON25	01/01/2007	01/08/2010	70	15	211	90	26	13,0	3,0	3007	24	63
BON26	01/01/2007	01/08/2010	84	299	3557	95	200	0,1	3,0	3506	20	0
BON27	01/12/2006	01/08/2010	242	14	57	240	14	20,0	3,0	2423	24	78
BON28	01/01/2008	01/08/2010	96	10	102	95	11	9,4	3,0	2454	24	37
BON30	01/03/2008	01/08/2010	30	10	344	35	10	2,3	3,0	2390	24	9
BON31	01/02/2008	01/08/2010	64	7	106	130	12	10,0	3,0	2797	20	39
<b>Totales=</b>			<b>806</b>	<b>544</b>	<b>718</b>	<b>920</b>	<b>490</b>					<b>241</b>

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Tabla 6. Variables consideradas cálculos teóricos**

Pozo	CHP (Psi)	Sumergencia total efectiva (ft)	BSW Fracción	Pwf (Psi)	IP (Bbl/Psi)	CHP (Psi) Con red de anulares	Pwf (Psi) Con red de anulares	Q (Bbl/d) Con red de anulares	Observaciones Generales
BON 17	0,1	509	0,100	152	0,24	10	162	83	
BON21	1,7	390	0,002	75	0,22	10	83	68	
BON24	73,6	348	0,002	74	0,21	10	10	94	Conectado a línea de producción-Fuga
BON25	26,5	723	0,002	55	0,23	10	10	100	
BON26	65,5	211	0,002	66	0,28	10	10	111	Conectado a línea de producción
BON27	10	1137	0,002	147	0,68	10	147	240	
BON28	2,9	516	0,030	50	0,27	10	57	93	
BON30	0,4	230	0,006	165	0,12	10	174	34	
BON31	10	466	0,030	10	0,33	10	10	130	
Total=								952	

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Para reducir la incertidumbre asociada al diseño de la red de recolección del gas de anulares en el campo basados en cálculos teóricos, se llevó a cabo una medición del gas venteado o quemado en las teas de un grupo de pozos del campo mediante un registrador de presión y caudal ITT Barton de plumillas el cual fue calibrado e instalado en cada pozo.

**Figura 36. Medición gas de quema o venteo**



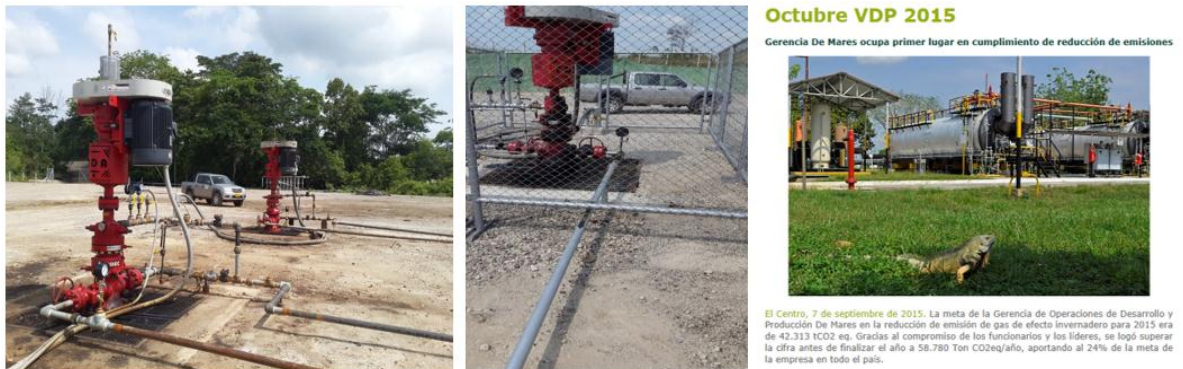
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Los resultados que se obtuvieron indicaron que los cálculos teóricos difieren en un 15% de las mediciones reales obtenidas pozo a pozo (241 KPCD teórico versus 195 KPCD medido).

Inicialmente en Bonanza, entre 2010 y 2011 con ocasión del proyecto de recuperación secundaria, se realizó un piloto de recolección del gas proveniente de los anulares de algunos pozos con conjuntos PCP instalados. El alcance de dicho piloto fue el de realizar tendido de un sistema de tuberías en acero al carbón para la recolección y transporte del gas y la instalación de un sistema de compresión para su tratamiento. Se instalaron compresores recíprocos y de tornillo. Los gananciales por pozo al implementar la recolección de gas de anulares fueron de 16 BOPD y de 27 KPCD.

Posteriormente, en 2015 con ocasión del proyecto de perforación de 15 pozos se construyó una red de recolección de gas de anulares para los pozos perforados en dicha campaña. Dicha red se extiende al norte en línea recolectora de 3" y al sur en línea recolectora de 4". No consideró necesario el uso de sistemas de compresión. En la construcción de la misma se instalaron facilidades para la conexión de todos los pozos del campo.

**Figura 37. Red de anulares campaña perforación 2015**

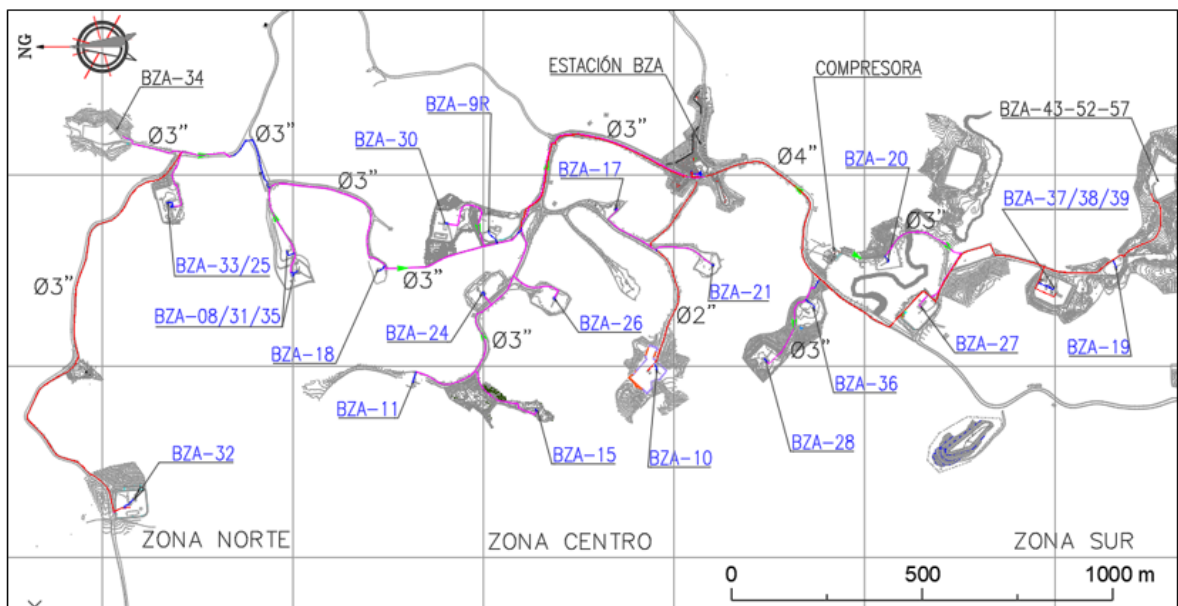


Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Con la implementación de la primera etapa de la red de anulares en el campo se lograron recuperar 400 KPCD, se logró la meta de cero emisiones de gases en los 15 pozos perforados y se redujo la presión en cabeza por revestimiento (CHP) de dichos pozos.

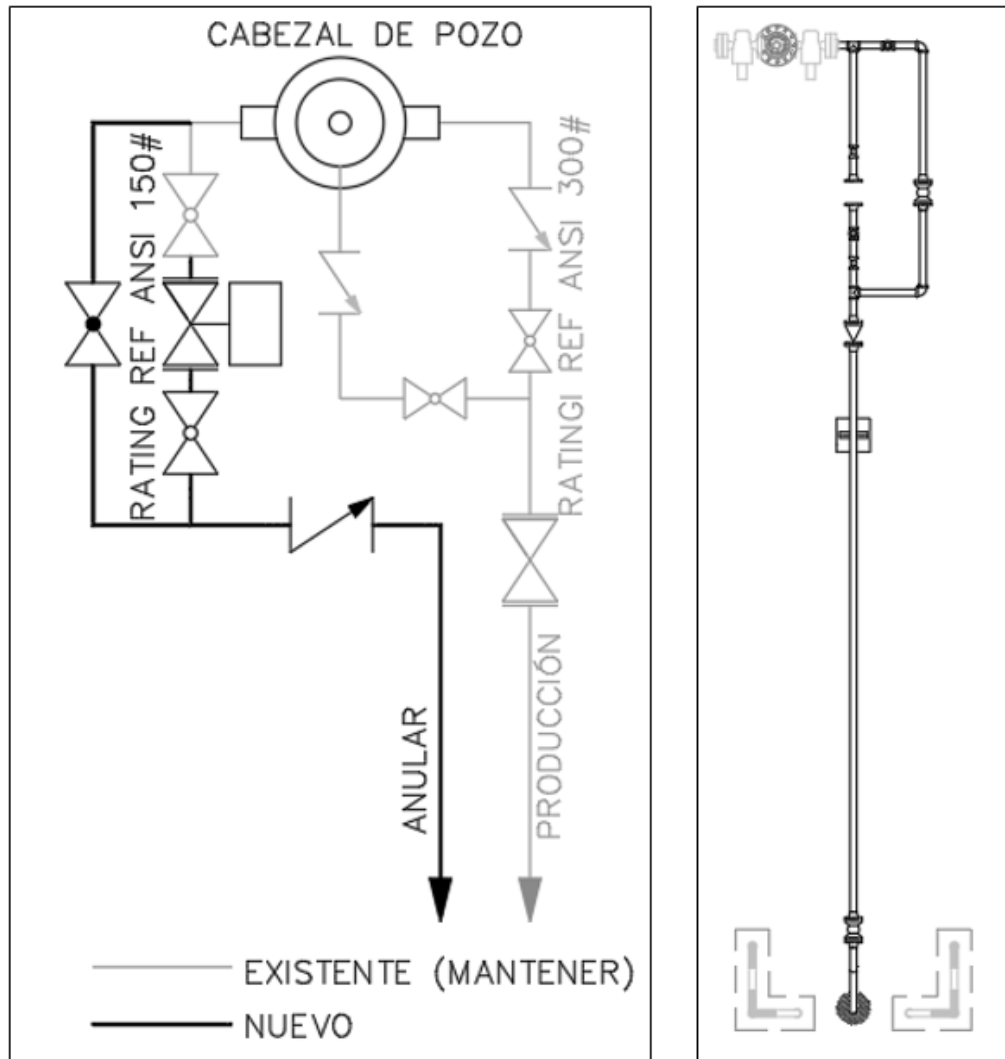
Actualmente está en ejecución la red de anulares del resto de pozos del campo para asegurar el total aprovechamiento de dicho gas. Las Figuras 37 y 38 muestran la interconexión de la red a lo largo del campo y el arreglo típico en cabeza de pozo.

**Figura 38. Interconexión red de gas de anulares Bonanza**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Figura 39. Arreglo de cabeza de pozo red de anulares



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

La interconexión de las líneas de gas de anulares de los pozos existentes con las líneas disponibles en el campo, permitirá además de utilizar este gas para venta o generación eléctrica, la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, la optimización de costos ya que se utiliza en la infraestructura existente, el control sobre la variable operativa de presión, tanto en cabeza de pozo, como en la

Estación Bonanza y en la red de recolección, garantizando de esta manera el cumplimiento de los estándares de la industria y de Ecopetrol S.A. para una operación limpia y segura.

Para realizar el proceso de recolección del gas de anulares de los pozos existentes que actualmente se encuentran entregando al medio ambiente mediante quema controlada en las locaciones, se contempla el uso de tubería existente en el campo, como son la red de gas de anulares instalada durante la ejecución del proyecto de perforación de 15 pozos del año 2015 y el aprovechamiento de la red de gas lift utilizada antiguamente para el transporte de gas a los generadores ubicados en cada locación. La ganancia de su implementación será de 650 KPCD y 384 BOPD.

## **6.2 AUTOGENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS**

Teniendo en cuenta que el Campo Bonanza no estaba conectado a la red energética nacional, a los altos costos de mantenimiento de los motores de combustión a gas con que operaban las unidades de Bombeo Mecánico y PCP y a la considerable producción de gas desaprovechada, se estructuró la idea de tomar gas recolectado por la red de anulares del campo y llevarlo a un Centro de Generación de Energía Eléctrica, para distribución a los pozos existentes, la estación y los nuevos proyectos que pudieran desarrollarse a partir de la solución al sistema eléctrico del campo. El Campo Bonanza recibe el gas procesado de la

Planta de Procesos del Campo Provincia para el proyecto de autogeneración y el gas que produce lo envía a la Estación Suerte del Campo Provincia para su procesamiento.

En lo relacionado con el Centro de Generación de Energía Eléctrica, el Campo Bonanza se concibió con un consumo inicial aproximado de 250 Kwh, los cuales aumentarían en menos de un año, si se construía la Planta de Inyección de Agua, llegando un promedio de 450 Kwh y un total de 700 Kwh si se perforaban más pozos.

