

**PROPUESTA DE INTERVENCIÓN AL PROBLEMA DE RESTRICCIÓN DE
PRODUCCIÓN Y RIESGOS OPERACIONALES DE LOS POZOS DEL CAMPO
ELIZITA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE ANALISIS NODAL**

SANDRA PAOLA CABRERA SUAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**PROPUESTA DE INTERVENCIÓN AL PROBLEMA DE RESTRICCIÓN DE
PRODUCCIÓN Y RIESGOS OPERACIONALES DE LOS POZOS DEL CAMPO
ELIZITA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE ANALISIS NODAL**

SANDRA PAOLA CABRERA SUAREZ

**Trabajo de Grado para optar por el título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

**Director
FERNANDO E. CALVETE G.
MSc. en Informática
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	17
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ELIZITA Y ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS BENGALA A PARTIR DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS	17
1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO	17
1.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS BENGALA A PARTIR DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN	22
1.2.1 Bengala 2	22
1.2.1.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores.	22
1.2.1.2 Historia de producción y presiones	23
1.2.2 Bengala – 3	25
1.2.2.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores.	25
1.2.2.2 Historia de producción y presiones	28
1.2.3 Bengala – 4	30
1.2.3.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	33
1.2.3.2 Historia de producción y presiones	33
1.2.4 Bengala – 5	35
1.2.4.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	35
1.2.4.2 Historia de producción y presiones	38
1.2.5 Bengala – 6	40
1.2.5.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	40

1.2.5.2 Historia de producción y presiones	42
1.2.6 Bengala – 7ST1	44
1.2.6.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	44
1.2.6.2 Historia de producción y presiones	46
1.2.7 Bengala – 8	47
1.2.7.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	47
1.2.7.2 Historia de producción y presiones	48
1.2.8 Bengala – 9	50
1.2.8.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	50
1.2.8.2 Historia de producción y presiones	53
1.2.9 Bengala – 10	55
1.2.9.1 Construcción del pozo, completamiento e intervenciones posteriores	55
1.2.9.2 Historia de producción y presiones	57
1.3. RED DE LÍNEAS DE FLUJO DEL CAMPO ELIZITA	58
1.4 CONSUMOS DE ENERGÍA EN LOS POZOS DEL CAMPO ELIZITA	60
2. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS BENGALA MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA ANÁLISIS NODAL	66
2.1 MODELOS PARA PREDICCIÓN EN POZOS MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL	66
2.1.1 Bengala-2	71
2.1.2 Bengala-3	75
2.1.3 Bengala-4	78
2.1.4 Bengala-5	81

2.1.5 Bengala-6	85
2.1.6 Bengala-7ST1	88
2.1.7 Bengala-8	92
2.1.8 Bengala-9	96
2.1.9 Bengala-10	99
3. ANÁLISIS DE LA PRESURIZACIÓN DEL SISTEMA DE LÍNEAS DE FLUJO A PARTIR DE SENSIBILIDADES MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL	104
3.1 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LÍNEA TENIENDO EN CUENTA LAS CONSIDERACIONES ACTUALES	104
3.2 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LÍNEA TENIENDO EN CUENTA LAS CONSIDERACIONES FUTURAS	111
4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA DE CUELLOS DE BOTELLA EN EL CAMPO ELIZITA	115
4.1 RESULTADOS EVALUACIÓN TÉCNICA	115
4.2 RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA	116
5. CONCLUSIONES	122
BIBLIOGRAFIA	127

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Intervenciones a pozo en Bengala-3	27
Tabla 2. Historial de equipos ESP pozo Bengala-3	28
Tabla 3. Intervenciones a pozo en Bengala-4	30
Tabla 4. Historial de equipos ESP pozo Bengala-4	32
Tabla 5. Intervenciones a pozo en Bengala-5	36
Tabla 6. Historial de equipos ESP pozo Bengala-5	36
Tabla 7. Intervenciones a pozo en Bengala-6	40
Tabla 8. Historial de equipos ESP pozo Bengala-6	41
Tabla 9. Intervenciones a pozo en Bengala-7ST1	44
Tabla 10. Historial de equipos ESP pozo Bengala-7ST1	45
Tabla 11. Intervenciones a pozo en Bengala-9	51
Tabla 12. Historial de equipos ESP pozo Bengala-9	51
Tabla 13. Intervenciones a pozo en Bengala-10	55
Tabla 14. Historial de equipos ESP pozo Bengala-10	55
Tabla 15. Resumen líneas transporte y recolección de fluidos campo Elizita	59
Tabla 16. Datos PVT usados para el modelo de análisis nodal de los pozos Bengala	67
Tabla 17. Resultados prueba PVT – Expansión a composición constante	67
Tabla 18. Resultados vaporización diferencial a condiciones separador	68
Tabla 19. Datos de viscosidad del aceite Bengala a 174°F	68

Tabla 20. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-2	73
Tabla 21. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-3	76
Tabla 22. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-4	80
Tabla 23. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-5	83
Tabla 24. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-6	86
Tabla 25. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-7	90
Tabla 26. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-8	94
Tabla 27. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-9	98
Tabla 28. Resultados sensibilidad presión cabeza Vs caudal total pozo Bengala-10	101
Tabla 29. Velocidades líneas de flujo campo Elizita	105
Tabla 30. Condiciones actuales pozos Campo Elizita	106
Tabla 31. Resultados modelo GAP con líneas actuales	108
Tabla 32. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 6"	108
Tabla 33. Resultados modelo GAP con líneas propuesta de 4"	109
Tabla 34. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 8"	109
Tabla 35. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 10"	110
Tabla 36. Resumen actividades a realizar en los próximos años para el campo Elizita	111
Tabla 37. Resultados modelo GAP condiciones futuras con líneas actuales	112

Tabla 38. Resultados modelo GAP condiciones futuras con línea propuesta de 8”	113
Tabla 39. Resultados modelo GAP condiciones futuras con línea propuesta de 10”	115
Tabla 40. Capex proyecto construcción línea propuesta de solución cuellos de botella	117
Tabla 41. Indicadores financieros evaluación Campo Elizita	121

LISTA DE GRAFICAS

	Pag.
Grafica 1. Ubicación del campo Elizita en el Bloque Caracara	19
Grafica 2. Producción del Bloque Caracara y sus campos	21
Grafica 3. Estado mecánico actual pozo Bengala-2	22
Gráfica 4. Historia de producción pozo Bengala-2	24
Gráfica 5. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-2	25
Grafica 6. Estado mecánico actual pozo Bengala-3	26
Gráfica 7. Historia de producción pozo Bengala-3	29
Gráfica 8. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-3	30
Gráfica 9. Estado mecánico actual pozo Bengala-4	32
Gráfica 10. Historia de producción pozo Bengala-4	34
Gráfica 11. Estado mecánico actual pozo Bengala-5	35
Gráfica 12. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-4	37
Gráfica 13. Historia de producción pozo Bengala-5	38
Gráfica 14. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-5	39
Gráfica 15. Estado mecánico actual pozo Bengala-6	41
Gráfica 16. Historia de producción pozo Bengala-6	42
Gráfica 17. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-6	43
Gráfica 18. Estado mecánico actual pozo Bengala-7ST1	45

Gráfica 19. Historia de producción pozo Bengala-7ST1	46
Gráfica 20. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-7	46
Gráfica 21. Estado mecánico actual pozo Bengala-8	48
Gráfica 22. Historia de producción pozo Bengala-8	49
Gráfica 23. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-8	50
Gráfica 24. Estado mecánico actual pozo Bengala-9	52
Gráfica 25. Historia de producción pozo Bengala-9	53
Gráfica 26. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-9	53
Gráfica 27. Estado mecánico actual pozo Bengala-10	56
Gráfica 28. Historia de producción pozo Bengala-10	57
Gráfica 29. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-10	59
Gráfica 30. Esquema distribución de la red de líneas de flujo del campo Elizita	62
Gráfica 31. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-2	62
Gráfica 32. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-4	62
Gráfica 33. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-5	62
Gráfica 34. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-6	62
Gráfica 35. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-7	63
Gráfica 36. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-8	63
Gráfica 37. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-9	64
Gráfica 38. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-10	64
Gráfica 39. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-2	72
Gráfica 40. Curva IPR y VLP pozo Bengala-2 a condiciones actuales.	72

Gráfica 41. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-2	72
Gráfica 42. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-2	72
Gráfica 43. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-3	73
Gráfica 44. Curva IPR y VLP pozo Bengala-3 a condiciones actuales.	76
Gráfica 45. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-3	77
Gráfica 46. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-3	78
Gráfica 47. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-4	78
Gráfica 48. Curva IPR y VLP pozo Bengala-4 a condiciones actuales.	79
Gráfica 49. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-4	80
Gráfica 50. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-4	81
Gráfica 51. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-5	82
Gráfica 52. Curva IPR y VLP pozo Bengala-5 a condiciones actuales.	82
Gráfica 53. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-5	84
Gráfica 54. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-5	84
Gráfica 55. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-6	85
Gráfica 56. Curva IPR y VLP pozo Bengala-6 a condiciones actuales.	86
Gráfica 57. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-6	87
Gráfica 58. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-6	88
Gráfica 59. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-7ST1	89
Gráfica 60. Curva IPR y VLP pozo Bengala-7ST1 a condiciones actuales.	90
Gráfica 61. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-7ST1	91
Gráfica 62. Sensibilidad puntos de operación curva ESP pozo Bengala-7ST1	92
Gráfica 63. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-8	93

Gráfica 64. Curva IPR y VLP pozo Bengala-8 a condiciones actuales.	93
Gráfica 65. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-8	95
Gráfica 66. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-8	95
Gráfica 67. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-9	96
Gráfica 68. Curva IPR y VLP pozo Bengala-9 a condiciones actuales.	97
Gráfica 69. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-9	98
Gráfica 70. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-9	99
Gráfica 71. Curva IPR y VLP pozo Bengala-10 a condiciones actuales	100
Gráfica 72. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-10	101
Gráfica 73. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-10	102
Gráfica 74. Sensibilidad puntos de operación curva de ESP pozo Bengala-10	102
Gráfica 75. Sistema de líneas de flujo y troncales del campo Elizita	106
Gráfica 76. Sistema de líneas de flujo y troncales incluyendo línea propuesta de 10"	114
Gráfica 77. Perfiles de producción campo Elizita	118
Gráfica 78. Flujo de caja libre del proyecto de construcción y puesta en marcha de la línea propuesta	120
Gráfica 79. Evolución del lifting cost campo Elizita	120

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE INTERVENCIÓN AL PROBLEMA DE RESTRICCIÓN DE PRODUCCIÓN Y RIESGOS OPERACIONALES DE LOS POZOS DEL CAMPO ELIZITA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE ANALISIS NODAL*

AUTOR: SANDRA PAOLA CABRERA SUÁREZ**

PALABRAS CLAVES: Análisis Nodal, Desempeño Bomba Electro sumergible, Análisis de Sensibilidad de Variables, Flujo Multifásico, Cuellos de Botella, Optimización de Producción.

La presencia de cuellos de botella en sistemas de producción de campos de hidrocarburos acarrea una serie de problemas entre ellos la producción diferida que finalmente no permite el cumplimiento de objetivos de producción de los campos de hidrocarburos, además de incurrir en costos de operación e inversiones adicionales como consecuencia de las sobrepresiones, en especial a los sistemas de levantamiento artificial.

La principal herramienta para el desarrollo del presente proyecto es el uso de la técnica de análisis nodal, lo cual permite realizar el diagnóstico, desempeño y evaluación de los sistemas de producción, acompañado de análisis de sensibilidades de diferentes variables de producción que finalmente suministra una serie de información con la cual es posible la toma de decisiones buscando la optimización de las condiciones actuales de producción del campo y la solución a los cuellos de botella y restricciones que no permiten un comportamiento de la producción adecuado y viable para la operación.

La alternativa de solución propuesta, significa un aumento en la producción como resultado del alivio de los cuellos de botella en las líneas del orden de 1600 bopd y a condiciones futuras significaría la flexibilidad operacional para realizar las intervenciones consideradas dentro del plan de desarrollo del campo analizado adicional a garantizar una operación segura.

*Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing Msc Fernando Calvete

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR THE INTERVENTION TO WELL RESTRICTION PROBLEMS AND OPERATIONAL RISKS OF ELIZITA FIELD USING NODAL ANALYSIS TOOL*

AUTHOR: SANDRA PAOLA CABRERA SUÁREZ**

KEYWORDS: Nodal Analysis, Electrosumergible Pump Performance, Variables, Sensitivity Analysis, Multiphase flow, bottlenecks, Production Optimization.

The presence of bottlenecks in hydrocarbon production systems leads to a number of problems including deferred production that finally do not enables compliance with hydrocarbon fields production targets, in addition to incurring in other operational costs and investments due to overpressure in flow lines, manifold, wellhead equipment and especially in artificial lift systems.

The main tool to developed this project is to use the nodal analysis technique with *Petroleum Experts* specialized software, which allows diagnosis and performance evaluation of production systems, accompanied by sensitivity analysis of different production variables that finally provides certain amount of data which makes possible decision-making looking optimize current production conditions of the field and the solution to the bottlenecks and constraints that do not allow the appropriate behavior and viability of production operations.

The alternative presented in this document proposed a solution of Elizita field problem, ending operational risks associated to high pressure and giving some recommendations for redesign and optimize operational conditions of Bengala wells electrosumergible pumps, moreover means an increase in production as a result of relieving bottlenecks on flow lines around 1600 bopd and a future operational flexibility to performed the interventions considered within the field development plan, in addition to ensure safety in operations

*Graduation project

** Physicochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.

Director: Eng Msc Fernando Calvete

INTRODUCCIÓN

La técnica de análisis nodal es una herramienta que permite realizar un diagnóstico y predicción de los sistemas de producción y de igual manera sirve para proponer alternativas de optimización, metodología que fue usada para presentar la presente propuesta de solución a los cuellos de botella, ajustándose a los requerimientos y necesidades que se presentan en el campo Elizita. Esta propuesta servirá como solución y diagnóstico a la problemática presentada en el campo, logrando así reducir la producción diferida y permitiendo predecir el comportamiento futuro de tal manera que se pueda lograr el cumplimiento de las metas de producción de la empresa operadora.

Dentro del desarrollo del documento se presenta en primera medida un resumen amplio y detallado del comportamiento histórico de producción de cada uno de los pozos que componen el campo Elizita. Adicionalmente incluye la descripción del estado actual del pozo, incluyendo el diagnóstico actual del levantamiento artificial de cada uno de estos y las respectivas intervenciones a pozo que han impactado en la producción y potencial de los pozos.

En los capítulos posteriores se describen los resultados de la aplicación de la técnica análisis nodal al campo Elizita, cuyos resultados complementan y confirman de la situación de cada uno de los pozos como consecuencia de la condición de contrapresión que se está ejerciendo por los cuellos de botella identificados en las líneas de distribución de fluidos del campo. Con el análisis de sensibilidad se determina y cuantifica el impacto en la producción de cada pozo y en la economía del campo, adicional al comportamiento de las posibles alternativas de solución según resultados del modelamiento del fluido y del flujo a través del camino recorrido desde la cara de los yacimientos en cada uno de los pozos hasta la entrada al colector de la facilidad principal.

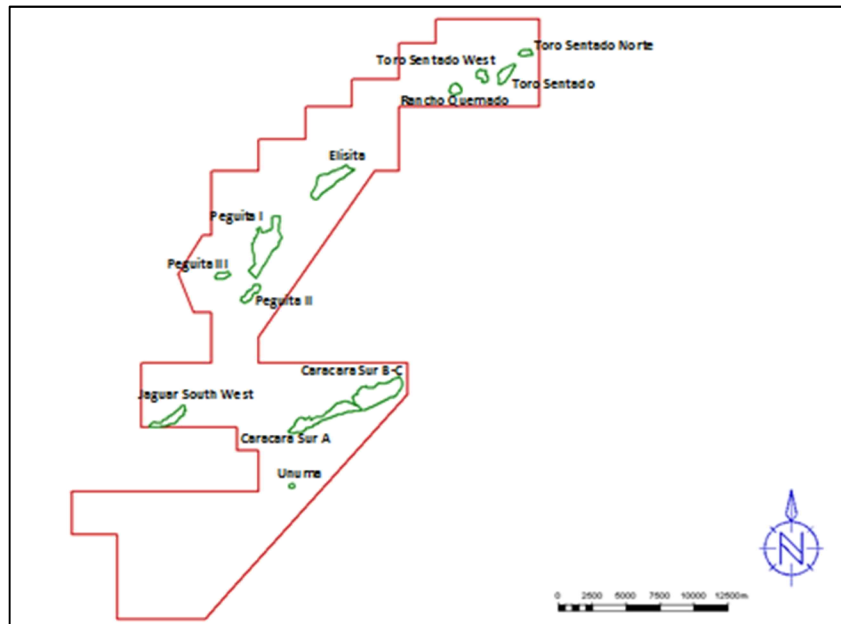
Finalmente la alterativa seleccionada técnicamente es evaluada económicamente definiendo la viabilidad en ambos aspectos, como también su viabilidad a mediano plazo teniendo en cuenta el plan de Desarrollo para esa zona el cual se encuentra limitado bajo las condiciones actuales y de no hacerse las modificaciones propuestas no sería posible lograr la flexibilidad operacional que permita llevar a cabo las intervenciones consideradas dentro de este plan, cuyo objetivo final es la optimización de la explotación del campo Elizita.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ELIZITA Y ANÁLISIS DE PRODUCCION DE LOS POZOS BENGALA A PARTIR DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS

1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO ELIZITA

El campo Elizita pertenece al bloque Caracara, ubicado en el municipio de Puerto Gaitán en el departamento del Meta. El campo fue descubierto en Abril del 2004 con la perforación del pozo Bengala – 2.

Gráfica 1. Ubicación del campo Elizita en el Bloque Caracara



Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

El campo Elizita produce de la formación Carbonera C7 a una profundidad promedio de 4000 pies bajo nivel del mar. Esta formación se encuentra dividida en 6 unidades productoras: C7-A, C7-B, C7-1, C7-2, C7-3 y C7-M. El aceite presente en el yacimiento tiene las siguientes características: API entre 20°-25°, viscosidad a condiciones de yacimientos entre 6 - 12 cP, Bo: 1.05 bls/STB y un GOR muy bajo 5-10 scf/Stb.

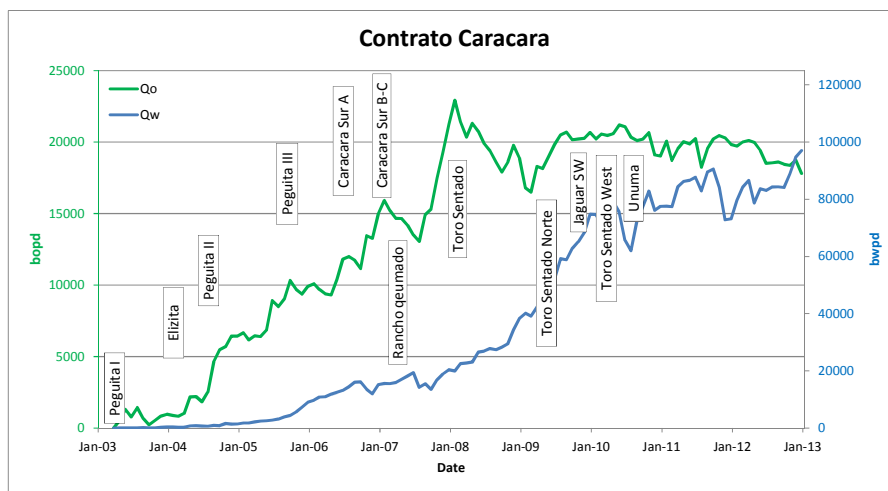
Las dos primeras unidades, C7-M y C7-3, son yacimientos de arenas masivas principalmente, con espesores típicos entre 20 y 40 ft de neto, con permeabilidades altas, 5000 a 500 mD, y donde el acuífero es de fondo. Las unidades superiores, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A, lo forman arenas de poco espesor (<20ft de neto) con intercalaciones de arcillas y menor continuidad lateral que el C7-M. Las permeabilidades son algo inferiores, 500 a 2000 mD y la entrada del acuífero es lateral.

El yacimiento está soportado por un fuerte acuífero dado una fuente natural de presión, la evolución del corte de agua, el límite de presión constante observado en los PBUs, al igual que el mantenimiento de presión derivado de estas pruebas y los diferentes MDTs, confirman la presencia de un acuífero muy activo, sin embargo la energía es insuficiente para proveer una producción espontánea mediante flujo natural, por lo que el campo esta completado con levantamiento artificial, específicamente bombas electrosumergibles.

El agua asociada que se produce a estos yacimientos es un agua dulce con salinidades totales que varían entre 200-2000 ppm. En la mayoría de los casos, la falta de consolidación de estas arenas y el potencial daño que su producción podría causar en los sistemas de bombeo electrosumergible hace necesario la instalación de sistemas de control de arena en fondo, lo cual se ha evidenciado en los PBU confirmando presencia de daño mecánico considerable por este tipo de completamiento.

El campo cuenta con 9 pozos productores completados con bombas electrosumergibles (ESP) que en promedio actualmente están produciendo 20,150 bfpd con un corte de agua de 85%. Para principios del año 2012 ha producido un acumulado aproximado de 49 MMSTBO con un registro de reservas remanentes de 3 MMSTBO.

Grafica 2. Produccion del Bloque Caracara y sus campos



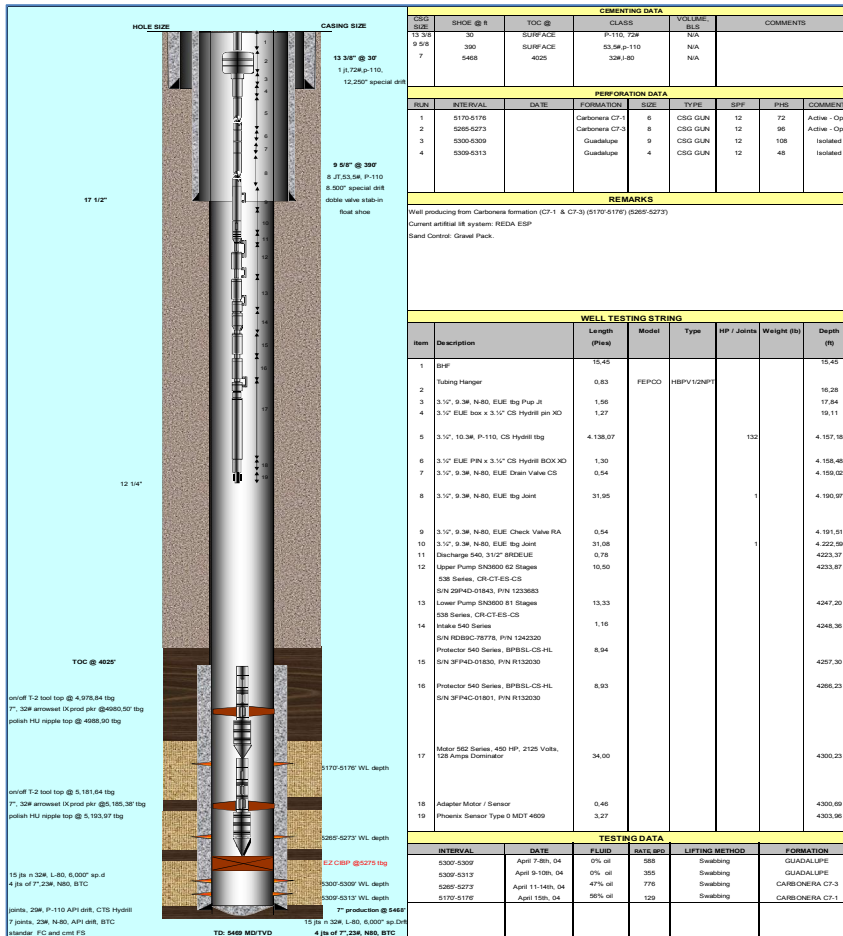
Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

1.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS BENGALA A PARTIR DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN

1.2.1 Bengala – 2

1.2.1.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores.

Gráfica 3. Estado mecánico actual pozo Bengala-2



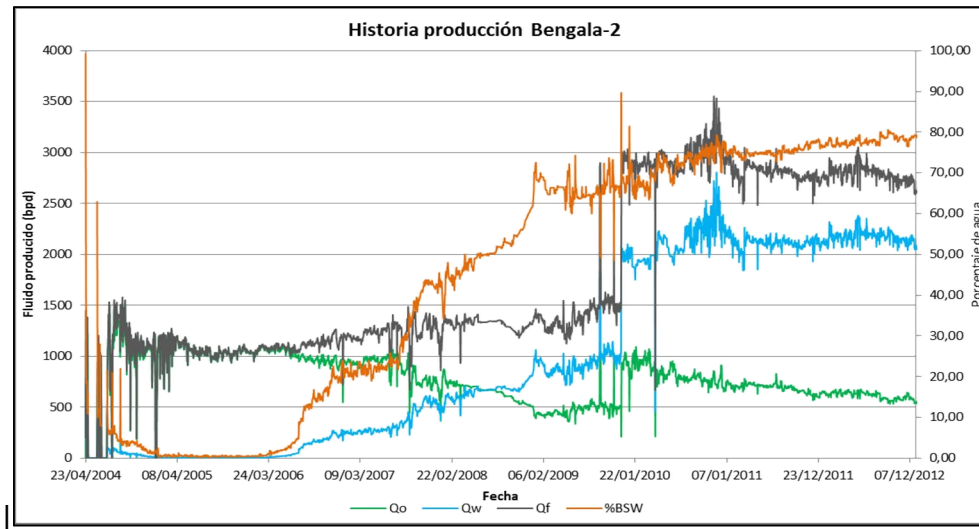
Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

El pozo fue perforado con broca de 8-1/2 y revestido con casing de producción de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2". El pozo no ha tenido intervenciones desde su inicio en producción en abril de 2004. Esta completado con equipo ESP SN3600 con 143 etapas. El pozo entró en producción el 23 de abril de 2004. Se probaron las arenas del C7-M pero fueron cerradas al mostrar alto corte de agua. Las arenas C7-1 y C7-3 se encuentran actualmente en producción y ambos intervalos cañoneados (5170' - 5176') (5265' - 5273') cuentan con sistema de control de arena con empaquetado de gravel pack.