De esta manera se estructuró un contrato para el Centro de Generación de Energía Eléctrica con una modalidad Take Or Pay (Tómelo o Páguelo) y una potencia mínima instalada, que implica la obligatoriedad de un pago por un tope de energía y un valor igual al del Kwh base tasado en la negociación; por cada Kwh que sobrepasara el tope señalado, y obligando a un respaldo por parte del contratista, el cual consistía en dos tipos de penalidad:

- La primera, solo el pago de la energía generada sin tener en cuenta el Take Or Pay, en las horas de indisponibilidad que llevaran a que el periodo evaluado estuviera por debajo del 100% y por encima del 97%.
- La segunda, generar un cobro según formula estipulada, para la energía no suministrada por el Centro de Generación, si la disponibilidad estuviera por debajo del 97%.

Esta última idea, resulta no sólo siendo la solución al déficit energético del campo, sino que aporta al tema ambiental, toda vez que en el uso del gas del campo como materia prima para la generación eléctrica, se logra la reducción de impuestos o penalidades por venteos o quemas del gas, sin generar costo y por el contrario, entregar beneficio al campo.

**Figura 40. Sistema de distribución de energía Campo Bonanza**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

### **6.3 VENTA DE GAS Y PRODUCTOS BLANCOS**

Con el fin de capitalizar los esfuerzos asociados a la recuperación del gas de anulares en los pozos mediante la construcción de una red a lo largo del campo,

se materializó su aprovechamiento en venta de gas seco y de productos blancos mediante:

- Diagnóstico de estado de integridad del gasoducto Bonanza-Suerte (corrida de **ILI – In-line Inspection** – marraneo inteligente).
- Reparación de los tramos críticos identificados a lo largo del mismo en dicho diagnóstico.
- Recibo del gas de formación producido en el Campo Bonanza en la Planta de Gas Provincia para su deshidratación, secado y comercialización. Por cada 1470 pies cúbicos de gas de formación se obtiene 1 barril de productos blancos (propano, butano y gasolina).

Se realizó diseño y construcción de facilidades de trampas para hacer por primera vez en este gasoducto la corrida de una herramienta de inspección inteligente a baja presión y con agua.

Inicialmente se realizó corrida de “marrano de copas” con platina calibradora (corrida de limpieza) en la línea del gasoducto Bonanza-Suerte con el fin de evacuar sucio presente en la línea. Posteriormente se realizó corrida de “marrano raspador” con platina calibradora (corrida de calibración), con el fin de identificar presiones en la línea y velocidades del raspador. Luego se realizó con éxito corrida de la herramienta ILI. Finalmente se realizó la corrida de limpieza posterior

y eliminación del agua presente en el ducto. En las Figuras 41 y 42 se presentan actividades de alistamiento y entrampe de la herramienta.

**Figura 41. Alistamiento herramienta ILI**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 42. Entrampe herramienta ILI**



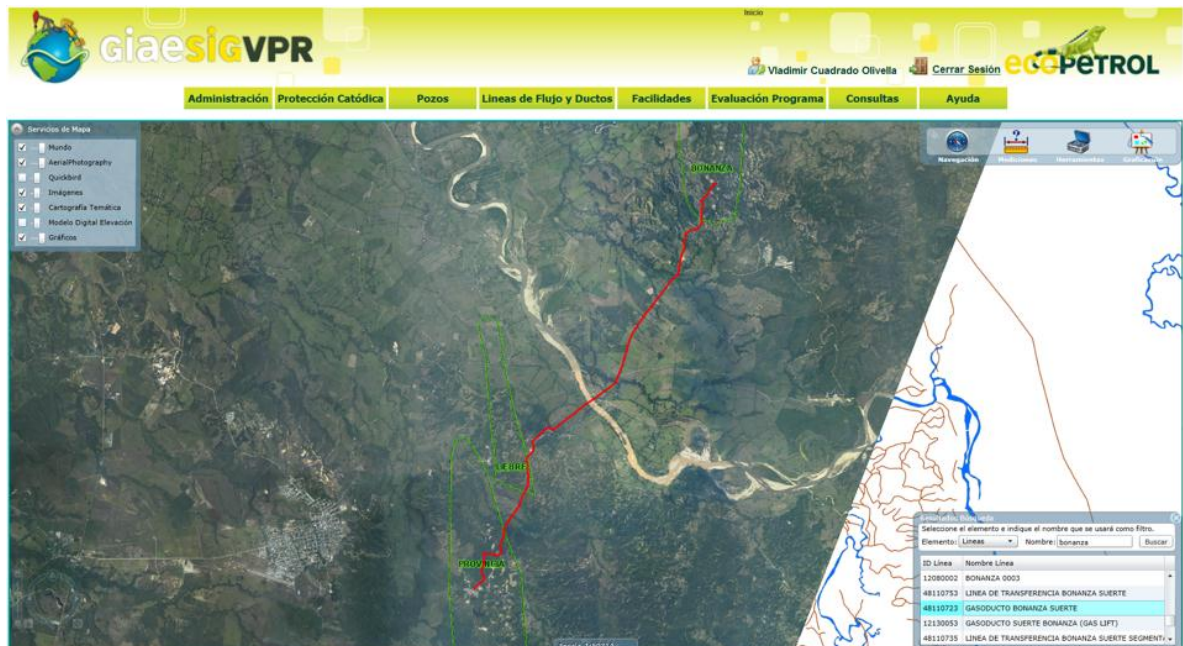
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Los datos preliminares de la corrida indicaron que:

- La distancia recorrida por la herramienta fue de 13177 metros. Ver Figura 43

- A lo largo del gasoducto se encontró una alta cantidad de puntos con pérdida de material, la mayoría de manera leve
- Se encontraron 5 puntos con alta criticidad (reporte de anomalías inmediatas) que se muestran en la Tabla 7, los cuales son de obligatoria reparación previo despacho de gas hacia la Planta de Gas Provincia.

**Figura 43. Recorrido herramienta ILI Gasoducto Bonanza-Suerte**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Posterior a la identificación de puntos críticos, dichas reparaciones fueron realizadas en su totalidad. Luego se realizó la Revisión de Seguridad de Pre-arranque (RSPA) para terminar con la Puesta en Servicio del Gasoducto.

**Tabla 7. Puntos críticos encontrados en Gasoducto Bonanza-Suerte**

Punto de intervención	Anomalia N°	Inicio	Final	Longitud para Reposición (m)	Observaciones de Ubicación
1	1	PK 3+878,753	PK 3+914,995	36,2	En la vía que va de la compresora Bonanza a Provincia.
2	2	PK 6+202,729	PK 6+238,995	36,2	Antes del cruce con el río Lebrija
3	3	PK 8+488,454	PK 8+524,269	35,8	Después del Cruce con el Río Lebrija, en la Población de Provincia.
4	4 Y 5	PK 8+652,111	PK 8+680,317	28,2	Después del Cruce con el Río Lebrija, en la Población de Provincia.
5	6 Y 7	PK 12+031,583	PK 12+135,102	103,5	En la vía desde Provincia a estación Santos.

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

La reparación del gasoducto permitió realizar de manera segura el transporte del gas de formación producido en el Campo Bonanza hacia las facilidades de procesamiento del mismo, existentes en el Campo Provincia.

A la fecha, el promedio diario de venta de gas seco del Campo Bonanza es de 2200 KPCD (382 BEPD) y la venta promedio diaria de productos blancos es de 97 BPD, para un total de 479 BEPD de producción equivalente asociada al restablecimiento del gasoducto Bonanza-Suerte y la comercialización de gas de venta y blancos. Adicionalmente, el impacto favorable de la iniciativa de restablecimiento de la venta de gas en el Campo Bonanza se reflejó en la reducción de quema de 1350 KPCD de gas generando disminución en pago de regalías a la ANH por este concepto y en la reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

## **7. RECONSTRUCCIÓN DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS**

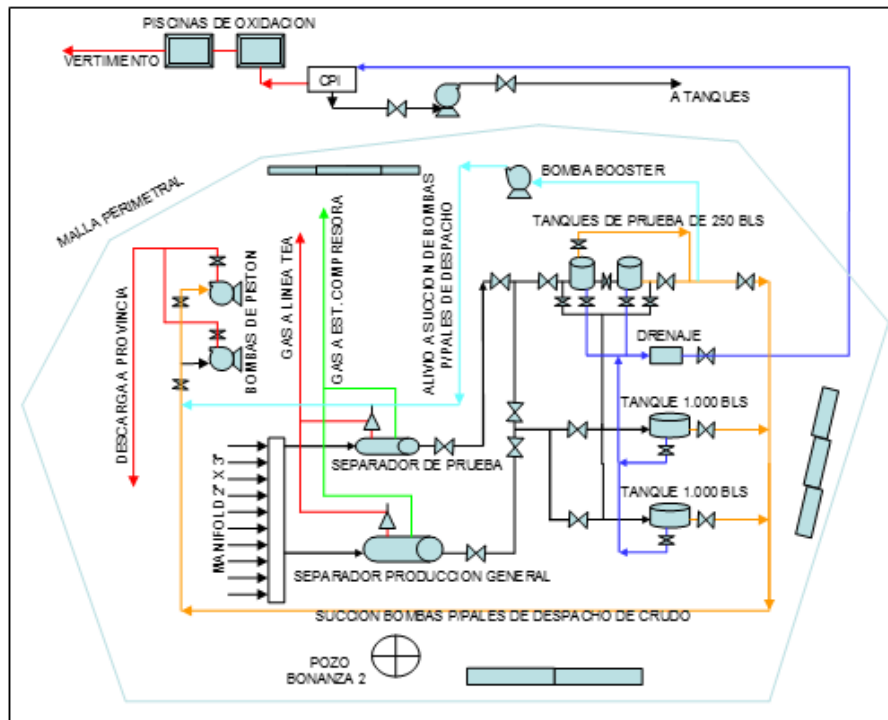
En el momento de la implementación de las actividades del proyecto de recuperación secundaria (perforación de pozos productores, inyectores y captadores de agua, implementación de recobro por inyección de agua, cambio a sistema de levantamiento artificial PCP, etc.), el Campo Bonanza no contaba con unas facilidades seguras y confiables de recibo, tratamiento y despacho de los fluidos incrementales (petróleo, agua, gas y arena) a producir como resultado de la ejecución de dichos trabajos.

La producción esperada por cuenta de la ejecución del proyecto de inyección de agua requería incrementar la capacidad para el manejo de petróleo de 1200 a 2500 BOPD, de agua de 200 a 6000 BWPD y hacer efectivo el tratamiento de 4400 KPCD.

Para tal fin, era necesario adelantar adecuaciones importantes en las facilidades existentes, interviniendo entradas de pozos, separadores, tanques, tubería interna, sistema de bombeo, piscinas, instrumentación, sistema eléctrico, obras civiles, entre otros, con un importante desafío en términos de constructibilidad relacionado con la poca área disponible y con los limitados recursos asignados.

La Figura 44, 45 y 46 muestran el esquema existente de la Estación Bonanza, la vista frontal real y el plano de la misma al inicio del proyecto:

**Figura 44. Esquema existente Estación Bonanza 2009**



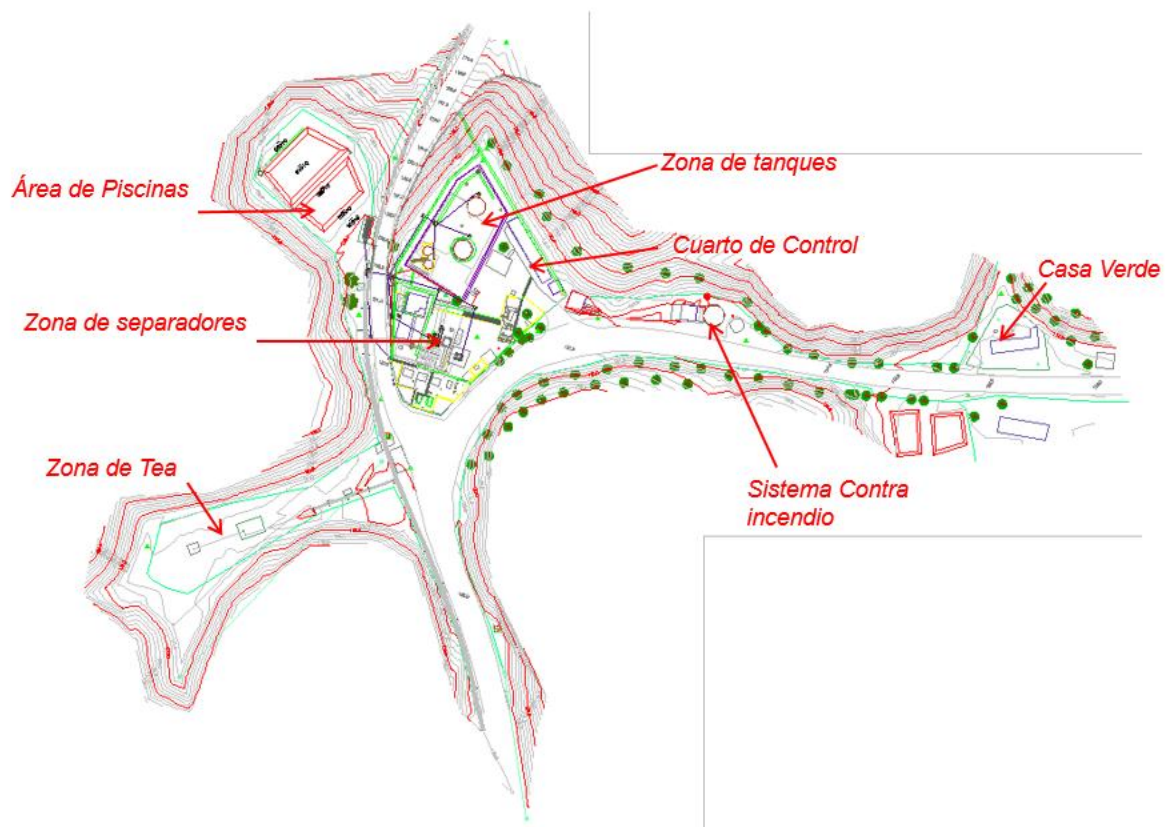
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 45. Vista real Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 46. Plano Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