1.2.1.2 Historia de producción y presiones. El pozo inicio producción el 23 de abril de 2004 con una tasa de 760 bopd y 199 bwpd. Desde la fecha mencionada solo ha presentado un cierre para realizar una prueba de restauración de presión entre los días 3 de mayo y 5 de junio de 2004. Con el análisis de la prueba se concluyó que la presión en yacimiento es de 2020 psi en promedio y la presencia de daño (entre 12 a 13) como consecuencia de la instalación del gravel pack.

En Abril del 2006 inicio el incremento del corte de agua, aproximadamente en un 1.5% mensual hasta Enero del 2011 cuando empieza a estabilizarse en valores cercanos a 70%. Para Diciembre de 2012 el corte de agua, el caudal de aceite y el caudal total reportado son 79%, 577 bopd y 2700 bfpd respectivamente.

Gráfica 4. Historia de producción pozo Bengala-2

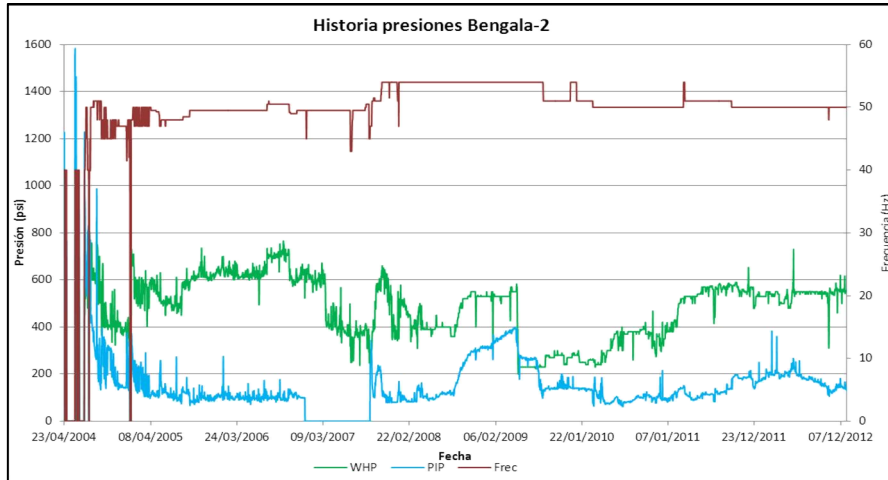


Fuente: Autor

En cuanto al comportamiento de presión del pozo, se observan unas variaciones como respuestas a los incrementos en la frecuencia de operación de la bomba. La presión en fondo fluyendo presenta una tendencia regular lo cual confirma la presencia de un acuífero activo con mantenimiento de presión. La caída de presión del pozo se encuentra en valores cercanos al máximo alcanzando caudales cercanos al AOF. Respecto a la presión en cabeza, su comportamiento en general es conforme al comportamiento de fondo, sin embargo durante el año 2006 se registraron valores por encima de 650 psi. Posteriormente a partir de Diciembre de 2006 hasta inicio del 2008 la presión en cabeza desciende a valores cercanos a los 400 psi y a partir de Febrero de 2007 hasta inicio del 2009 se mantiene en promedio cercanos a los 550 psi. Lo anterior se explica como respuesta al rápido incremento en el corte de agua que se reporta entre el 2008 y el 2009. Posteriormente, se estabiliza la presión por debajo de 300 psi hasta finales del 2010 cuando nuevamente se incrementa para registrar un dato promedio y estabilizado hasta Diciembre de 2012 cercano a los 580 psi. En cuanto a la frecuencia de operación de la bomba electrosumergible se alcanza el

máximo durante los años 2008 y 2009 de 54 Hz la cual es posteriormente reducida hasta los 50 Hz cuando comienza a evidenciarse aumentos en la presión en cabeza como resultado del mayor aporte de fluidos a altas frecuencias.

Gráfica 5. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-2



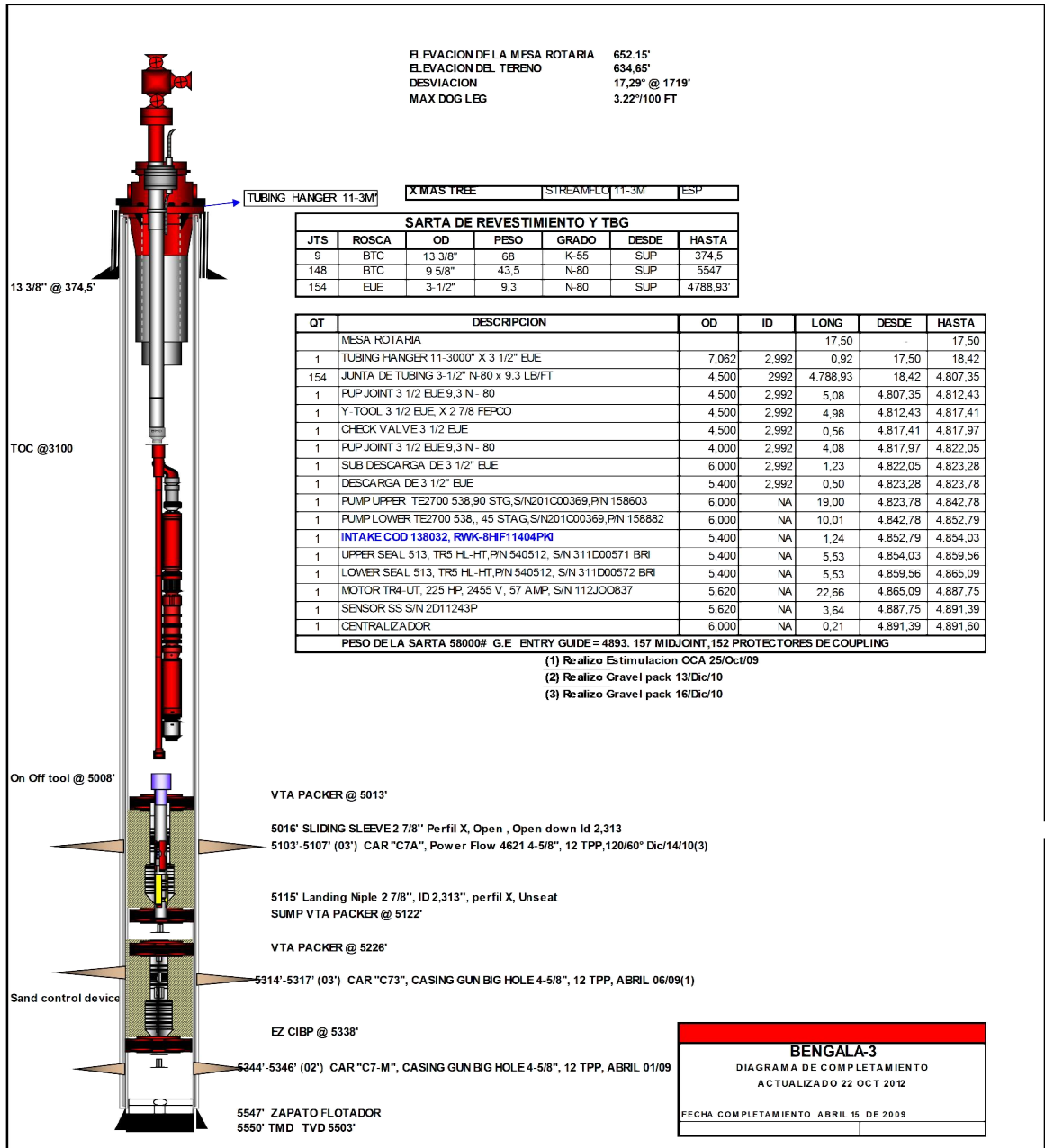
Fuente: Autor

1.2.2 Bengala – 3

1.2.2.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores.

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4, revestido con casing de producción de 9-5/8” y completado con tubing de producción de 3 1/2” y equipo de bombeo electrosumergible P-29 con 248 etapas. El pozo entro en producción el 16 de abril de 2009. Se probaron las arenas del C7-M pero fueron cerradas al mostrar alto corte de agua. Las arenas C7-3 y C7-A se encuentran actualmente en producción.

Gráfica 6. Estado mecánico actual pozo Bengala-3



Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

El pozo ha tenido cuatro intervenciones correctivas de fallas en los sistemas de bombeo electro sumergible causado por atascamientos y ruptura del eje por excesiva producción de arena. El completamiento actual del pozo permite la producción en conjunto de las arenas de las unidades C7-A y C7-3, aunque actualmente solo se permite el flujo de la unidad C7-3. Ambas unidades cuentan con sistemas de control de arena con gravel pack.

Tabla 1. Intervenciones a pozo en Bengala-3

Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Instalación gravel pack para la unidad C7-3 (5314 - 5317). Cambio de bomba ESP por atascamiento y ruptura del eje.	Mayo 2009
Acidificación	Acidificación a la unidad C7-3 (5314 - 5317).	Agosto 2009
W.O No 2	Cambio de ESP por arenamiento y falla eléctrica del motor y profundización del intake.	Noviembre 2009
W.O No 3	Instalación gravel pack para la unidad C7-3 (5314 - 5317) cañoneo y gravel pack C7-A (5103 – 5107). Instalación completamiento selectivo y bomba ESP.	Diciembre 2010
PLT	Registro PLT unidades C7-A (5103 - 5107) y C7-3 (5314 - 5317)	Mayo 2011
Slig Line No 1	Cierre camisa producción C7-A (5103 – 5107). En producción C7-3 (5314 - 5317).	Agosto 2011
W.O No 4	Cambio ESP por falla.	Octubre 2011

Fuente: Autor

Tabla 2. Historial de equipos ESP pozo Bengala-3

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Mayo 2009	P29 – 248 etapas	Arenamiento de equipo ESP
Noviembre 2009	P29 – 248 etapas	Arenamiento equipo ESP y motor a tierra
Diciembre 2010	P62 – 113 etapas	Bomba pegada, arenamiento de pozo
Octubre 2011	TD6000 – 68 etapas	Actual

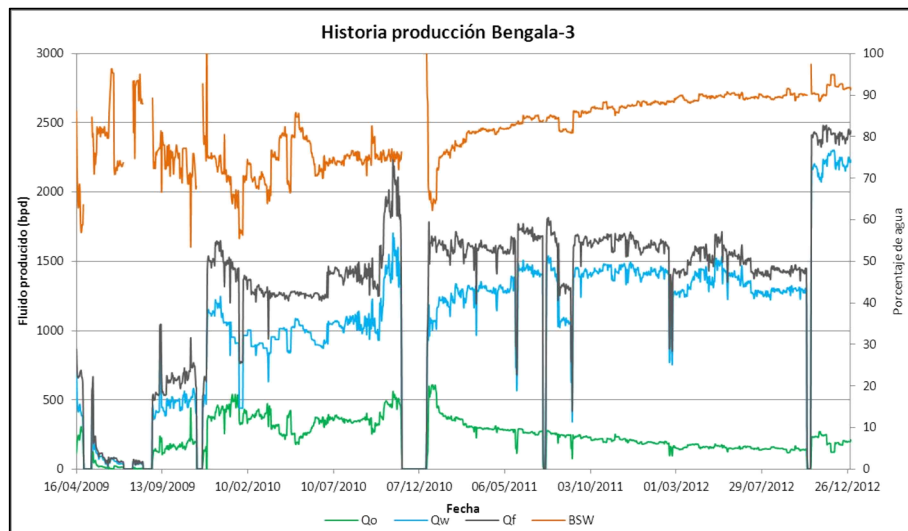
Fuente: Autor

1.2.2.2 Historia de producción y presiones. El pozo inicio producción el 16 de abril de 2009 con una tasa de 178 bopd y 430 bwpd. Se realizó una prueba de restauración de presión en Julio de 2009 donde se arrojó un daño en la zona mayor a 35, por lo cual se procedió a realizar una estimulación matricial con muy buenos resultados, alcanzando tasas de aceite de 370 bopd y de agua de 1040 bwpd, equivalente a un incremento cercano al 106%. Por recomendaciones del área de Geociencias se decide probar la unidad C7-A y por las múltiples fallas ocurridas en los sistemas de bombeo electro sumergible estos son completados con empaquetamiento de grava. Tras esta intervención se registró un aumento en el potencial del pozo del 55% aportando un promedio de 580 bopd y 1060 bwpd durante los primeros meses del 2011.

Sin embargo el caudal de aceite inicialmente registrado cae rápidamente acompañado de un marcado aumento en el corte de agua por lo que se decide realizar un registro de producción con el objeto de verificar cuál de las dos

unidades está aportando la mayor cantidad de agua y proceder a cerrarla. Como resultado del PLT se deja en producción la unidad C7-A, logrando estabilizar en 165 bopd y 1290 bwpd durante el 2012, hasta Diciembre cuando al re-abrir el pozo y como consecuencia de un tratamiento de estimulación, se logra incrementar las tasas de producción en agua y crudo por encima de 240 bopd y 2200 bwpd respectivamente.

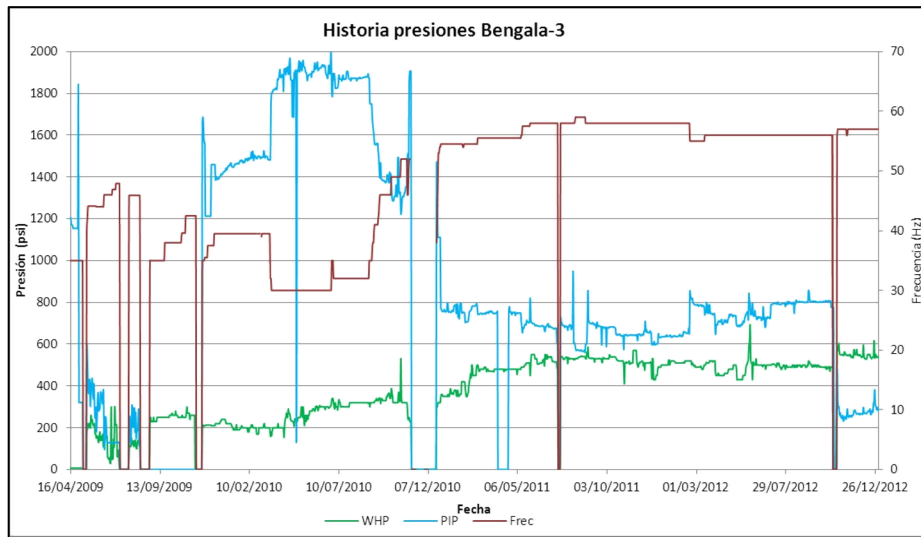
Gráfica 7. Historia de producción pozo Bengala-3



Fuente: Autor

En el comportamiento de presión del pozo se destaca durante el segundo semestre del 2009 y parte del 2010 un registro de presiones en fondo con valores por encima de los 1500 psi como resultado el incremento del potencial del pozo por la estimulación realizada en Agosto de 2009 y la capacidad de la bomba ESP instalada en dicho momento.

Gráfica 8. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-3



Fuente: Autor

A finales del 2012 se observa una caída fuerte en la presión dinámica de fondo como respuesta a un rápido incremento en la frecuencia de operación de la bomba buscando mantener las tasas inmediatamente obtenidas después de la estimulación, sin embargo ocurre una falla en la bomba por ruptura del eje, donde se aprovecha para cambiar el sistema de levantamiento artificial por uno de mayor capacidad.

El comportamiento en presiones durante el año 2011 y 2012 se muestra muy regular y consistente con las tasas obtenidas en superficie y con el potencial calculado para este pozo.

1.2.3 Bengala – 4

1.2.3.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 8-1/2”, revestido con casing de producción de 7” y completado con tubing de producción de 3 ½” y equipo ESP SN2600 con 61 etapas. El pozo entró en producción el 14 de enero de 2005 con el intervalo C7-3 (5257 - 5260). Las arenas del C7-M fueron probadas, posteriormente fueron cerradas al mostrar alto corte de agua. Actualmente el pozo se encuentra produciendo de la unidad C7-A con sistema de control de arena. El pozo ha tenido 2 intervenciones en las cuales ha sido cambiado el sistema electro sumergible aumentando su capacidad de bombeo en cada workover. La segunda intervención fue producto de una falla eléctrica ocurrido a la bomba por el aterrizaje de fases en el motor.

Tabla 3. Intervenciones a pozo en Bengala-4

Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Retirar gravel pack C7-3 (5257 - 5260), aislar C7-3 con tapón, cañonear C7-A (5057 - 5062) y colocar gravel pack a C7-A.	Agosto 2007
W.O No 2	Cambio de ESP por falla eléctrica de fondo.	Agosto 2008

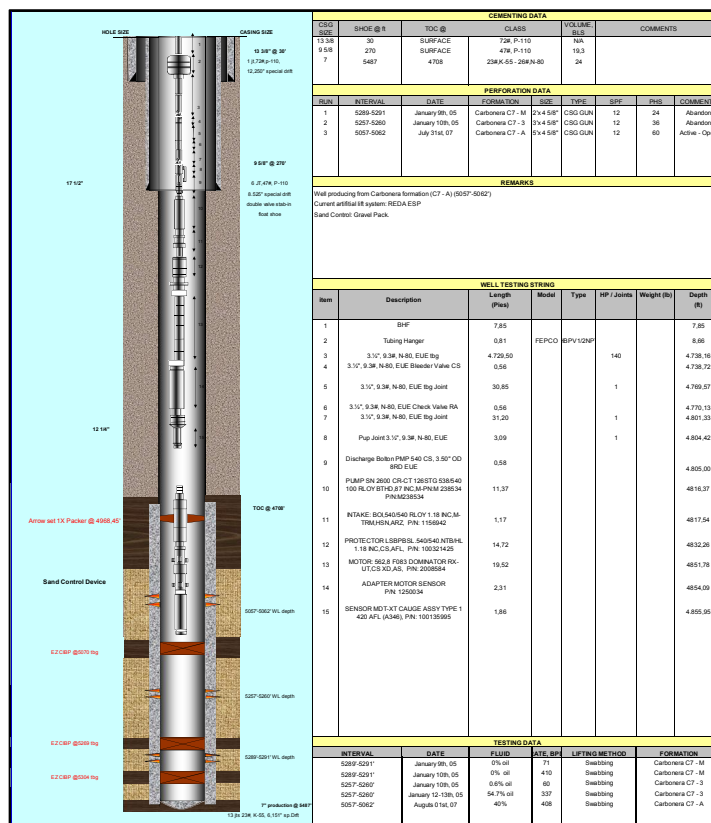
Fuente: Autor

Tabla 4. Historial de equipos ESP pozo Bengala-4

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Julio 2007	SN2600 – 61 etapas	Pulling sin falla para W.O rediseño ESP
Agosto 2008	DN 1100 – 201 etapas	Arenamiento equipo ESP y motor a tierra
Agosto 2008	SN2600 – 126 etapas	Actual

Fuente: Autor

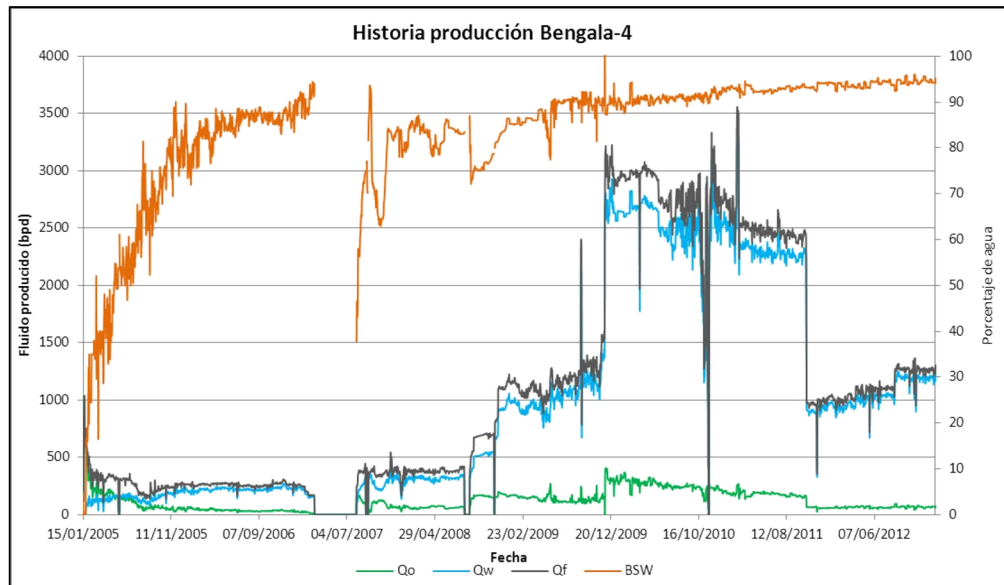
Grafica 9. Estado mecánico actual pozo Bengala-4



Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

1.2.3.2 Historia de producción y presiones. Desde los inicio en producción del pozo se evidencia una rápida caída en la tasa de aceite descendiendo de valores promedio de 750 bopd y BSW menores a 10% a 46 bopd y 80% de BSW en menos de un año. Dado el rápido incremento en el agua y valores por encima del 90% se procede al cierre del pozo para aislar la unidad C7-3 y abrir la unidad C7-A completada con gravel pack y bombeo electro sumergible de mayor Capacidad al anteriormente instalado. Los resultados en el incremento en la tasa de aceite se ven inmediatamente con promedios registrados mayores a 100 bopd y cortes de agua del orden del 65%. Tres meses después, durante Noviembre del 2007 inicia una nueva caída en la producción el pozo y la inminente aceleración en la entrada del agua hasta alcanzar cortes de agua por encima del 90%, los cuales se observan como respuesta a un incremento inmediato en la frecuencia de operación el pozo, desde 51 Hz hasta 61Hz. En cuanto a la tasa de aceite esta se estabiliza en valores promedio de 170 bopd hasta Noviembre de 2011 cuando se nuevo modifican la frecuencia de operación disminuyéndola a 41 Hz por altos volúmenes de agua y limitaciones de transporte en las líneas de conducción de fluidos hacia las facilidades de producción. Durante el año 2012 el promedio de producción registrada para el pozo es de 60 bopd y 960 bwpd. A principios del 2013 el pozo sale de producción indefinidamente por limitaciones en las líneas de flujo del campo Elizita.

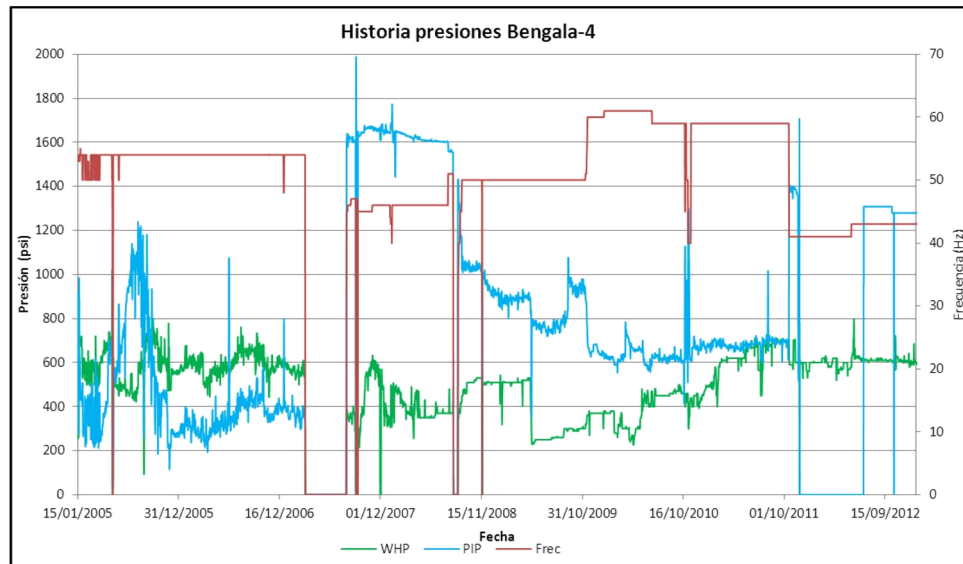
Gráfica 10. Historia de producción pozo Bengala-4



Fuente: Autor

Durante los años 2005 y 2006 se evidenció alto registro en las presiones de fondo y superficie, lo cual se explica por la acelerada entrada de agua que se presentó en este periodo, adicional a que en esta época se estaba hasta ahora construyendo el sistema actual de líneas de conducción por lo que el sistema se encontraba sobre presurizado. Sin embargo este mismo comportamiento se registra desde finales del 2009 cuando se aumentó la producción de fluidos dado el cambio en el sistema ESP y el ascenso en la frecuencia de producción alcanzando presiones en superficie del orden de los 600 psi, lo cual es una de las razones por las cuales el pozo sale de producción indefinidamente al incrementar los cuellos de botella en las líneas del campo Elizita.

Gráfica 11. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-4



Fuente: Autor

1.2.4 Bengala - 5

1.2.4.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 8-1/2", revestido con casing de producción de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN2600 con 126 etapas. El pozo entro en producción el 15 de mayo de 2005 produciendo de las arenas C7-1 (5321 - 5326) y C7-3 (5414 - 5416) con gravel pack. Se probaron las arenas del C7-M pero fueron cerradas al mostrar alto corte de agua. Las arenas C7-3, C7-1 y C7-A se encuentran actualmente en producción con un sistema de bombeo electro sumergible D2400N de 78 etapas.