A continuación se presenta el estado de los componentes principales de la facilidad instalada en el campo para recolección y tratamiento de fluidos:

La estación contaba con manifold de entrada con 10 puestos de los cuales se tenían disponibles 2, con dos cabezales, uno de pruebas de 4" y otro general de 4" para el direccionamiento a los separadores de prueba o general. La Figura 47 muestra el estado del manifold de la Estación Bonanza antes de su intervención:

**Figura 47. Manifold de entrada de pozos Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

La estación contaba con 2 separadores bifásicos, uno de prueba y uno general los cuales tenían problemas de integridad y capacidad de manejo de fluidos. La Figura 48 muestra el estado de dichos separadores antes de la intervención realizada:

**Figura 48. Separadores de prueba y general Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

La facilidad instalada tenía 4 tanques de los cuales 2 (de 250 BPD de capacidad cada uno) eran utilizados para medición de pozos en prueba y los otros 2 (de 1000 BPD de capacidad cada uno) eran utilizados para el recibo y despacho de la producción de petróleo del campo. Las Figuras 49 y 50 muestran los tanques de prueba y de recibo/despacho de la estación antes de la intervención:

**Figura 49. Tanques de prueba A y B de 250 BPD Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 50. Tanques de recibo/despacho K01 y K02 de 1000 BPD Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Para el despacho de crudo de Bonanza hacia la Estación Suerte del Campo Provincia, se contaba con 2 bombas reciprocantes (una activa con motor eléctrico y otra de respaldo con motor a gas) con capacidad promedio de 100 bph (2400 barriles por día). La Figura 51 muestra los equipos relacionados:

**Figura 51. Bombas de despacho B1 y B2 Estación Bonanza 2009**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Una vez desvirtuadas por temas ambientales las alternativas de construcción de una nueva estación de recolección y tratamiento de fluidos en Bonanza en un área geográfica diferente a las facilidades instaladas, se seleccionó la opción de realizar una reconstrucción de la estación existente utilizando la misma área disponible, reutilizando equipos, incluyendo y relocalizando componentes al proceso, optimizando espacios, realizando construcciones temporales, realizando diseños retadores a facilidades, cubriendo las necesidades operativas mediante un nuevo esquema constructivo realizando montajes en caliente.

Para tal fin se adelantó junto con la firma Energéticos el desarrollo de Ingenierías Básica y de Detalle para la definición del nuevo proceso requerido en las facilidades de recibo, tratamiento y despacho de fluidos de Bonanza. Dichos desarrollos fueron acompañados por talleres de constructibilidad donde se recogieron e identificaron la secuencia y aspectos relevantes para emprender la construcción de las facilidades de optimización en la Estación Bonanza.

Estos desarrollos de ingeniería de montaje propusieron la secuencia de construcción y desmantelamiento de equipos e instalaciones de la facilidad existente (incluyendo demoliciones), con el objeto de adelantar la adecuación de la misma sin incurrir en paradas de planta garantizando la operación segura y continua de la estación durante la ejecución de los trabajos sin afectar la producción del campo.

Para el cumplimiento de las metas de producción del proyecto Bonanza Fase I (10000 BWPD de inyección) se requería modificar la estación actual a las nuevas condiciones de operación, con capacidad para el recibo en cuatro fases (crudo, agua, gas y arena), tratamiento y disposición del agua, gas y arena, almacenamiento y despacho del crudo.

La ejecución de las obras asociadas a la reconstrucción de la estación de recolección y tratamiento de fluidos del Campo Bonanza se adelantó teniendo en

cuenta una secuencia de desmantelamiento y demolición de las instalaciones existentes para realizar la construcción de obras civiles y electromecánicas, así como el montaje de los equipos requeridos.

La secuencia planteada comprende los siguientes sistemas:

- Instalaciones temporales
- Sistema contra incendio
- Proceso (separación, almacenamiento y despacho)
- Sistema de alivio
- Sistemas auxiliares

Siguiendo esta secuencia se adelantaron las obras de desmantelamiento y construcción en las diferentes áreas: obras civiles, eléctricas, mecánicas, tuberías, instrumentación y control y HSE.

Las áreas desmanteladas fueron las siguientes:

- Casa Verde
- Instalaciones y casetas
- Manifold de Recibo
- Planta de tratamiento de Agua
- Separador de Prueba
- Bombas Booster

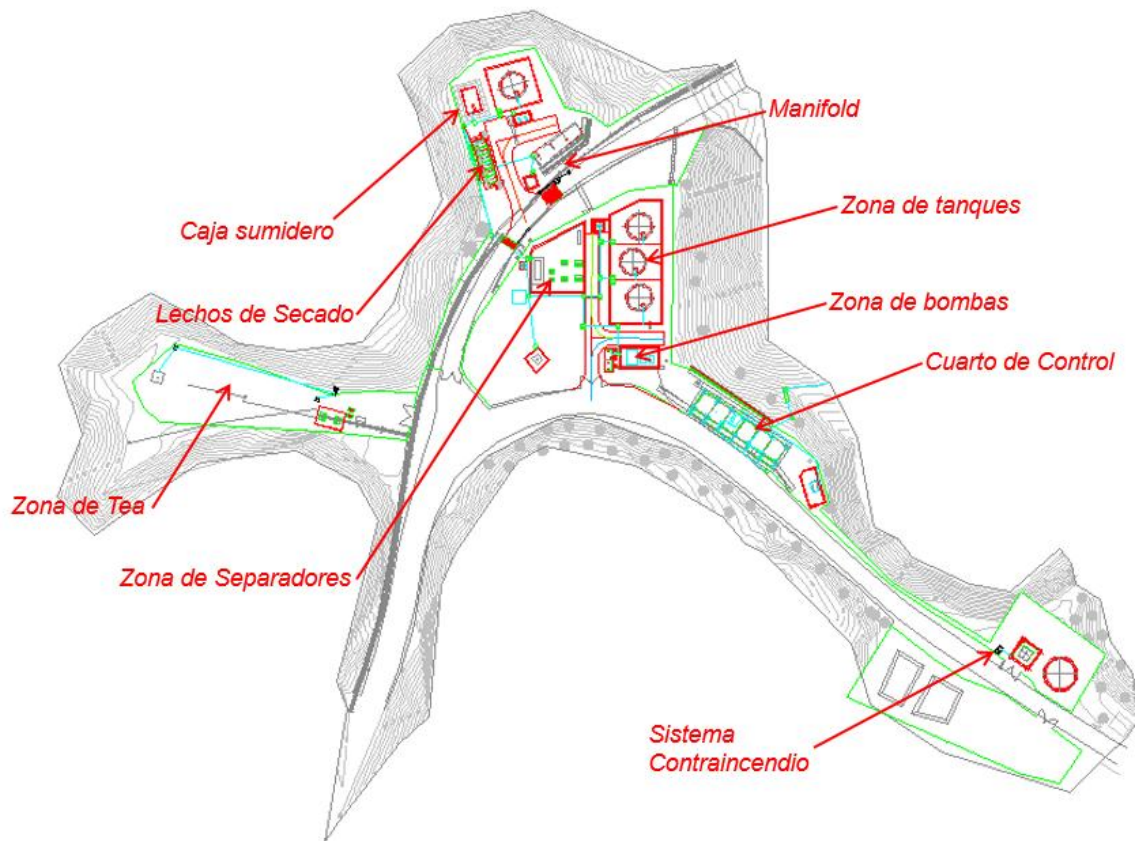
- Bombas Reciprocantes
- Tanques de Prueba 250 bls
- Tanques de Almacenamiento 1000 bls
- CPI (separador de placas corrugadas) y piscinas de vertimientos.
- Sistema de Alivio a Tea
- Sistemas contra incendio (Tanque, bombas y red existente)
- Generadores

Los equipos reubicados fueron los siguientes:

- Separador General
- Bombas Reciprocantes
- Tea
- Generadores a gas
- Área de comunicaciones

La Figura 52 presenta el plano de la Estación Bonanza luego de la optimización posterior a la reconstrucción realizada:

**Figura 52. Plano Estación Bonanza reconstruida**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Las nuevas construcciones realizadas durante la optimización de la estación fueron las siguientes:

- Acometidas eléctricas y comunicaciones
- Construcción de nuevas oficinas
- Pasarela de personal y soportes de tubería y cables eléctricos
- Corredor de tuberías detrás de oficinas nuevas
- Lechos de Secado

- Manifold
- Tuberías de interconexión

Los equipos nuevos instalados durante el proceso constructivo fueron:

- Tanque contraincendio
- Bombas contraincendio y equipos auxiliares
- Tanques de almacenamiento
- Tanque Gun Barrel
- Bota de gas
- Separador general
- Separador de prueba
- Bomba booster
- Bombas de despacho (de tornillo)
- Tanque de agua de producción
- Bombas de producción y desarenado
- Bombas de sumidero
- Scrubber
- KO Drum y bombas de condensado
- Paquete aire de instrumentos
- Sistema de desarenado

Igualmente se tuvieron que realizar construcciones temporales, las cuales se describen a continuación:

- Línea temporal de separadores existente a tanque de almacenamiento nuevo en 4"
- Línea temporal desde tanque de almacenamiento a bombas de despacho en 6"
- Línea temporal de agua industrial en 2", desde la red de inyección hasta un tanque provisional
- Línea temporal de gas alivio a quemador provisional en 3"
- Línea temporal desde el pozo Bonanza 30 hasta tanque de almacenamiento nuevo en 3"
- Línea temporal de drenaje al Frac Tank en 8"
- Línea temporal de suministro de aire comprimido a instrumentos en 2"
- Línea temporal manifold nuevo a manifold existente en 4"

Con el fin de optimizar tiempos y procesos constructivos, las labores se adelantaron en 4 diferentes frentes de trabajo:

- **Frente 1: Sistema contraincendio y Cuarto de control**
  - ✓ Demolición Casa Verde
  - ✓ Construcción de tanque contraincendio
  - ✓ Montaje de bombas
  - ✓ Construcción de pasarela

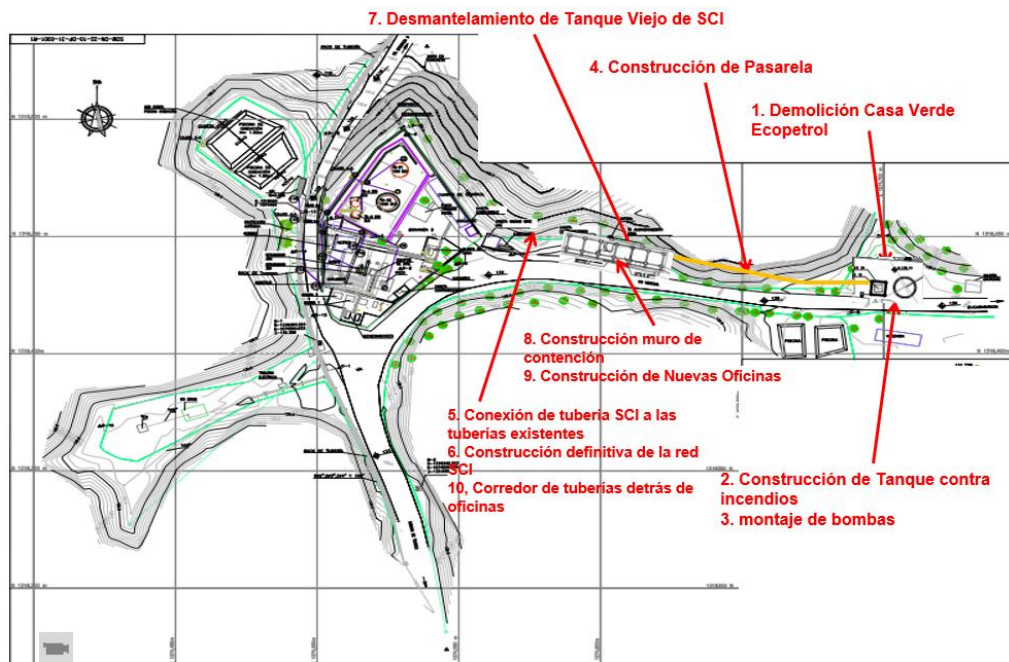
- ✓ Conexión de tuberías sistema contra incendio a tuberías existentes
  - ✓ Construcción definitiva de la red de sistema contra incendio
  - ✓ Desmantelamiento de tanque viejo del sistema contra incendio
  - ✓ Construcción muro de contención
  - ✓ Construcción de nuevas oficinas
  - ✓ Corredor de las tuberías detrás de oficinas
- **Frente 2: Área de almacenamiento y Despacho**
    - ✓ Desmantelamiento planta de tratamiento de agua
    - ✓ Instalar contenedor para oficinas
    - ✓ Demolición caseta de wireline, demolición de oficinas, baños, bodega, laboratorio antiguo
    - ✓ Construcción de dique
    - ✓ Construcción de Tanque 3000 barriles - M-TK-34-0-003
    - ✓ Conexión del pozo Bonanza 30 al tanque
    - ✓ Cárcamo perimetral de tanques
    - ✓ Construcción fundaciones bombas y sistema medición
    - ✓ Instalación líneas temporales de separadores a tanque y de tanque a bomba de despacho
    - ✓ Cierre y desmantelamiento tanques viejos
    - ✓ Demolición dique existente, completamiento dique tanques y fundaciones de equipos