Tabla 5. Intervenciones a pozo en Bengala-5

Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Aislamiento arenas C7-3 y C7-1, cañoneo C7-A (5211 - 5213), swabbing C7-A e instalación gravel pack.	Enero 2008
W.O No 2	Cambio de ESP por ruptura del eje	Junio 2008
W.O No 3	Se retira aislamiento de arenas C7-3 y C7-1 para producir en conjunto con intervalo C7-A. Cambio bomba ESP por mayor capacidad	Marzo 2010
W.O No 4	Se sacó y reutilizo equipo ESP para correr registro de temperatura en el pozo ya que no tiene Y-Tool.	Mayo 2010

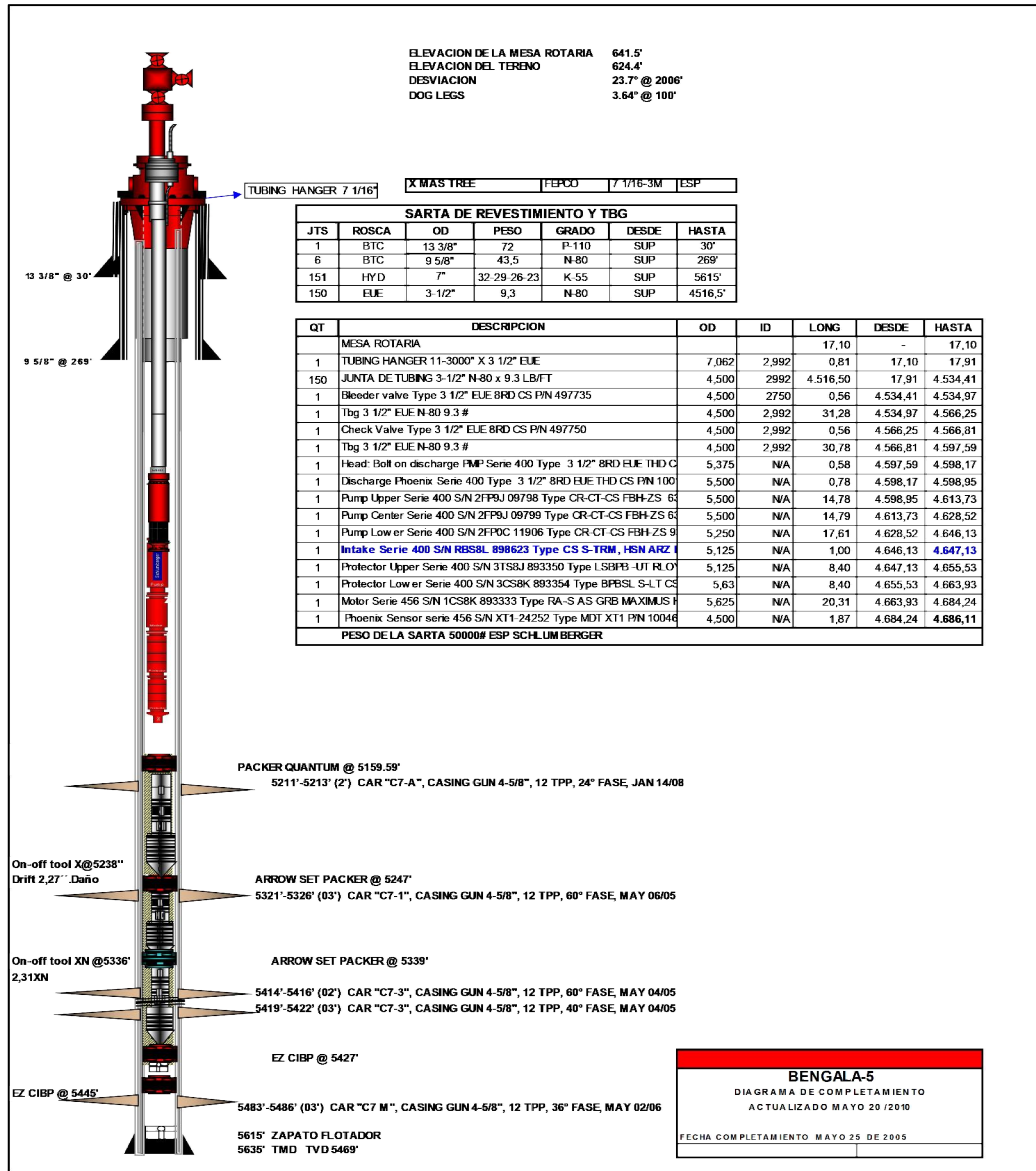
Fuente: Autor

Tabla 6. Historial de equipos ESP pozo Bengala-5

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Junio 2008	D725N – 237 etapas	Bomba atascada por arenamiento
Marzo 2010	D2400N – 78 etapas	Actual

Fuente: Autor

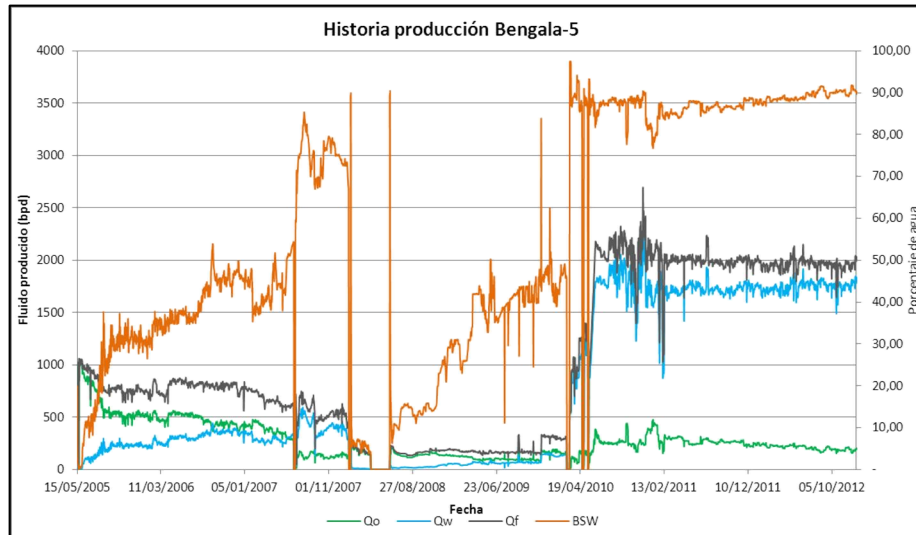
Grafica 12. Estado mecánico actual pozo Bengala-5



Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

1.2.4.2 Historia de producción y presiones

Gráfica 13. Historia de producción pozo Bengala-5



Fuente: Autor

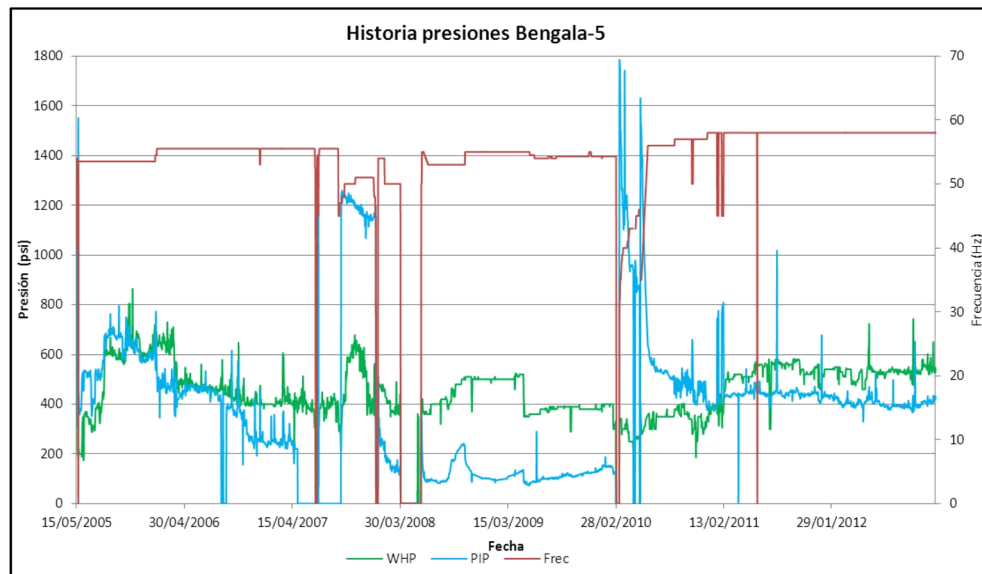
El pozo inicio producción el 15 de mayo de 2005 con una tasa de 780 bopd y 9 bwpd. Produjo sin ninguna parada registrada hasta Enero del 2008 cuando sale de producción para aislar las unidades de producción en dicho momento (C7-1, y C7-3) para abrir la unidad C7-A en producción, Lo anterior con el objeto de disminuir la producción de agua, en esta fecha el pozo registraba un corte de agua mayor al 65%. El 19 de Enero del 2008 inicial producción la unidad C7-A cuyo completamiento incluye gravel pack con una tasa promedio de 232 bopd y 16 bwpd, logrando con esta intervención una disminución en el corte de agua mayor al 80% pero con una disminución en la producción de aceite del orden de 55% dado el daño inducido por el empaquetamiento de grava.

Continúa su producción con una interrupción en Junio de 2008 por una falla en el sistema de bombeo electro sumergible como resultado de la excesiva producción de arena se genera un atascamiento en la bomba y posterior ruptura del eje.

Continúa en producción el intervalo de la unidad C7-A hasta Marzo del 2010 cuando se decide abrir de nuevo los intervalos de las unidades C7-1 y C7-3 para producir en conjunto, logrando incrementar la tasa de aceite de 240 bopd en promedio a 290 bopd con y BSW mayores a 85%. Para producir un volumen de fluido mayor (aproximadamente 70% más que con la unidad C7-A únicamente habilitada para producción) fue necesario cambiar el sistema de bombeo electro sumergible por uno de mayor capacidad.

A partir de dicha intervención el pozo ha mantenido un comportamiento estable en cuanto a tasas de producción y presión en fondo y cabeza, alcanzando este último parámetro valores promedio de 550 psi.

Gráfica 14. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-5



Fuente: Autor

1.2.5 Bengala - 6

1.2.5.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 8-1/2" y revestido con casing de producción de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN2600 con 48 etapas. El pozo entró en producción el 02 de junio de 2005 produciendo con gravel pack de la arena C7-3 (5441 - 5445) La arena C7-3 se aisló en agosto de 2007 y actualmente el pozo produce de la unidad C7-A (5237 - 5240) La arena C7-M fue probada pero fue cerrada por alto corte de agua.

Tabla 7. Intervenciones a pozo en Bengala-6

Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Aislamiento arena C7-3 (5441 - 5445), cañoneo arena C7-A (5237 - 5240), swabbing arena C7-A, cambio equipo ESP.	Agosto 2007
W.O No 2	Instalación gravel pack arena C7-A (5237 - 5240)	Octubre 2007
W.O No 3	Recañoneo arena C7-A (5078 - 5080), swabbing C7-A, instalación gravel pack C7-A, cambio de equipo ESP.	Enero 2008
Acidificación	Acidificación a la unidad C7-A (5237 - 5240)	Enero 2011

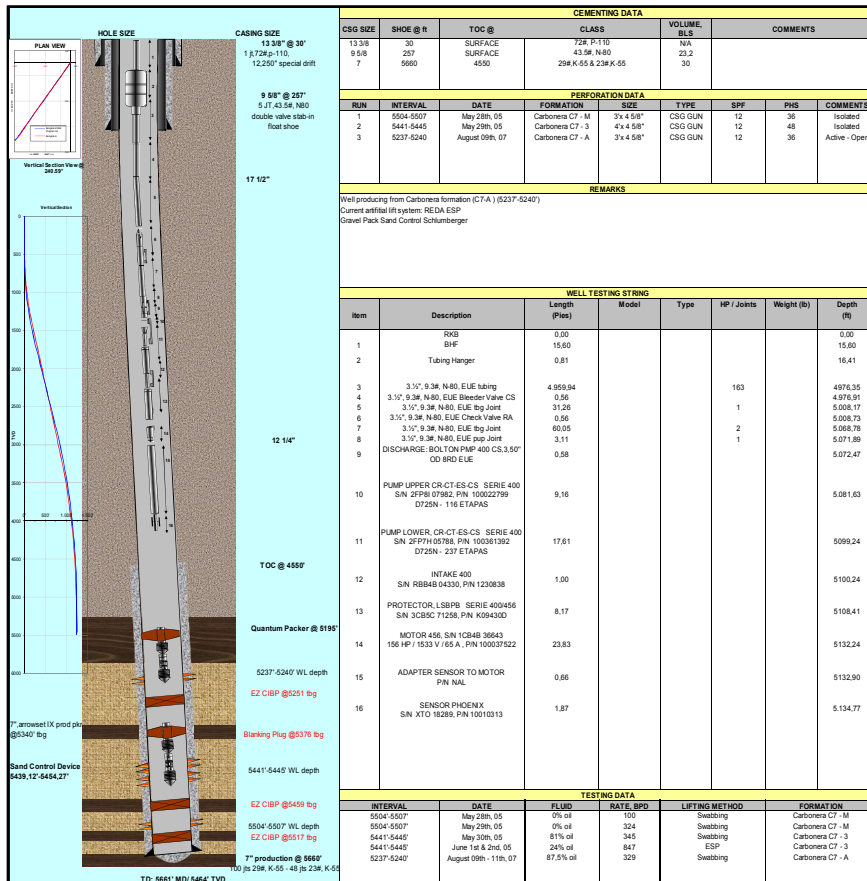
Fuente: Autor

Tabla 8. Historial de equipos ESP pozo Bengala-6

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Agosto 2007	D725N - 237 etapas	Falla eléctrica de fondo
Enero 2008	D725N - 116 etapas	Actual