- ✓ Montaje bota de gas
- ✓ Construcción tanques de crudo y Gun Barrel
- ✓ Montaje separadores
- ✓ Montaje scrubber
- ✓ Montaje sistema de aire comprimido
  
- **Frente 3: Área de Piscinas y CPI**
  - ✓ Instalación Frac Tank y línea de drenaje
  - ✓ Cerrar CPI y piscinas de vertimiento
  - ✓ Construcción muro de contención área manifold
  - ✓ Construcción de manifold
  - ✓ Construcción Box Couvert
  - ✓ Montaje tuberías entre manifold y separadores
  - ✓ Línea temporal manifold nuevo a manifold existente
  - ✓ Conexión de Pozos a manifold nuevo (Tie-in)
  - ✓ Construcción sumidero, lechos de secado, tanque de agua producida y bombas
  
- **Frente 4: Área de Tea**
  - ✓ Montaje línea temporal sistema de alivio
  - ✓ Acometida temporal al pozo Bonanza 17
  - ✓ Desmontaje, adecuación y relocalización de tea existente

- ✓ By pass de la línea de relevo de la estación compresora a la línea temporal
- ✓ Desmontaje de cabezal de líneas de entrada al KO Drum y a tea existentes
- ✓ Desmantelamiento KO Drum existente
- ✓ Montaje KO Drum nuevo y bombas

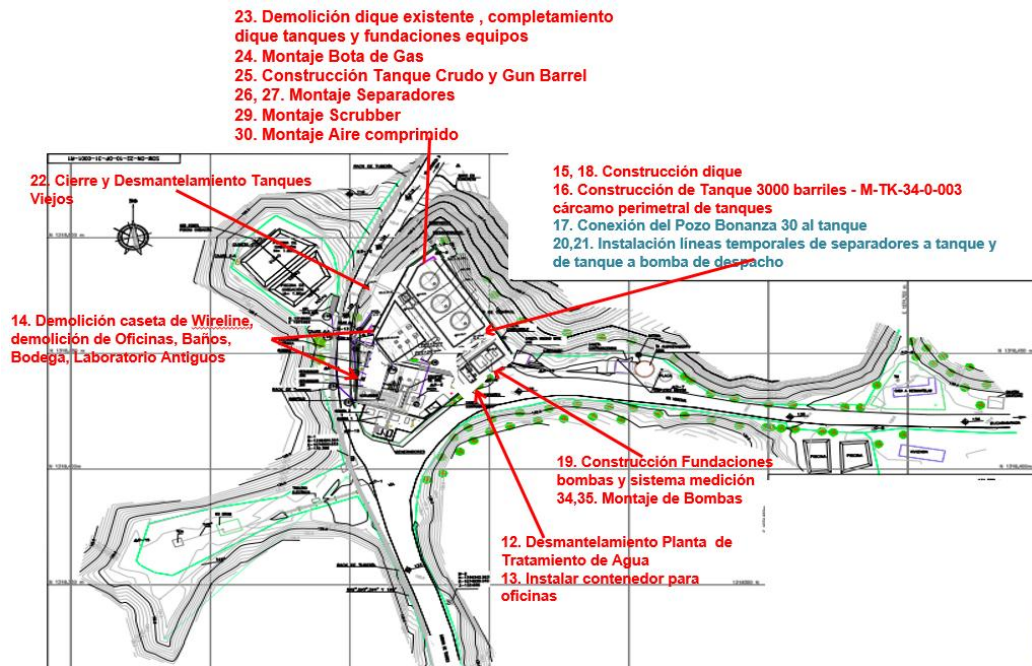
El detalle de la secuencia de actividades de cada uno de los frentes se presenta en las Figuras 53, 54, 55 y 56:

**Figura 53. Proceso constructivo Frente 1: Sistema contraincendio y Cuarto de control**



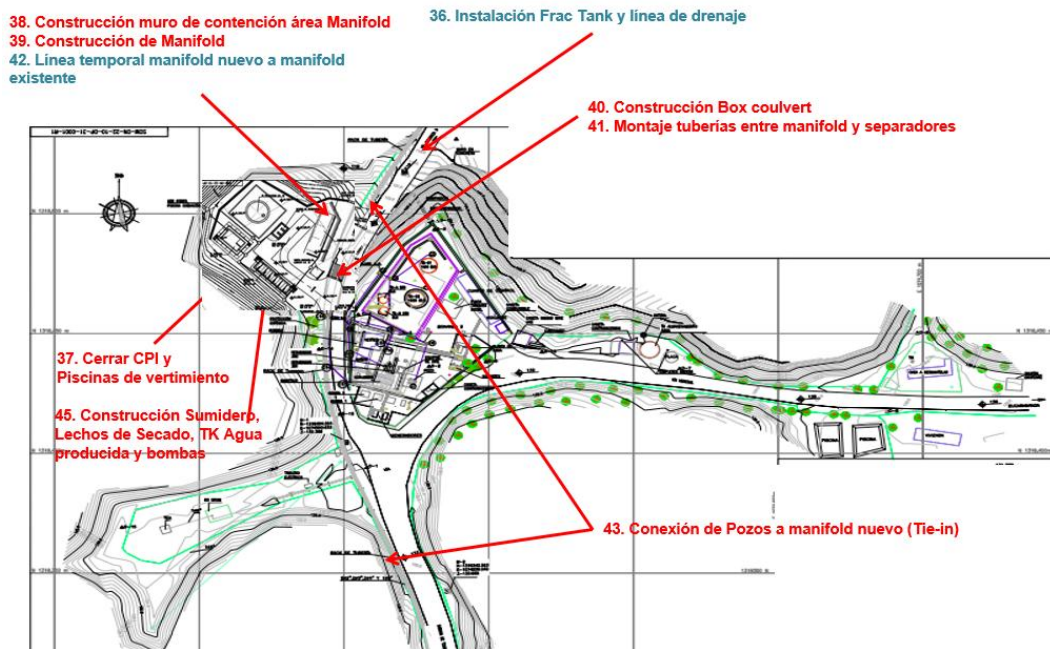
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 54. Proceso constructivo Frente 2: Área de almacenamiento y despacho**



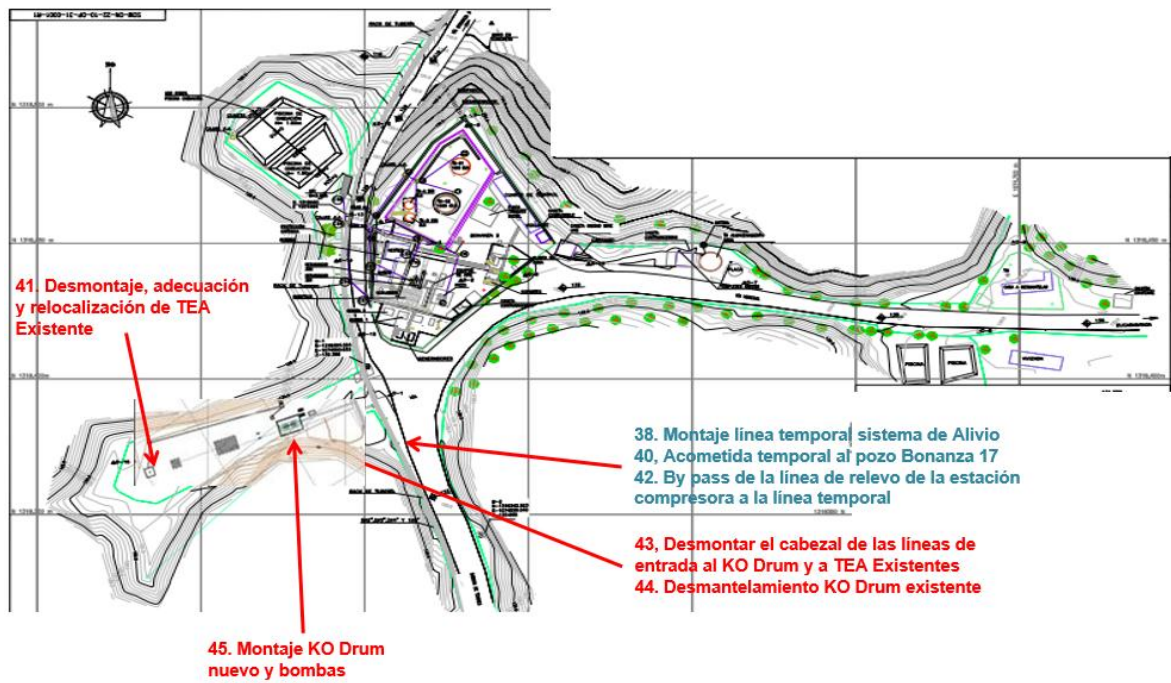
Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 55. Proceso constructivo Frente 3: Área de piscinas y CPI**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

**Figura 56. Proceso constructivo Frente 4: Área de Tea**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

## **8. METODOLOGÍA PARA REDUCCIÓN DE INTERVENCIONES A POZOS EN BOMBEO PCP**

A lo largo de su historia, los pozos del Campo Bonanza han tenido instalados diferentes sistemas de levantamiento artificial como Gas Lift Convencional, Bombeo Mecánico Convencional y Gas Lift con sartas paralelas de inyección de gas y producción de fluidos.

A partir de la campaña de perforación 2007 se implementó el uso del sistema de levantamiento artificial tipo PCP (Progressive Cavity Pump – Bombeo de Cavidades Progresivas) con el fin de mejorar eficiencia de bombeo y aprovechar la ventaja tecnológica de este sistema en lo relacionado con el manejo de arena de producción.

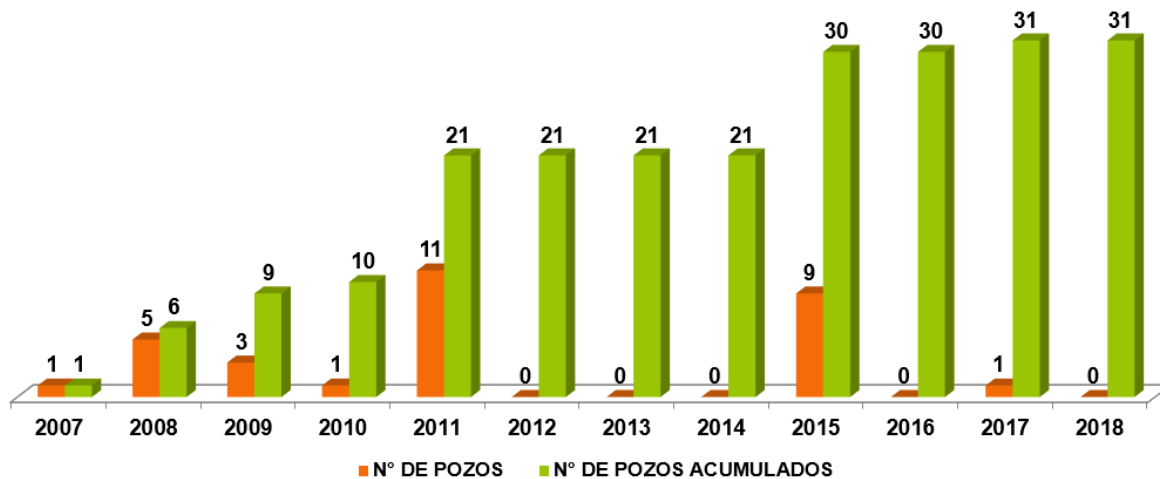
Posteriormente, entre los años 2008 y 2009 se ejecutó una campaña de workover que tenía asociada cambios de Bombeo Mecánico y Gas Lift a Bombeo PCP.

Entre 2010 y 2011 se realizaron otros cambios de Gas Lift a Bombeo PCP para manejo de arena, nuevos caudales de producción y contenido de agua asociados a la implementación del recobro por inyección de agua en el campo.

Las campañas de perforación 2011 y 2015 igualmente contemplaron para sus pozos productores la instalación de conjuntos PCP.

La Figura 57 presenta el número de pozos con Bombeo PCP instalado en el tiempo:

**Figura 57. Número de pozos con PCP Campo Bonanza en el tiempo**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Una vez instalados los conjuntos PCP entre los años 2007 y 2009, se presentaron fallas frecuentes en los mismos que generaron incremento considerable en el número de intervenciones a pozos con el fin de recuperar la producción diferida. El número de intervenciones a pozos del Campo aumentó de manera importante a medida que se instalaban nuevos conjuntos PCP. A partir de ese momento surgió la necesidad de revisar con detalle el estado del arte de análisis de falla en dicho

sistema de levantamiento artificial con el fin de implementar una metodología de análisis mediante la cual se redujera el índice de intervención a pozos.

Los problemas o fallas más comunes que se presentan en los conjuntos PCP son:

- **En superficie:** fallas en barra lisa o grapa de la misma, fallas en freno de contragiro, problemas en rodamientos y vibración.
- **En tubería de producción:** desgaste por roce.
- **En rotores:** desgaste por abrasión de la capa de cromo, desgaste localizado capa de cromo, desgaste normal de capa de cromo por acción de bombeo, desgaste profundo capa de cromo afectando material base del rotor, desgaste metal - metal por rozamiento con niple de paro.
- **En estatores:** endurecimiento, desprendimiento, abrasión o quema por alta temperatura o presión en el elastómero.
- **En varillas:** por tensión o fatiga, por error de diseño, por mala operación, mecánicas, por flexión, por daños superficiales, por conexión, por fatiga por corrosión (por ácido, por cloruros, por CO<sub>2</sub>, por H<sub>2</sub>S, por bacterias, por oxígeno, entre otros), problemas en coples.

Con base en lo anterior, se identificó la metodología Análisis Causa Raíz (Root Cause Analysis) – RCA por sus siglas en inglés, como la guía para construir una estrategia de diagnóstico y toma de decisiones propia con el fin de reducir la alta frecuencia de fallas en los pozos con Bombeo PCP del Campo Bonanza.

Dicha metodología establece un paso a paso estándar para realizar análisis de causa, que considera los siguientes aspectos:

- Determinar los problemas que necesitan análisis de causas
- Crear un equipo de trabajo
- Recopilar la información requerida
- Analizar la información recopilada
- Identificar ocurrencia de cada problema en el pasado
- Determinar las “causas raíz” de cada problema identificado
- Definir acciones correctivas para cada problema identificado
- Implementar las acciones correctivas definidas y comprobar su eficacia
- Documentar el proceso

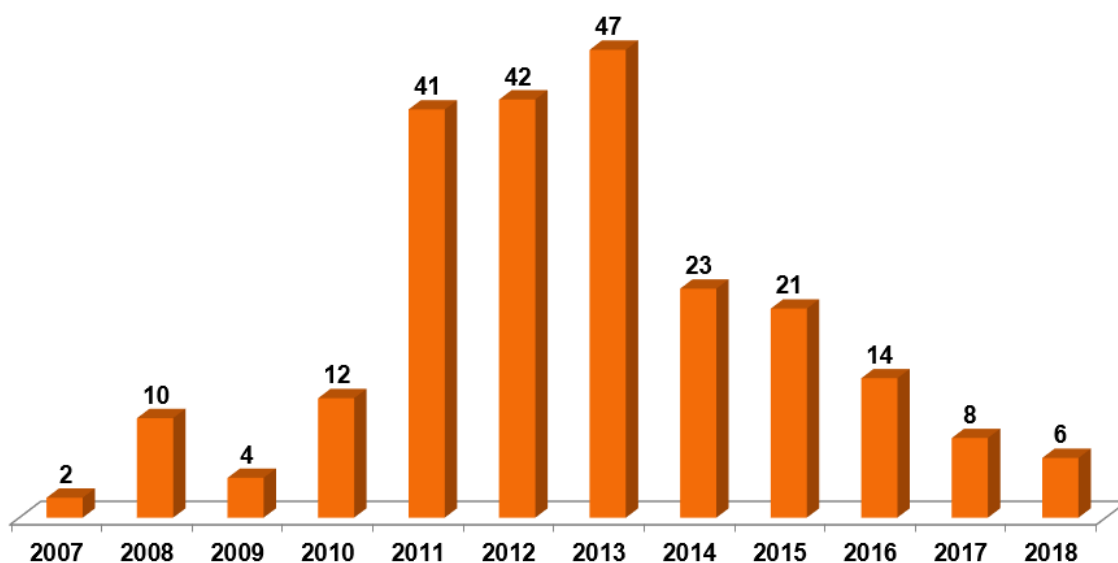
Una vez se asimiló el RCA como el método guía de la estrategia de abordaje de la situación crítica de alto índice de intervenciones en Bonanza, se realizaron las siguientes tareas:

- Se identificaron los pozos del Campo Bonanza con Bombeo PCP instalado
- Se definió trabajo conjunto entre Ingeniería de Subsuelo y Control de Producción para realizar diagnóstico inicial del estado de pozos
- Se realizó clasificación de eventos de intervención a pozo: Perforación, Completamiento, Limpieza de arena, Varilleo y Workover.
  - ✓ Varilleo: cambio de bomba, cambio de cabezal, instalación de sistema APA (Anti-Pollution Adapter Stuffing Box) para control de derrames, cambio

tubería de producción, reapretar sarta de varillas, cambio sarta de varillas, profundización de bomba, tubería rota, varilla partida y cambio de barra lisa.

- ✓ Workover: aislamiento de zonas, cambio de sistema de levantamiento artificial a PCP, recañoneo, cañoneo adicional, evaluación de zonas, rediseño sarta de producción, pesca, reactivación, estimulación, inactivación y reparación de revestimiento
- A cada uno de los pozos se le realizó descripción histórica de eventos de intervención a pozo a partir de la instalación de dicho sistema de levantamiento artificial, con lo cual se obtuvo el número de intervenciones anuales en el campo desde que se instaló el primer conjunto PCP. La Figura 58 presenta el número de intervenciones a pozos con Bombeo PCP en el tiempo.

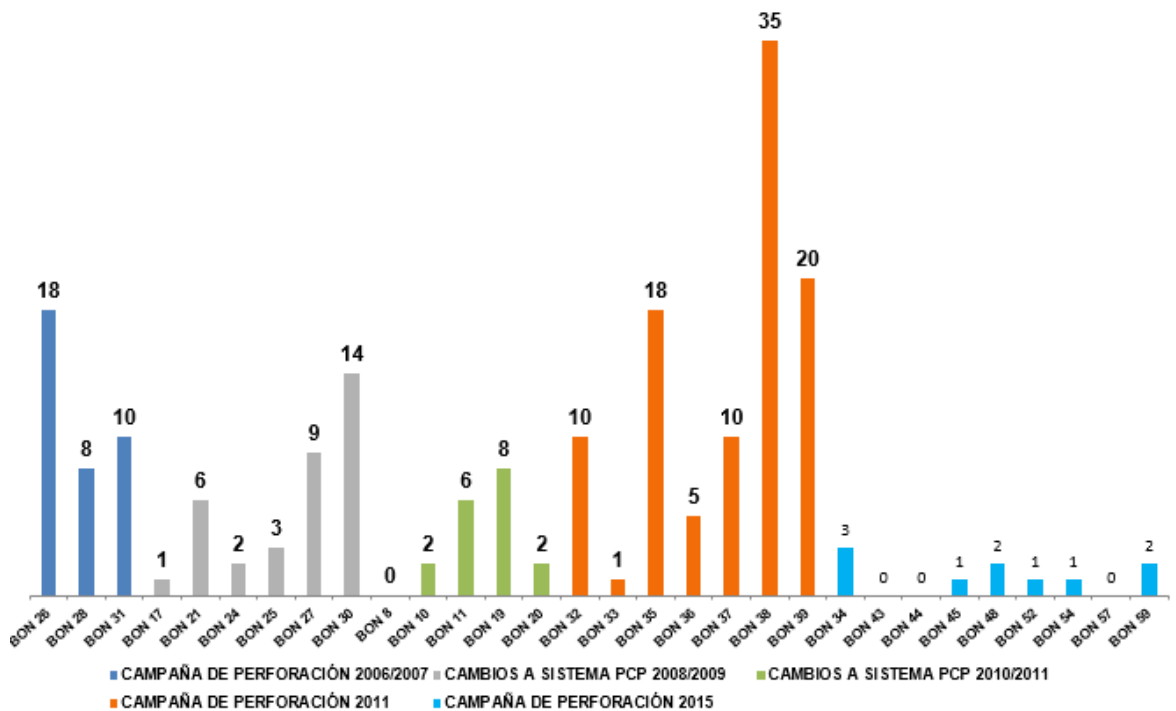
**Figura 58. Número de intervenciones a pozos con PCP Campo Bonanza**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

- Con base en las estadísticas de intervenciones históricas, se identificaron los pozos críticos con mayor ocurrencia de fallas en el Campo. La Figura 59 muestra el número de intervenciones históricas por pozo PCP agrupados por campaña de instalación de dicho sistema de levantamiento.

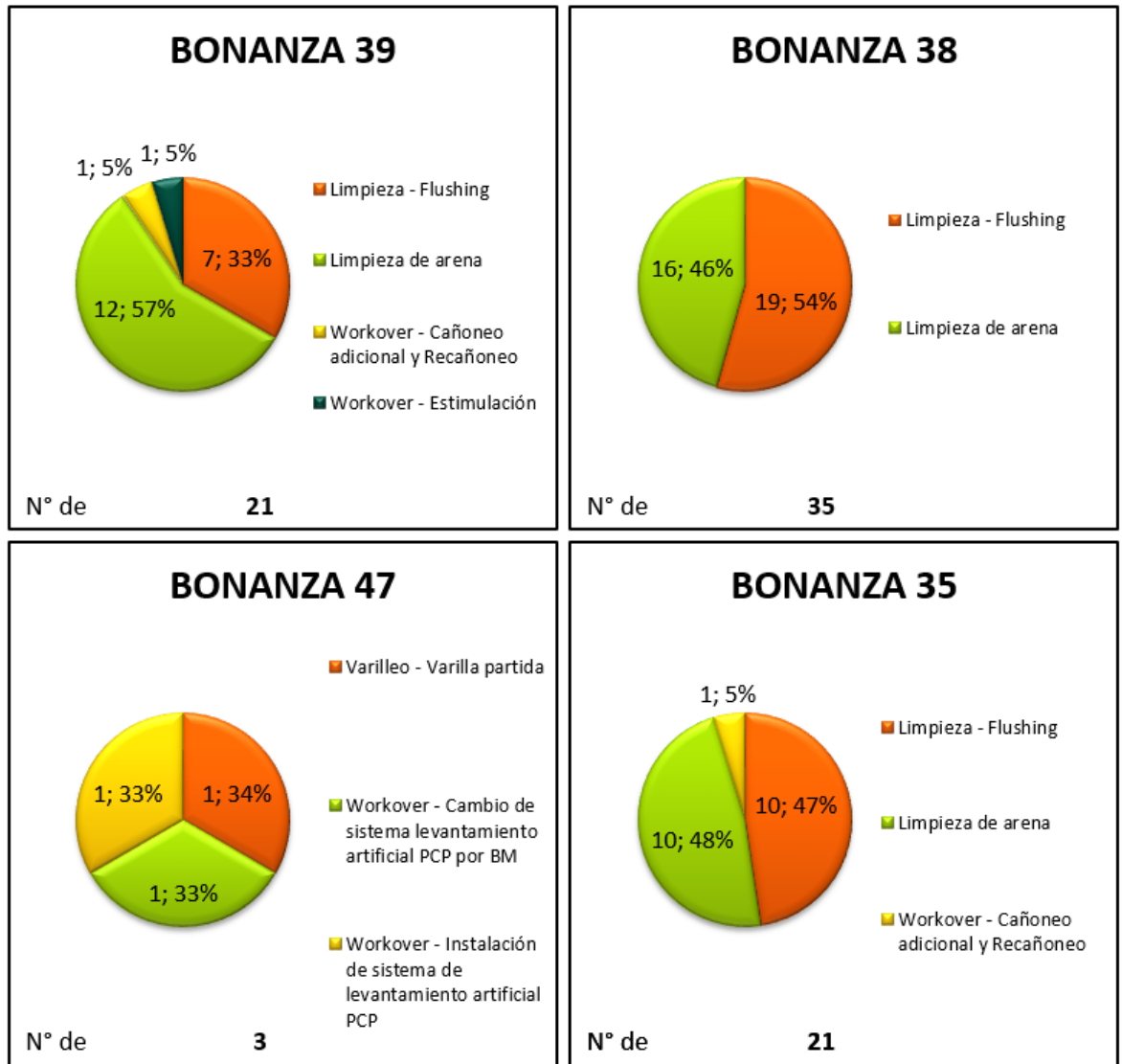
**Figura 59. Número de intervenciones históricas por pozo PCP por campaña**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

A cada pozo se le determinó el porcentaje de ocurrencia de cada evento con el fin de identificar su impacto en el índice de intervención:

Figura 60. Distribución de eventos por pozo



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

- A cada pozo se le realizó caracterización de parámetros:
  - ✓ Potencial de producción de fluidos
  - ✓ Capacidad de levantamiento instalada

- ✓ Tamaño de bomba PCP instalada
- ✓ Velocidad de bombeo
- ✓ Eficiencia de bombeo (relación entre potencial de producción y capacidad de levantamiento instalada)
- ✓ Tope y base de perforados
- ✓ Profundidad de la bomba
- ✓ Presión por tubería de producción en superficie (THP)
- ✓ Presión por tubería de revestimiento en superficie (CHP)
- ✓ Sumergencia de bomba
- ✓ Número de intervalos cañoneados
- ✓ Tipo de cañón (Densidad y Penetración de cañoneo)
- ✓ Cantidad de pies cañoneados
- ✓ Número de intervalos expuestos a Presión de Fondo Fluyente ( $P_{wf}$ ) = 0 psi.