Fuente: Autor

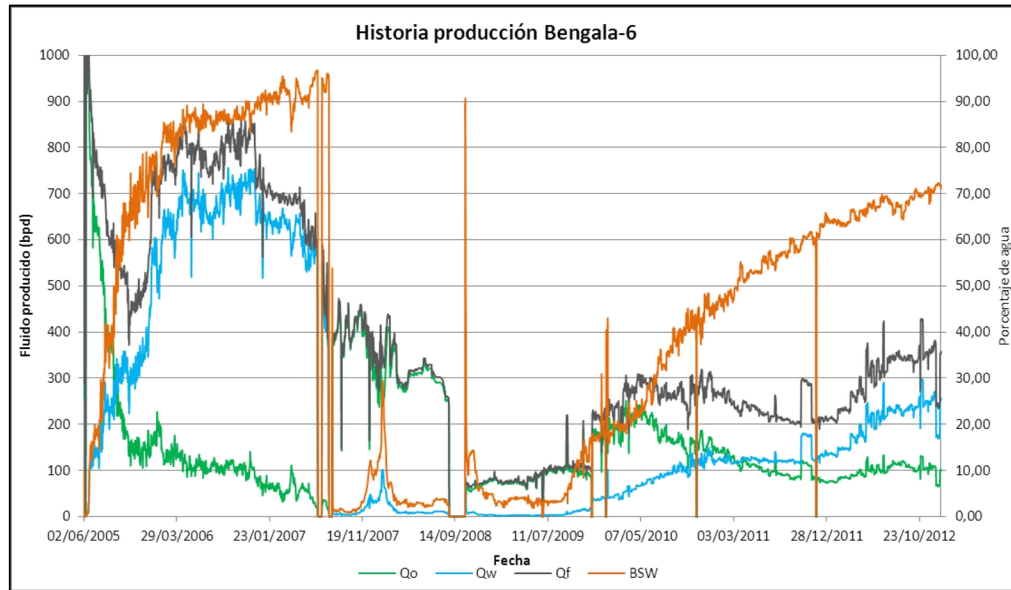
Grafica 15. Estado mecánico actual pozo Bengala-6



Fuente: Autor

1.2.5.2 Historia de producción y presiones

Gráfica 16. Historia de producción pozo Bengala-6

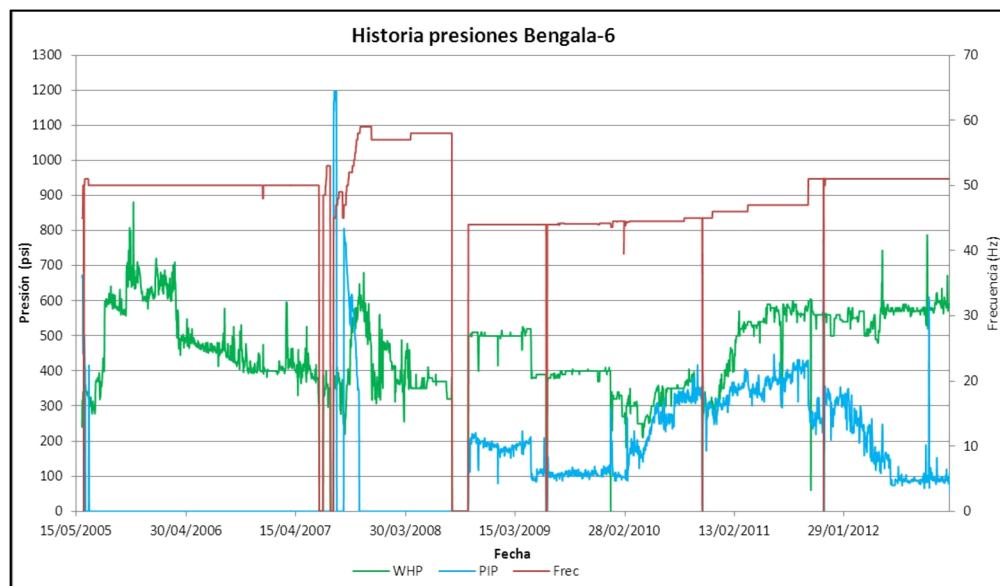


Fuente: Autor

El pozo inicio producción en Junio del 2005 con una tasa de 765 bopd y 6 bwpd. Su producción de aceite fue declinando rápidamente acompañada de un acelerado incremento en el corte de agua alcanzando a un año promedio de producción de 116 bopd y 645 bwpd (BSW mayores a 80%). Dadas las bajas tasas (menos de 30 bopd), se interviene el pozo en Agosto de 2007 para aislar definitivamente la unidad C7-3 y habilitar para producción la unidad C7-A. Como resultado del cambio de logra incrementar la producción en este pozo a valores promedio de 390 bopd y cortes de agua por debajo del 3%. A esta fecha la presión en cabeza mantenía la tendencia a disminuir como resultado de la construcción del sistema inicial de líneas de conducción durante el año 2006-2007, aliviando las contrapresiones al yacimiento y que se evidenciaban con lecturas de presión en cabeza por encima de los 600 psi. Posterior a la parada del pozo ocurrida en Julio

de 2008 como causa de falta de capacidad en facilidades de producción por salida de equipos a mantenimiento, tres meses después, en Octubre del 2008 arranca de nuevo el pozo a frecuencias bajas y con tasas de 72 bopd y 2 bwpd cierra el periodo 2008. Durante el 2009 se fue evidenciando un incremento en la producción de aceite y agua como respuesta de aumentos lentos en la frecuencia de operación de la bomba hasta 46 Hz, alcanzo el pico e producción del pozo en Junio 2010 y dando inicio de nuevo a la declinación de aceite. Para mitigar lo anterior, se incrementó la frecuencia a valores de 52 Hz manteniendo de esta manera tasas de aceite y agua de 101 bopd y 230 bwpd con registros de presión en cabeza del orden de 630 psi.

Gráfica 17. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-6



Fuente: Autor

1.2.6 Bengala - 7ST1

1.2.6.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 8-1/2" y revestido con casing de producción de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN2600 con 114 etapas. El pozo entró en producción el 15 de julio de 2005 produciendo de las arena C7-3 (5,282 – 5,292 Ft-MD) con gravel pack. En octubre de 2007 se aisló el C7-3 y se cañoneo el intervalo C7-A (5,078 – 5,080 Ft-MD) actualmente en producción.

Tabla 9. Intervenciones a pozo en Bengala-7ST1

Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Cambio equipo ESP.	Agosto 2005
W.O No 2	Sacó ESP. Pozo cerrado temporalmente	Noviembre 2006
W.O No 3	Aislamiento arenas C7-3 (5282 - 5292), cañoneo arena C7-A (5078 - 5080)	Octubre 2007
W.O No 4	Recañoneo arena C7-A (5078 - 5080), swabbing C7-A, instalación gravel pack C7-A, cambio de equipo ESP.	Enero 2008
W.O No 5	Cambio de equipo ESP.	Enero 2011

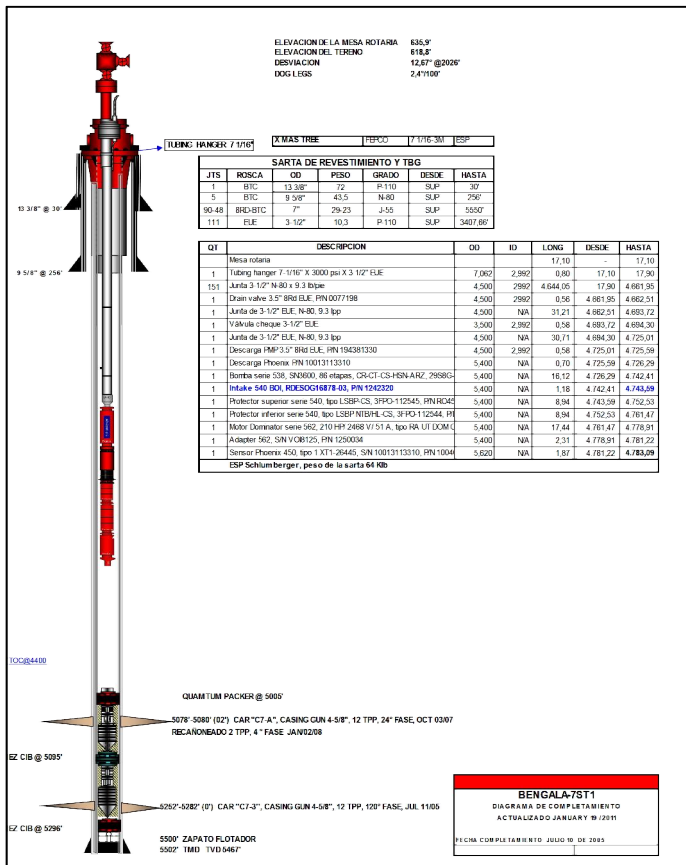
Fuente: Autor

Tabla 10. Historial de equipos ESP pozo Bengala-7ST1

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Agosto 2005	D1400N -114 etapas	Falla eléctrica de fondo
Octubre 2007	D1100N -219 etapas	Atascamiento por arena en bomba ESP
Enero 2008	SN2600 - 88 etapas	Cambio en la capacidad de la bomba
Enero 2011	SN 3600 – 84 etapas	Actual

Fuente: Autor:

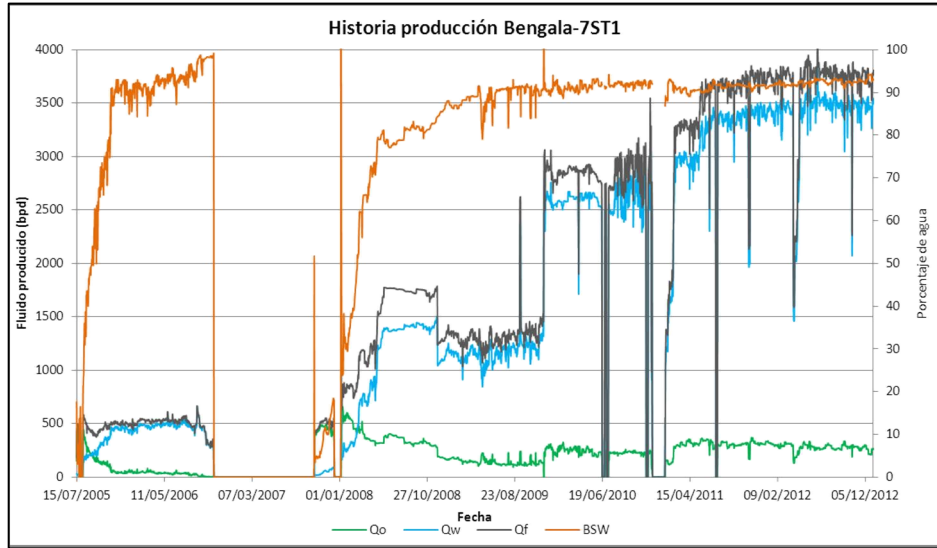
Grafica 18. Estado mecánico actual pozo Bengala-7ST1



Fuente: Plan Desarrollo Caracas 2013

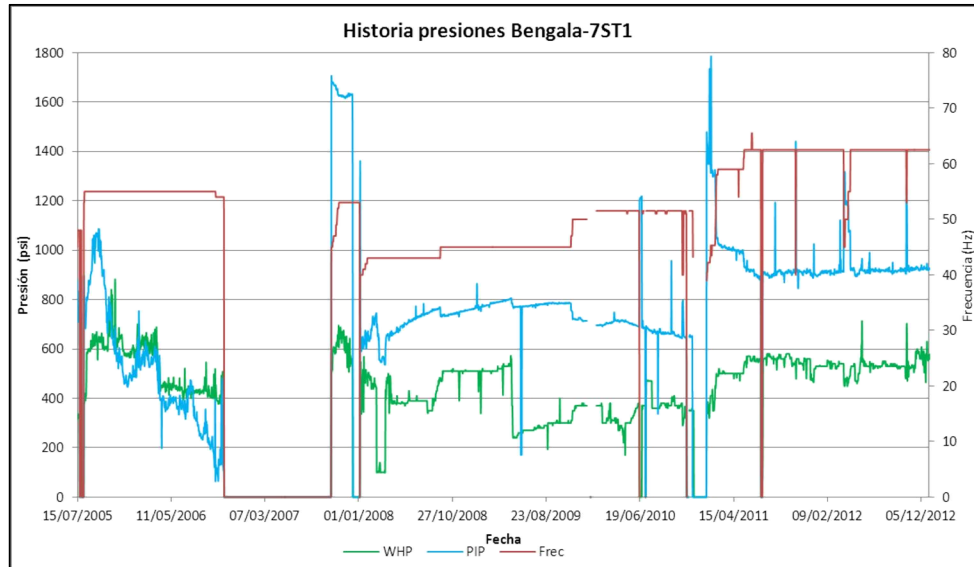
1.2.6.2 Historia de producción y presiones