La Tabla 8 muestra ejemplo de caracterización de parámetros tenidos en cuenta en el análisis del número de intervenciones en pozos con Bombeo PCP del Campo Bonanza.

**Tabla 8. Caracterización de parámetros pozos con PCP Campo Bonanza**

#	Pozo	Prod Total (Bpd)	B&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bopd)	Prod Gas (tpcd)	Cap ltr (Bpd)	RPM	Descripción S/A	Condensado despl (m³/d)	Cap de extracción teórica (bpd)	Eficiencia de bombeo (%)	Tope de perf (pies)	Base de perf (pies)	Prof de bomba (pies)	TRP (b/d)	QHP (b/d)	Sumergencia bomba (pies)	Nivel dinámico sobre perforaciones (pies)	Nº intervalos abiertos	Pies calibrados	Nº intervalos a Puro (máximo drawdown)	Pies expuestos a Puro (máximo drawdown)	% pies expuestos a Puro (máximo drawdown)	Recomendación
1	BON08	45	1,2	45	0	10	56	70	MINIG	1,0	70	64%	1922	3196	3256	112	4	605	-727	14	145	5	57	39%	
2	BON10	60	0,5	60	0	10	64	160	MINIG	1,0	160	38%	1892	3132	2816	65	14	385	-535	18	208	12	142	68%	De cargar en sitio
3	BON11	15	0,8	15	0	10	29	45	MINIG	0,8	36	42%	1697	2858	2912	42	0	604	-611	18	198	10	112	57%	
4	BON17	78	17,0	65	13	3	64	175	F12-80	1,2	210	37%	2070	2662	2500	68	0	547	81	7	75	0	0	0%	Incrementar 5 rpm
5	BON19	40	0,3	40	0	10	68	80	MINIG	1,0	80	50%	2482	3280	2701	97	35	127	-51	12	130	2	28	22%	De cargar en sitio
6	BON20	20	0,5	20	0	10	16	80	MINIG	0,25	20	100%	1894	2030	2096	82	31	95	-120	5	49	4	34	69%	De cargar en sitio
7	BON21	40	0,8	40	0	8	64	80	KAWI	0,8	64	63%	1957	2761	2770	90	0	202	-610	9	74	7	51	69%	De cargar en sitio
8	BON24	40	0,4	40	0	10	72	100	F12-80	0,8	80	50%	1535	3428	3250	55	3	867	-852	21	215	6	53	25%	
9	BON25	41	1,5	40	1	10	52	65	KAWI	0,8	52	79%	2148	4008	3694	85	2	188	-1359	18	154	15	121	79%	
10	BON26	83	0,5	79	4	5	62	95	F12-80	1,0	95	87%	1649	3421	3720	70	3	49	-2064	17	295	17	295	100%	
11	BON27	182	1,3	180	2	150	205	170	F12-80	1,2	204	89%	2081	3497	3540	98	43	867	-598	23	273	12	90	33%	De cargar en sitio
12	BON28	80	0,5	80	0	10	102	105	MINIG	1,0	105	76%	2420	2922	2965	86	6	439	-105	9	104	1	10	10%	
13	BON30	43	0,5	41	2	3	45	70	F12-80	0,8	56	77%	2395	3202	2994	40	0	49	-461	7	112	2	15	13%	
14	BON31	39	12,0	34	5	8	56	70	F12-80	0,8	56	70%	1572	3392	3238	100	7	141	-1453	17	251	14	197	78%	
15	BON32	34	12,0	30	4	15	104	120	MINIG	0,8	96	35%	2616	3334	3195	112	7	636	143	13	173	0	0	0%	Incrementar 5 rpm
16	BON33	5	0,3	5	0	5	36	45	MINIG	1,0	45	11%	2054	3888	3527	52	0	224	-1135	13	165	5	70	42%	
17	BON35	60	12,0	53	7	5	139	105	MINIG	0,8	84	71%	1428	3818	3416	99	0	274	-1714	14	292	8	122	42%	Incrementar 5 rpm
18	BON36	70	0,3	70	0	0	83	110	MINIG	0,8	88	80%	2298	3094	2742	62	0	463	135	9	165	0	0	0%	Incrementar 5 rpm
19	BON37	35	0,2	35	0	10	44	60	MINIG	1,0	60	58%	2379	3489	3345	98	33	24	-929	8	162	7	129	80%	De cargar en sitio
20	BON38	51	1,5	50	1	10	64	100	MINIG	0,6	60	85%	2463	3467	3153	105	46	367	-166	16	282	5	53	19%	De cargar en sitio
21	BON39	40	50,0	20	20	10	77	80	MINIG	0,8	64	63%	2502	4100	3655	111	5	1376	268	6	127	0	0	0%	Incrementar 5 rpm
		1101	5,36	1042	59	312	1503				1785	62%								274	3649	132	1579	43%	

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Como “Causa Raíz” de la problemática de alto índice de intervención a pozos en PCP del Campo Bonanza, se identificaron los siguientes aspectos:

- Sobreextracción originada por la instalación de bombas diseñadas para expectativas mayores de producción (los pozos serían afectados rápidamente por la inyección de agua), la baja presión de yacimiento y la baja productividad por pozo
- Arenas productoras poco consolidadas: alta producción de arena de formación
- Alta producción de gas por depleción natural del yacimiento: anulares presurizados
- Malas prácticas operativas en el manejo de pozos con Bombeo PCP
- Pozos desviados: perforados en clúster por baja disponibilidad de áreas para perforar

Como acciones correctivas para la causalidad identificada, se definieron las siguientes:

**Sobreextracción:**

En bombeo PCP, respecto a capacidad de la bomba en términos de barriles por día por revolución por minuto (BPD/RPM), se tienen las siguientes consideraciones:

- menor de 1 BPD/RPM: pequeña
- 1 BPD/RPM: normal
- entre 1 y 1.5 BPD/RPM: mediana
- mayor de 1.5 BPD/RPM: grande

En el Campo Bonanza, se encontró que el 90% de las PCP instaladas en los pozos productores correspondían a bombas con desplazamientos de 0.8, 1.0 y 1.2 barriles por día por revolución por minuto (BPD/rpm), las cuales estaban sobredimensionadas, teniendo en cuenta la producción promedio por pozo, que en ese momento era de 52 BPD/pozo, la profundidad de los mismos y el tipo de fluido producido.

Con base en lo anterior, se realizaron ajustes en los diseños para cada conjunto, generando recomendaciones de uso de bombas con capacidades de desplazamiento menor a 0.8 BPD/RPM.

**Alta producción de arena:**

Se identificó que los 7 pozos de la campaña de perforación 2011 se cañonearon con alta densidad de disparos, baja longitud de penetración y bajo diámetro de disparo. La productividad de dichos pozos fue baja y la frecuencia de arenamiento de los mismos fue alta.

Por tal razón se identificó una oportunidad de realizar control de producción de arena en la fuente a todos los pozos con PCP del campo mediante el planteamiento de recañoneo de los intervalos abiertos con cañones de alta penetración, baja densidad de disparos y mayor diámetro de disparo con el fin de mejorar área de flujo y reducir velocidad de flujo de fluidos.

Por otra parte, en bombeo PCP, respecto a velocidad de bombeo en términos de revoluciones por minuto (RPM), se tienen las siguientes consideraciones:

- entre 60 y 100 RPM: muy baja velocidad
- entre 100 y 150 RPM: baja velocidad
- entre 150 y 250 RPM: optima velocidad
- más de 250 RPM: muy alta velocidad

En el Campo Bonanza, se encontró que el promedio de velocidad de los conjuntos PCP instalados era de 94 RPM, muy baja, lo cual no favorece la hidráulica de los fluidos del pozo para llevar la arena producida a superficie.

Por tal razón se recomendaron para los nuevos diseños a instalar, velocidades de bombeo entre 150 y 200 RPM con el fin de favorecer el transporte de arena y finos a superficie.

Adicionalmente, se encontró que cuando los niveles dinámicos de fluido se registraron por debajo del tope de perforaciones (intervalos expuestos a  $P_{wf} = 0$  psi / máxima caída de presión entre yacimiento y cara de la formación), se evidenciaron problemas asociados a la producción de arena: aporte de finos, sobretorque de bomba, pega de bomba y arenamiento parcial. La revisión indicó que el 43% de los intervalos cañoneados en pozos con PCP en Bonanza se encontraban con  $P_{wf} = 0$  psi.

De acuerdo con lo anterior, se recomendó mantener como mínimo entre 200 y 400 pies de nivel dinámico de fluido por encima del tope de perforaciones.

Otro hallazgo encontrado en el análisis de eventos fue que cuando la CHP se dejó subir a valores por encima de 100 psi, se presentaron problemas relacionados con producción de arena y/o intervenciones con equipo de varilleo o workover. Igualmente, se evidenció una clara relación entre el incremento de la CHP y la disminución de los niveles dinámicos de fluido.

Con base en lo anterior, se recomendó mantener los valores de CHP entre 0 psi y máximo 60 psi para controlar de mejor forma los niveles de fluido dinámicos en el pozo (despresurización de anulares).

**Alta producción de gas:**

En la revisión realizada a los eventos históricos de los conjuntos PCP instalados, se encontraron oportunidades de profundización de bomba, bien sea en medio de perforados o por debajo de ellos, con el fin de reducir la posibilidad de afectación del gas producido en la eficiencia de la bomba por reactividad del elastómero.

**Inadecuadas prácticas operativas:**

En la revisión de eventos se identificaron oportunidades de mejora asociadas a realizar un adecuado arranque de los conjuntos, a baja velocidad de bombeo e incremento gradual de la velocidad en función de monitoreo de niveles dinámicos.

Igualmente se encontraron una alta cantidad de pozos con alta presión en cabeza por tubing (THP), lo cual se debe básicamente a taponamiento parcial con arena de las líneas de producción o a posible formación de emulsiones.

Con base en lo anterior se recomendó realizar desplazamiento de líneas de producción de los pozos afectados.

Igualmente se recomendó el cambio de cabezales hidráulicos a eléctricos a buena parte de los pozos PCP del campo.

**Pozos desviados:**

En la revisión de trayectorias de los pozos con conjuntos PCP, se identificó un valor de 2°/100 pies como la máxima desviación permitida para prevenir problemas de alto índice de intervención a pozo.

Con todo lo evidenciado en la revisión histórica de eventos, se ordenaron los pozos en PCP con mayor índice de intervención del campo, su condición actual y se generaron las recomendaciones de atención de su problemática tanto en temas de subsuelo como en aspectos relacionados con facilidades de superficie:

**Figura 61. Recomendaciones para pozos PCP con mayor índice de intervención**

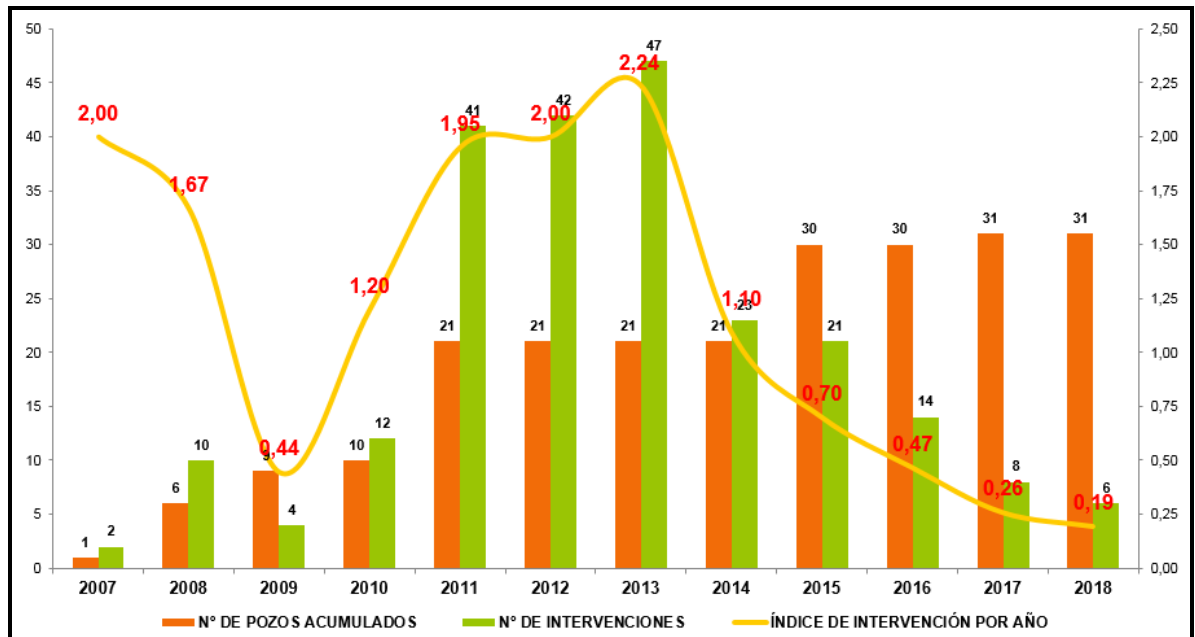
Pozo	Fecha arranque	Hoy	Días	Años	# intervenciones	# intervenciones por año	Comentarios	Condición actual	Recomendaciones
1 Bonanza 38	08/06/2011	30/04/2015	1422	3,90	35	9,0	Perforado 2011 - Arrancó en POP	pozo desviado - cañoneo a baja penetración - arranque con sobreextracción. Realizó rediseño PCP con éxito	descargar e nular
2 Bonanza 39	01/06/2011	30/04/2015	1429	3,92	20	5,1	Perforado 2011 - Arrancó en POP	pozo desviado - cañoneo a baja penetración - arranque con sobreextracción - baja rpm	inicialmente subir rpm - recañoneo a alta penetración/cañoneo adicional - rediseño bomba PCP (menor tamaño)
3 Bonanza 35	15/03/2011	30/04/2015	1507	4,13	18	4,4	Perforado 2011 - Arrancó en POP	cañoneo a baja penetración - arranque con sobreextracción - bomba 0.8 bpd/rpm - 42% intervalos Pwf=0 psi	recañoneo a alta penetración y cañoneo adicional - rediseño bomba PCP (menor tamaño)
4 Bonanza 37	21/05/2011	30/04/2015	1440	3,95	10	2,5	Perforado 2011 - Arrancó en POP	pozo desviado - bomba 1.0 bpd/rpm - baja rpm - baja sumergencia - 80% intervalos Pwf=0 psi	descargar e nular - recañoneo a alta penetración - cambiar bomba por menor tamaño y mejor manejo de arena
5 Bonanza 32	14/02/2011	30/04/2015	1536	4,21	10	2,4	Perforado 2011 - Arrancó en POP	pozo desviado - cañoneo a baja penetración - arranque con sobreextracción - actualmente con buenos niveles	inicialmente subir rpm - recañoneo a alta penetración - rediseño bomba PCP (menor tamaño)
6 Bonanza 26	10/02/2007	30/04/2015	3001	8,22	18	2,2	Perforado 2007 - Arrancó en POP	% cañoneo a baja penetración - bomba 1.0 bpd/rpm - baja rpm - baja sumergencia - 100% intervalos Pwf=0 psi	recañoneo a alta penetración - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
7 Bonanza 19	22/06/2011	30/04/2015	1408	3,86	8	2,1	Cambio GL a POP en 2011	bomba 1.0 bpd/rpm - baja rpm - baja sumergencia - anular presurizado - 22% intervalos Pwf=0 psi	descargar e nular - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
8 Bonanza 30	08/05/2008	30/04/2015	2548	6,98	14	2,0	Perforado 2007 - Cambió SM a POP en 2008	pozo desviado - % cañoneo a baja penetración - bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - baja sumergencia	recañoneo a alta penetración y cañoneo adicional - rediseño bomba PCP (menor tamaño)
9 Bonanza 27	03/09/2009	30/04/2015	2065	5,66	9	1,6	Perforado 2007 - Cambió GL a POP	anular presurizado - 33% intervalos Pwf=0 psi	descargar e nular y monitorear niveles de rítmicos
10 Bonanza 31	05/01/2008	30/04/2015	2672	7,32	10	1,4	Perforado 2007 - Arrancó en POP	pozo desviado - cañoneo a baja penetración - bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - 78% intervalos Pwf=0 psi	recañoneo a alta penetración - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
11 Bonanza 11	27/11/2010	30/04/2015	1615	4,42	6	1,4	Cambio GL a POP en 2010	bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - 57% intervalos Pwf=0 psi	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
12 Bonanza 36	23/03/2011	30/04/2015	1499	4,11	5	1,2	Perforado 2011 - Arrancó en POP	pozo desviado - cañoneo a baja penetración - bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - actualmente buenos niveles	inicialmente subir rpm - recañoneo a alta penetración - rediseño bomba PCP (menor tamaño)
13 Bonanza 28	01/01/2008	30/04/2015	2676	7,33	8	1,1	Perforado 2007 - Arrancó en POP	bomba 1.0 bpd/rpm - baja rpm	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
14 Bonanza 21	18/03/2008	30/04/2015	2599	7,12	6	0,8	Cambió GL a POP en 2008	bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - 69% intervalos Pwf=0 psi	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
15 Bonanza 25	28/08/2009	30/04/2015	2071	5,67	3	0,5	Perforado 2007 - Cambió GL a POP en 2009	bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - 79% intervalos Pwf=0 psi	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
16 Bonanza 20	28/02/2011	30/04/2015	1522	4,17	2	0,5	Cambio GL a POP en 2011	anular presurizado - 69% intervalos Pwf=0 psi	descargar e nular
17 Bonanza 10	06/02/2011	30/04/2015	1544	4,23	2	0,5	Cambio GL a POP en 2011	anular presurizado - bomba 1.0 bpd/rpm - 68% intervalos Pwf=0 psi	descargar e nular - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
18 Bonanza 24	01/09/2009	30/04/2015	2067	5,66	2	0,4	Perforado 2007 - Cambió GL a POP en 2009	bomba 0.8 bpd/rpm - baja rpm - 25% intervalos Pwf=0 psi	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
19 Bonanza 33	22/02/2011	30/04/2015	1528	4,19	1	0,2	Perforado 2011 - Arrancó en POP	bomba 1.0 bpd/rpm - baja rpm - 42% intervalos Pwf=0 psi	cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena
20 Bonanza 17	16/06/2009	30/04/2015	2144	5,87	1	0,2	Cambio GL a POP en 2009	buenos niveles	subir rpm
21 Bonanza 8	06/04/2011	30/04/2015	1485	4,07	0	0,0	Cambio GL a POP en 2011		

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Dichas acciones se ejecutaron de manera simultánea y su impacto se puede evidenciar en la Figura 62, en la que se puede apreciar una reducción del 90%

entre 2013 y 2018 en el índice de intervención a pozos con bombeo PCP del Campo Bonanza:

**Figura 62. Índice de intervención por año pozos PCP Bonanza**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Inicialmente se ejecutaron las acciones recomendadas en los 7 pozos más críticos del campo, con índice de intervención mayor a 2:

- Bonanza 39: subir RPM - recañoneo alta penetración / cañoneo adicional – rediseño bomba PCP (menor tamaño).
- Bonanza 35: recañoneo alta penetración y cañoneo adicional - rediseño bomba PCP (menor tamaño).
- Bonanza 37: recañoneo alta penetración - cambiar bomba por menor tamaño y mejor manejo de arena.

- Bonanza 32: inicialmente subir RPM - recañoneo a alta penetración – rediseño bomba PCP (menor tamaño).
- Bonanza 26: recañoneo alta penetración - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena.
- Bonanza 19: descargar anular - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena.
- Bonanza 30: recañoneo a alta penetración y cañoneo adicional – rediseño bomba PCP (menor tamaño).

Posteriormente, cuando fallaron y requirieron equipo (por oportunidad), se ejecutaron las acciones a pozos con índice de frecuencia de intervenciones entre 1.0 y 2.0:

- Bonanza 27: descargar anular y monitorear niveles dinámicos.
- Bonanza 31: recañoneo a alta penetración - cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena.
- Bonanza 11: cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena.
- Bonanza 36: inicialmente subir rpm - recañoneo a alta penetración – rediseño bomba PCP (menor tamaño).
- Bonanza 28: cambiar bomba por una de menor tamaño y mejor manejo de arena.

Desde Febrero de 2007, cuando se bajó la primera bomba PCP en Bonanza (pozo Bonanza 26), han tenido lugar 230 intervenciones a pozos con este sistema de levantamiento artificial y el índice de intervención se ha logrado reducir de 2.24 a 0.19 intervenciones por pozo activo por año. Campos vecinos como La Cira Infantas y Casabe tienen un índice del orden de 0.7.

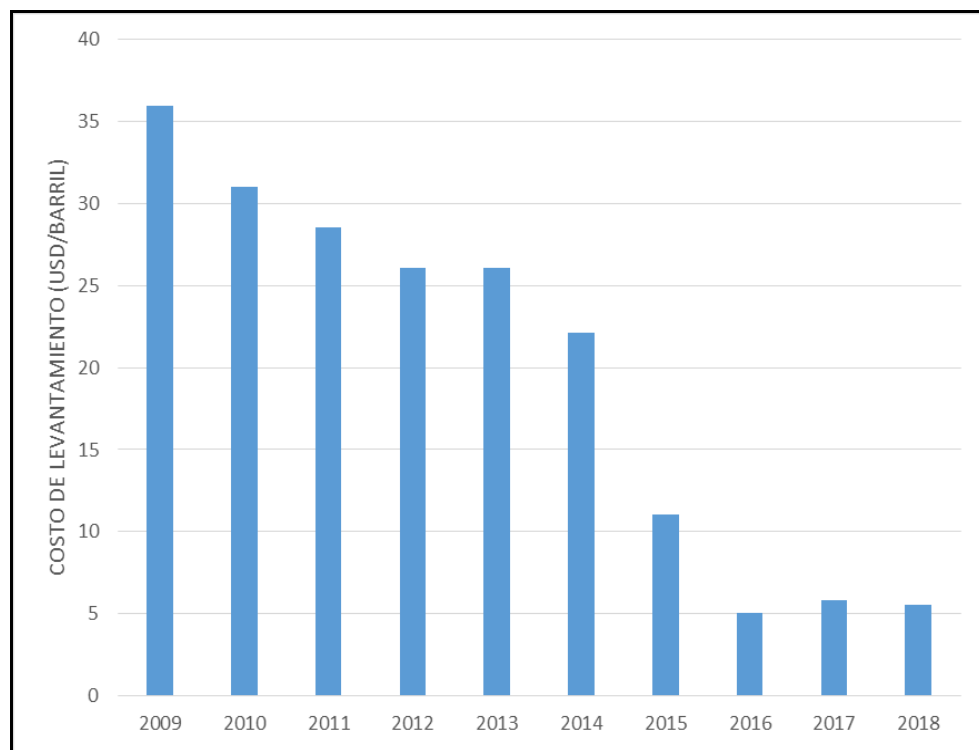
Finalmente, como lección aprendida de la revisión, se recomendó para futuros pozos a perforar en Bonanza tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Diseño de pozos desviados considerando un valor de 2°/100 pies como la máxima desviación permitida para prevenir problemas de alto índice de intervención a pozo.
- Cañoneo de pozos con alta penetración y baja densidad de tiros por pie.
- Selección de bombas PCP con capacidad adecuada para los pozos tipo de Bonanza (preferiblemente del orden de 0.6 bpd/rpm) con el fin de poder tener velocidades de bombeo por encima de 120 rpm que faciliten transporte de sólidos a superficie.
- Adecuado arranque en PCP: arranque con baja velocidad de bombeo e incremento gradual de velocidad de bombeo en función de monitoreo de niveles dinámicos.
- Mantener un adecuado nivel de sumergencia de bomba.
- Evitar tener anular presurizado (preferiblemente CHP = 0 psi).

- Evitar tener intervalos cañoneados expuestos a  $P_{wf} = 0$  psi (máxima caída de presión en la cara de la formación) o en su defecto identificar nivel dinámico por debajo del cual se presenta aporte de arena y finos.

En la Figura 63 se presenta la evolución del costo de levantamiento del Campo Bonanza entre 2009 y 2018, luego de implementar el recobro por inyección de agua, las iniciativas de aprovechamiento del gas de formación producido, la reconstrucción de la estación de recolección y tratamiento de fluidos y la gestión de obtención de regalías variables para la producción incremental.

**Figura 63. Costo de levantamiento Campo Bonanza 2009 - 2018 (USD/BARRIL)**



Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

## **9. HERRAMIENTA DE TOMA DE DECISIONES PARA APLICAR EN CAMPOS MARGINALES CON CARACTERÍSTICAS SIMILARES AL CAMPO BONANZA**

Una vez descritas las actividades que le permitieron al Campo Bonanza viabilizar su sostenibilidad operativa y económica, reconstruyendo su caso de éxito, las lecciones aprendidas de su implementación deben ser consideradas por otros campos con problemas similares con el fin de que se apliquen como estrategia de nuevos desarrollos para los mismos. Para el presente análisis se tuvieron en cuenta 11 campos pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, basados en la similitud en temas de geología, propiedades petrofísicas y de fluidos: Lisama, Tesoro, Nutria, Llanito, Gala, Galán, Tisquirama, San Roque, Peñas Blancas, Casabe Sur y Garzas.