Gráfica 19. Historia de producción pozo Bengala-7ST1



Fuente: Autor

Gráfica 20. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-7ST1



Fuente: Autor

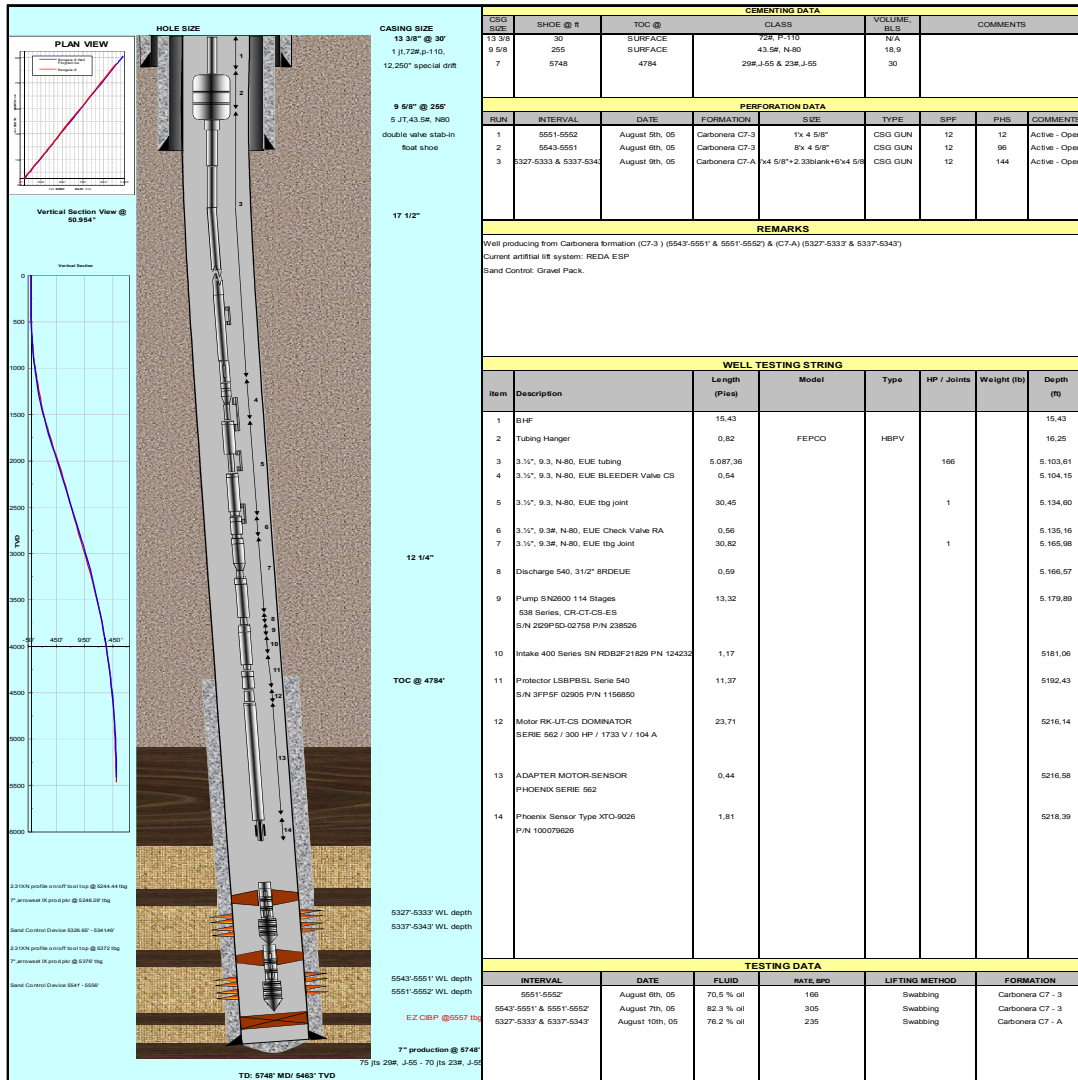
Desde los inicios de producción en Junio de 2005 fue evidente el alto aporte de agua de este pozo el cual se incrementó hasta 90% en menos de 6 meses. En Octubre de 2006 se cierra el pozo por bajo potencial (tasa promedio de 5 bopd y 99% de BSW). A raíz de esto, se procede al aislamiento de las arenas del C7-3 y se habilita la unidad C7-A iniciando producción con promedios de 425 bopd y BSW de 4.5%. Debido al incremento en el aporte de fluido del pozo, es necesario intervenir nuevamente para aumentar la capacidad de la bomba electro sumergible, dado que los registros de presión en fondo se encontraban muy por encima de lo normal indicando que la bomba ya estaba en su máximo punto de operación. Es por eso que en Enero del 2008 se cambia la bomba ESP, y como resultado se continúa con el mismo comportamiento que se estaba registrando al habilitar el C7-3 pero con mínimas restricciones por limitación del sistema de levantamiento artificial.

Declina levemente la producción de aceite, estabilizándose a partir del segundo semestre de 2010 hasta el cierre del 2012 en caudales promedio de 220 bopd y cortes de agua entre 90% a 93%. En cuanto al comportamiento de presión en ese último periodo se encuentra igualmente estabilizado en valores promedio de 1000 psi para fondo y 560 en cabeza.

1.2.7 Bengala - 8

1.2.7.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 8-1/2" y revestido con casing de producción de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN2600 con 114 etapas. El pozo entró en producción el 13 de agosto de 2005 produciendo de las arenas C7-A (5,327 – 5,333 Ft-MD y 5,337 – 5,343 Ft-MD) y C7-3 (5,543 – 5,551 Ft-MD y 5,551 – 5,552 Ft-MD)

Gráfica 21. Estado mecánico actual pozo Bengala-8

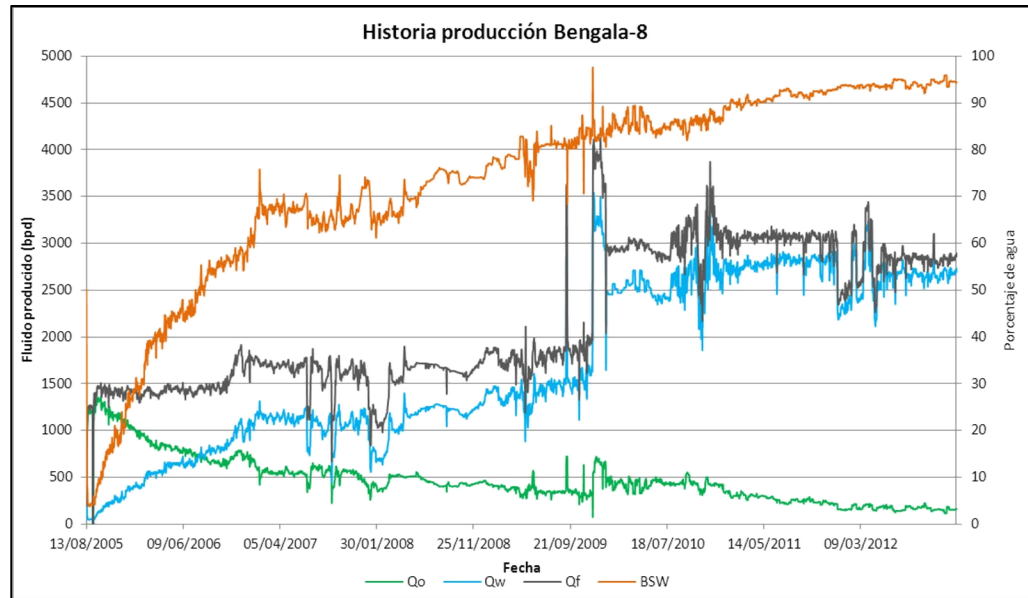


Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

1.2.7.2 Historia de producción y presiones. El pozo inicio producción en Agosto del 2005 con una tasa de 1172 bopd y 51 bwpd. Desde la fecha mencionada solo ha presentado un cierre para realizar una prueba de restauración de presión durante el mes de Septiembre de 2005 el cual no fue concluyente por problemas de resolución del sensor.

Desde el año 2005, el pozo ha registrado una declinación promedio alrededor del 16% en la tasa de aceite y un incremento en el corte de agua hasta alcanzar valores por encima del 90% a finales del 2012.

Gráfica 22. Historia de producción pozo Bengala-8



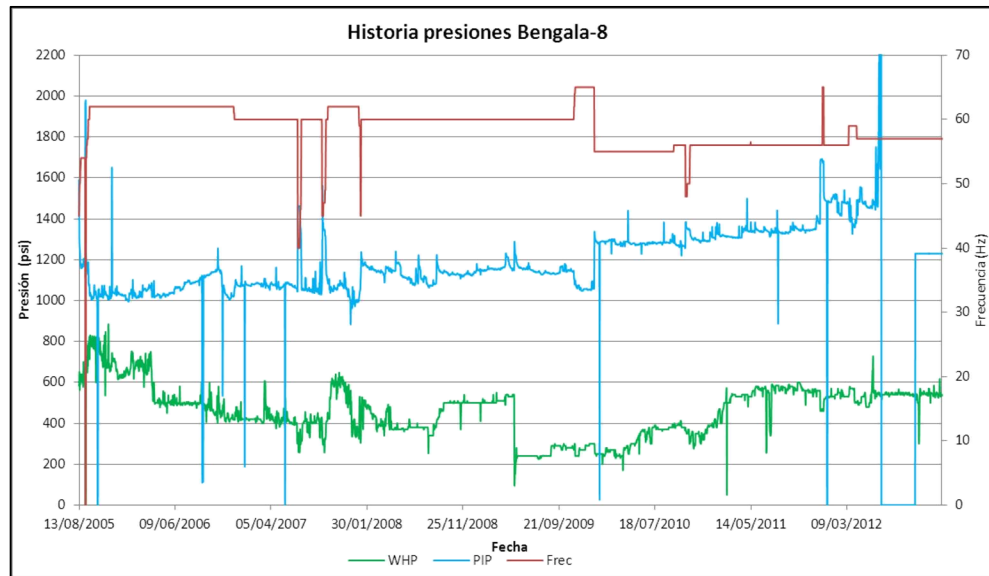
Fuente: Autor

Desde el año 2005, el pozo ha registrado una declinación promedio alrededor del 16% en la tasa de aceite y un incremento en el corte de agua hasta alcanzar valores por encima del 90% a finales del 2012.

En cuanto al comportamiento de presión del pozo, se observan unas variaciones como respuestas a los incrementos en la frecuencia de operación de la bomba, sin embargo se resalta la estabilidad en general en este aspecto. Hacia finales del 2010 se registra un leve aumento en la presión de fondo lo cual se explica con el incremento en el caudal del pozo dado la entrada la acelerada entrada de agua a

partir de ese año. En Diciembre del 2012 se registra una tasa promedio 150 bopd y 55% de BSW a una frecuencia de operación de la bomba de 56 Hz.

Gráfica 23. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-8



Fuente: Autor

1.2.8 Bengala - 9

1.2.8.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 12-1/4" y revestido con casing de producción de 9 5/8" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP DN1100 con 201 etapas. El pozo entró en producción el 04 de septiembre de 2008 produciendo de las arenas C7-3 con gravel pack (5,726 – 5,735 Ft-MD) La arena C7-3 se aisló el 21 de septiembre de 2008 y se cañoneo la arena C7-A (5,488 – 5,494 Ft-MD)

Tabla 11. Intervenciones a pozo en Bengala-9

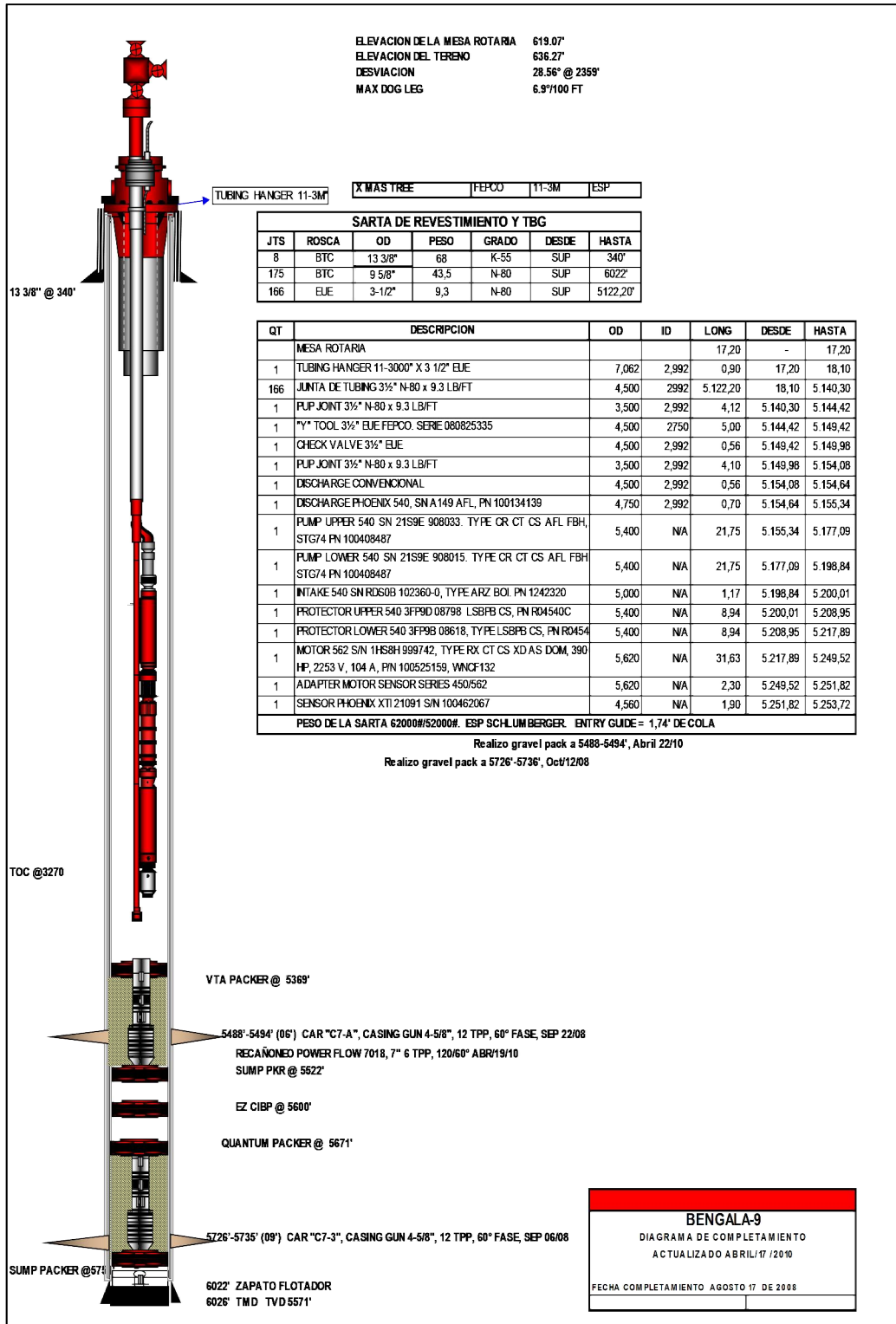
Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Aislamiento arena C7-3 (5276 - 5735), cañoneo arena C7-A (5488 - 5494), swabbing arena C7-A.	Septiembre 2008
W.O No 2	Cambio equipo ESP, bomba arenada.	Febrero 2010
W.O No 3	Colocación HRWP arena C7-A (5488 - 5494), cambio equipo ESP, bomba arenada.	Abril 2010