Para seleccionar los campos en los cuales implementar la metodología utilizada en Bonanza, se tuvieron en cuenta principios de la herramienta MCDA (MultiCriteria Decision Analysis – Análisis de Decisión Multicriterio)<sup>20</sup> que se utiliza como apoyo en el proceso de toma de decisiones y priorización de opciones; la cual consiste en evaluar alternativas de acción desde diferentes criterios con el fin de asegurar una toma de decisión<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Romero, C. (1996). Análisis de las decisiones multicriterio (Vol. 14). Madrid: Isdefe

<sup>21</sup> Greco, S., Figueira, J., & Ehrgott, M. (2016). Multiple criteria decision analysis. New York: Springer.

Según la metodología, los campos identificados corresponden a las “Opciones de Decisión”. Las variables o “Factores a tomar en cuenta” en el análisis son:

- Costo de levantamiento
- Porcentaje de regalías
- Número de pozos activos
- Índice de intervención a pozos
- Viabilidad de implementación de métodos de recobro
- Petróleo Original
- Profundidad de pozos
- Producción diaria

Los pasos del análisis multicriterio en la toma de decisiones son:

- Identificar objetivos, problemas y alternativas
  - ✓ Se listan las “Opciones de Decisión”
- Identificar variables objeto de análisis y ponderarlas
  - ✓ Se listan los “Factores importantes a tener en cuenta”
- Calificar variables para comparar alternativas
  - ✓ Se construye la “Matriz” con las opciones como encabezado de fila y los factores como encabezados de columna
- Obtener una valoración para las distintas alternativas:
  - ✓ Se asigna un valor a cada factor de acuerdo con su importancia relativa para la decisión

- ✓ Se revisa cada celda de la matriz asignando la puntuación de la opción en relación con el factor
- ✓ Se suman los valores ponderados para cada opción
- Seleccionar la mejor alternativa
  - ✓ Se selecciona como la más conveniente aquella opción que obtiene el valor mayor
- Tomar la decisión

La Tabla 9 muestra los parámetros de análisis asociados a cada uno de los campos seleccionados para implementar la metodología propuesta:

**Tabla 9. Factores de análisis multicriterio en campos seleccionados**

FACTORES:	Costo de levantamiento (USD/BL)	Porcentaje de regalías (%)	Número de pozos activos	Índice de intervención a pozos (trabajos por pozo/año)	Tiene inyección de agua?	Petróleo Original (MMBEQ)	Profundidad (pies)	Producción diaria (BEQD)
<b>Lisama</b>	27	20%	38	0,42	No	263	6500	1160
<b>Tesoro</b>	27	20%	14	0,33	No	47	7500	350
<b>Nutria</b>	17	20%	25	0,25	No	125	7500	1500
<b>Llanito</b>	17	20%	48	0,44	Si	563	5500	2000
<b>Gala</b>	29	20%	47	0,61	No	241	7000	1500
<b>Galán</b>	15	20%	18	0,74	Si	374	5500	750
<b>Tisquirama</b>	18	32%	13	0,24	No	195	8000	870
<b>San Roque</b>	12	8%	13	0,14	No	78	8000	1700
<b>Peñas Blancas</b>	16	8%	19	0,91	Si	73	7500	1050
<b>Casabe Sur</b>	6	8%	23	1,21	Si	66	7500	2080
<b>Garzas</b>	19	20%	5	0,33	No	39	9000	350

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

La Tabla 10 muestra la ponderación que se realizó a las variables consideradas en el análisis

**Tabla 10. Ponderación variables consideradas (asignación peso en puntos)**

Costo de levantamiento (USD/BL)	1-10	11-20	21-30
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>100</b>
Porcentaje de regalías (%)	1-12	13-24	25-32
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>60</b>
Número de pozos activos	1-15	16-30	31-50
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>15</b>	<b>30</b>	<b>60</b>
Índice de intervención a pozos (trabajos por pozo/año)	0,0-0,30	0,31-0,70	0,71-1,50
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>10</b>	<b>30</b>	<b>60</b>
Tiene inyección de agua?	SI	NO	
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	
Petróleo Original (MMBEQ)	10-200	201-400	401-600
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>
Profundidad (pies)	1000-3000	3001-6000	6001-9000
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>10</b>
Producción diaria (BEQD)	0-700	701-1400	1401-2100
<b>Peso (en puntos)</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>4</b>

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

En la Tabla 11 se presentan los valores obtenidos por cada campo analizado luego de ponderar cada una de las variables consideradas y asignar puntuación a cada opción:

**Tabla 11. Matriz de Decisión Multicriterio**

FACTORES:	Costo de levantamiento (USD/BL)		% regalías		# pozos activos		Índice de intervención a pozos (trabajos por pozo/año)		Tiene inyección de agua?		Petróleo Original (MMBEQ)		Profundidad (pies)		Producción diaria (BEQD)		Resultados
	PESOS:																
<b>Lisama</b>	27	100	20%	30	38	60	0,42	30	No	25	263	20	6500	10	1160	6	<b>281</b>
<b>Tesoro</b>	27	100	20%	30	14	15	0,33	30	No	25	47	10	7500	10	350	10	<b>230</b>
<b>Nutria</b>	17	70	20%	30	25	30	0,25	10	No	25	125	10	7500	10	1500	4	<b>189</b>
<b>Llanito</b>	17	70	20%	30	48	60	0,44	30	Si	10	563	30	5500	7	2000	4	<b>241</b>
<b>Gala</b>	29	100	20%	30	47	60	0,61	30	No	25	241	20	7000	10	1500	4	<b>279</b>
<b>Galán</b>	15	70	20%	30	18	30	0,74	60	Si	10	374	20	5500	7	750	6	<b>233</b>
<b>Tisquirama</b>	18	70	32%	60	13	15	0,24	10	No	25	195	10	8000	10	870	6	<b>206</b>
<b>San Roque</b>	12	70	8%	15	13	15	0,14	10	No	25	78	10	8000	10	1700	4	<b>159</b>
<b>Peñas Blancas</b>	16	70	8%	15	19	30	0,91	60	Si	10	73	10	7500	10	1050	6	<b>211</b>
<b>Casabe Sur</b>	6	50	8%	15	23	30	1,21	60	Si	10	66	10	7500	10	2080	4	<b>189</b>
<b>Garzas</b>	19	70	20%	30	5	15	0,33	30	No	25	39	10	9000	10	350	10	<b>200</b>

Fuente. Departamento de Ingeniería Regional Central, Ecopetrol S.A.

Con el peso asignado a cada variable, el valor máximo ponderado de un campo considerado en este análisis sería de 355 puntos, en caso de obtener la máxima calificación en cada una de ellas. En caso contrario, el valor mínimo sería de 117 puntos. Un valor medio estaría del orden de 203 puntos.

Con base en la Tabla 11, los campos a los que les aplicaría las lecciones aprendidas en el redesarrollo del Campo Bonanza son los campos Lisama (281 puntos) y Gala (279 puntos) en primera opción, seguidos de los campos Llanito (241 puntos), Galán (233 puntos) y Tesoro (230 puntos).

## 10. CONCLUSIONES

La identificación de las problemáticas de tipo operativo, legal ambiental y económico de un campo petrolero es factor clave en la definición de nuevas oportunidades de desarrollo y gestión.

El uso en el Campo Bonanza de un montaje de inyección de agua con sistema cerrado de alta presión de pozos captadores a pozos inyectores con bombas electrosumergibles, que aplica principalmente a campos con baja producción de agua, estableció un hito en técnicas de recobro en Colombia, ya que fue la primera implementación de este diseño por parte de Ecopetrol S.A.

La implementación de sartas selectivas de inyección de agua en el Campo Bonanza ha permitido controlar la tasa de inyección por zona y corregir las zonas canalizadas.

La consecución de regalías variables obtenidas para el Campo Bonanza con ocasión del proyecto de producción incremental tuvo como factor clave de éxito la integración de las siguientes actividades:

- Implementar recobro por inyección de agua.
- Implementar iniciativas de aprovechamiento del gas de formación producido: red de gas de anulares, autogeneración eléctrica y venta de gas y productos blancos.

- Reconstruir la estación de recolección y tratamiento de fluidos.

El montaje de la red de recolección del gas producido por anulares en los pozos del Campo Bonanza contribuyó en:

- La reducción de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y desperdicio o quema de gas.
- Mejorar eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial instalados.
- Utilizar el gas en iniciativas de autogeneración eléctrica.
- Aumento en venta de gas y productos blancos.

La implementación de la autogeneración a gas en el Campo Bonanza solucionó el déficit energético del campo y soporta las iniciativas de desarrollo futuras.

La reparación del gasoducto Bonanza - Suerte permitió realizar de manera segura el transporte del gas de formación producido en Bonanza hacia su tratamiento en Provincia. El aporte de venta del gas seco y de los productos blancos es del orden de 479 BEPD.

El rediseño de la estación de recolección y tratamiento de fluidos del Campo Bonanza que consideró el uso del mismo espacio disponible, reutilizó y reubicó equipos, optimizó espacios, que implementó diseños retadores en facilidades, pudo cubrir las necesidades operativas asociadas al redesarrollo del campo.

Se implementó la metodología de Análisis Causa Raíz (RCA) como base logrando reducir el índice de intervención de 2.24 intervenciones por pozo por año en 2013 a 0.19 intervenciones por pozo por año en 2018.

Las lecciones aprendidas del caso de éxito del Campo Bonanza deben ser consideradas para su implementación en otros campos con problemas de continuidad operativa con el fin de que se apliquen como estrategia de redesarrollo de los mismos.

Con base en los resultados de la aplicación de la metodología de toma de decisiones y priorización de opciones MCDA (MultiCriteria Decision Analysis – Análisis de Decisión Multicriterio) utilizada para el ejercicio de los 11 campos considerados, se recomienda aplicar las lecciones aprendidas en el redesarrollo del Campo Bonanza a los campos Lisama y Gala en primera opción, seguidos de los campos Llanito, Galán y Tesoro.

## **11. RECOMENDACIONES**

Hacer un análisis similar para campos maduros como La Cira Infantas, Casabe y Tibú, de mayor volumetría y número de pozos.

Crear una metodología análoga para campos como Teca, Jazmín y Nare, con otro tipo de crudo y técnicas de recobro.

Aplicar un modelo de redes neuronales para Análisis de Decisión Multicriterio.

## BIBLIOGRAFÍA

Amaya, R., Amaya, M., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., Elphick, J., ... & Marín, A. J. V. (2010). Casabe: Revitalización de un campo maduro. Oilfield Review. Primavera.

Aguilar, M. Á. L. (2015) El futuro de los campos maduros en México: un reto y una oportunidad.

Babadagli, T. (2005, June). Mature Field Development—A Review (SPE93884). In 67th EAGE Conference & Exhibition.

Ballinas, J. J. (2015) Estrategias tecnológicas en actividades corriente arriba (upstream) como herramientas clave aplicadas en campos maduros.

Baptista, L. A., Gomez, C. I., Balzan, N. E., Medina, E., & Bravo, B. (2010, January). Substantial Decrease in Subsurface Equipment Failures in a Mature Field in Western Venezuela. In Trinidad and Tobago Energy Resources Conference. Society of Petroleum Engineers.

Candela, Sol Angel, y otros. Actualización Plan de Desarrollo Campo Bonanza. Bogotá, Septiembre 2014. Ecopetrol S.A. 82 p

Gil, E., & Chamorro, A. (2009). Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. OilProduction.Net.

Greco, S., Figueira, J., & Ehrgott, M. (2016). Multiple criteria decision analysis. New York: Springer.

Hirschfeldt, C. M., Bertomeu, F. D., & Lobato-Barradas, G. (2017, March). Practical Management in Mature Field Operations. In SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium. Society of Petroleum Engineers.

Maya, G. A., Mercado Sierra, D. P., Castro, R., Trujillo Portillo, M. L., Soto, C. P., & Pérez, H. (2010, January). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

Matos Gutiérrez, J. A. (2009). Optimización de la producción por sistema PCP en Campo Pacaya.

Memorias II Foro Mundial de Recobro. Bogotá, Octubre 2015. Ecopetrol S.A.

Ordoñez, A. y otros. Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Bonanza. Piedecuesta, Julio 2009. Ecopetrol S.A. 121 p

Rangel, S. V., Delgado, A. S., Han, M. J., Gámez, I. B., Rosales, S. K., Morety, R. A., & Pereira, J. A. (2016, October). Successful Application of Root Cause Analysis on Progressive Cavity Pumps Failures in Orinoco Oil Belt. In SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference. Society of Petroleum Engineers

Romero, C. (1996). Análisis de las decisiones multicriterio (Vol. 14). Madrid: Isdefe

Sáchica, Jorge, (2012) E. E. E. Y. G., Bucaramanga, Estudio de prefactibilidad para la recolección de gas de anulares de los pozos de los activos Lisama, Provincia y Llanito de Ecopetrol S.A.

Sarmiento, Luis F. (2011) Petroleum Geology of Colombia - Middle Magdalena Basin – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Stosur, G. J. (2003, January). EOR: Past, present and what the next 25 years may bring. In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Society of Petroleum Engineers.