Fuente: Autor**Tabla 12.** Historial de equipos ESP pozo Bengala-9

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Septiembre 2008	DN1100 - 201 etapas	Pulling sin falla para realizar workover
Febrero 2010	S5000N -77 etapas	Atascamiento por arena en bomba ESP
Abril 2010	GN4000 - 74 etapas	Actual

Fuente: Autor

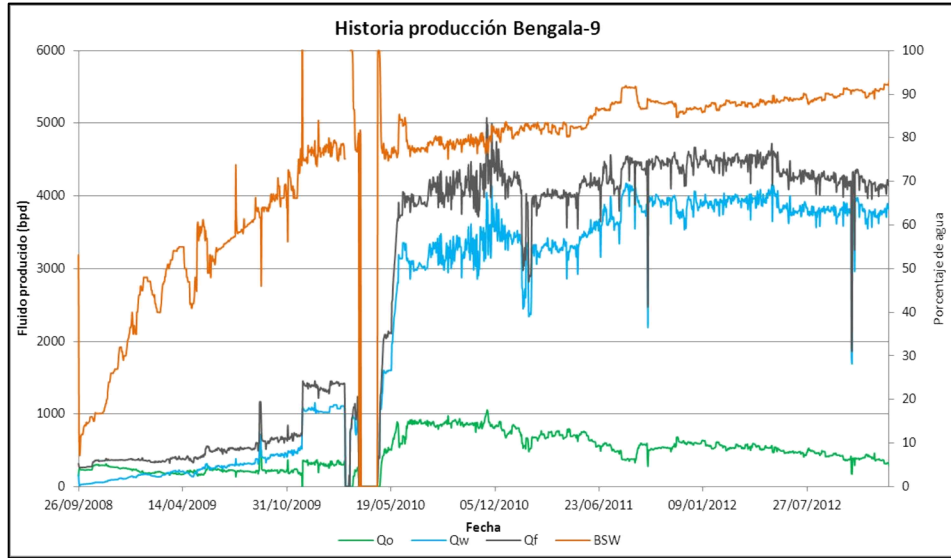
Gráfica 24. Estado mecánico actual pozo Bengala-9



Fuente: Plan Desarrollo Caracas 2013

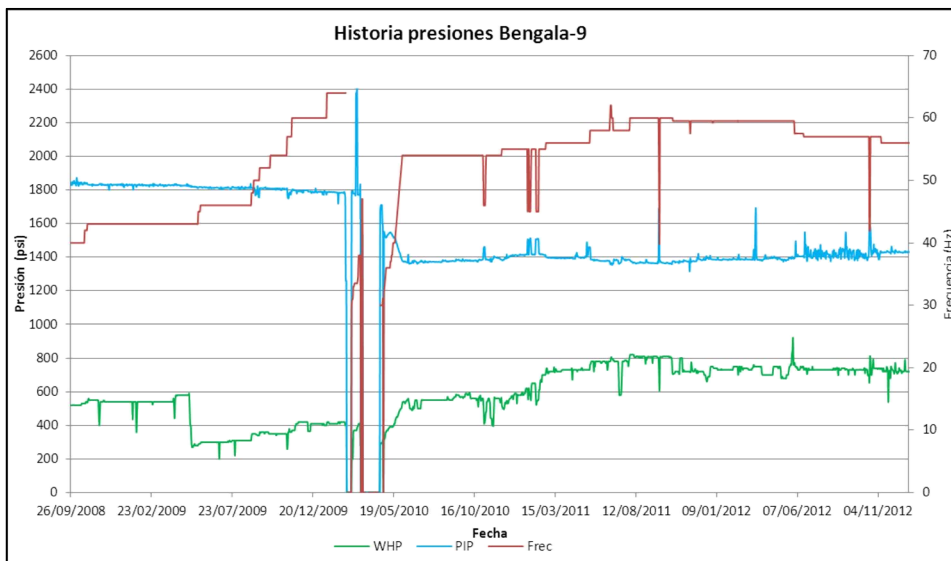
1.2.8.2 Historia de producción y presiones

Gráfica 25. Historia de producción pozo Bengala-9



Fuente: Autor

Gráfica 26. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-9



Fuente: Autor

Inicia producción en Septiembre de 2008 con un promedio de producción de aceite de 237 bopd y 30 bwpd. Como respuesta a un acelerado incremento en la frecuencia del pozo (40 Hz hasta 64 Hz), se incrementa el corte de agua alcanzando tasas por encima de 1000 bwpd o su equivalente a un corte de agua del 78%. Dado que las tasas que se estaban manejando eran superiores a lo recomendado por el fabricante para el sistema de bombeo electro sumergible, se realizó una intervención para aumentar la capacidad de extracción de dicho pozo. Sin embargo algunos meses después, fue necesario re-intervenir por problemas de arenamiento que causaron la ruptura del eje de la bomba. Fue necesario incluir dentro del completamiento un sistema de control de arena. Con el cambio de la bomba, las presiones de fondo disminuyen mostrando que la anterior estaba corta en capacidad para el potencial del pozo. Igualmente las tasas de fluido que se manejaron en superficie alcanzaron los 4000 bfpd. A finales del 2011 se registraba una producción de 515 bopd y 3700 bwpd a una frecuencia de operación de 60 Hz. Dado la alta presión en cabeza que se registraba para esa fecha (aproximadamente 800 psi), fue necesario disminuir la frecuencia de operación de la bomba para restringir los caudales en superficie y lograr mantener la presión en cabeza por debajo de 700 psi.

1.2.9 Bengala - 10

1.2.9.1 Construcción del pozo, completamiento inicial e intervenciones posteriores. El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8", liner de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP DN1750 con 117 etapas. Entró en producción el 29 de septiembre de 2010 arenas C7-M (5,640 – 5,644 Ft-MD) La arena C7-M se aisló el 19 de octubre de 2010 y se cañoneo la arena C7-3 (5,613 – 5,618 Ft-MD)

Tabla 13. Intervenciones a pozo en Bengala-10

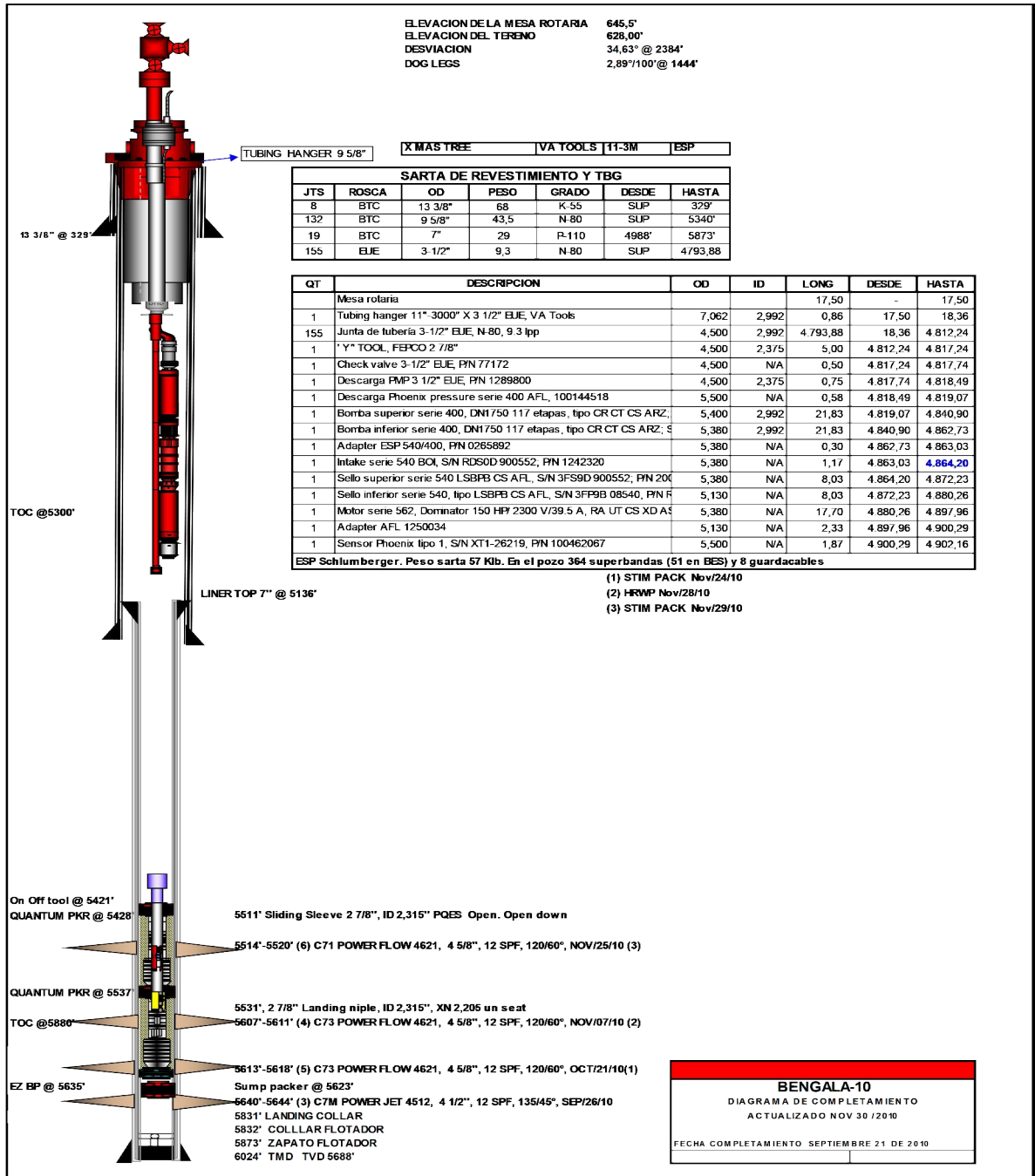
Tipo de Intervención	Descripción de la intervención	Fecha de ejecución
W.O No 1	Aislamiento arena C7-M (5640 - 5644), cañoneo arena C7-3 (5613 - 5619)	Octubre 2010
W.O No 2	Aislamiento arena C7-3 (5613 - 5619), cañoneo arena C7-3 (5607 - 5610)	Noviembre 2010
W.O No 3	Colocación gravel pack arena C7-3 (5607 - 5610), cañoneo arena C7-1 (5514 - 5520), colocar gravel pack arena C7-1 (5514 - 5520), completamiento commingled selectivo.	Septiembre 2011
W.O No 4	Cambio equipo ESP	Mayo 2012

Fuente: Autor**Tabla 14.** Historial de equipos ESP pozo Bengala-10

Fecha de cambio de la bomba ESP	Tipo de bomba	Razón del cambio
Septiembre 2010	DN1750 - 117 etapas	Actual

Fuente: Autor

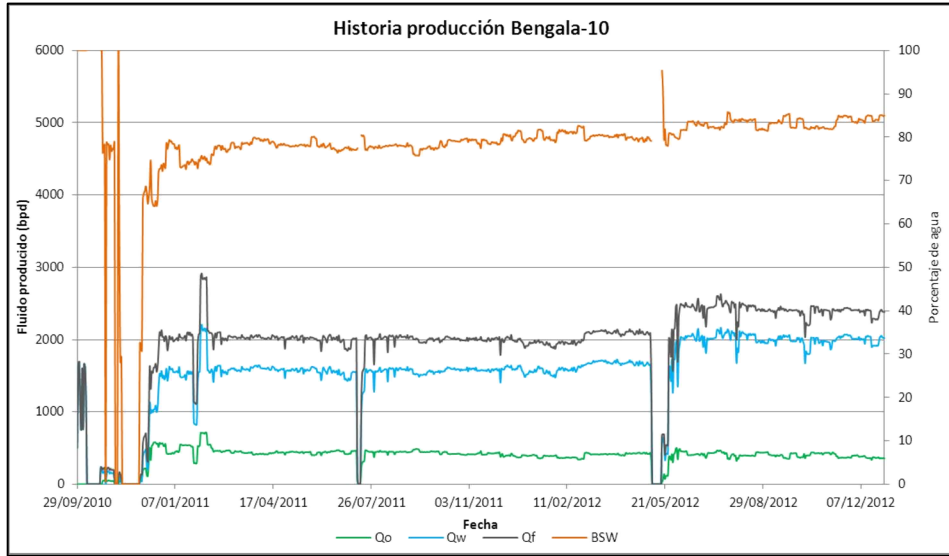
Gráfica 27. Estado mecánico actual pozo Bengala-10



Fuente: Plan Desarrollo Caracara 2013

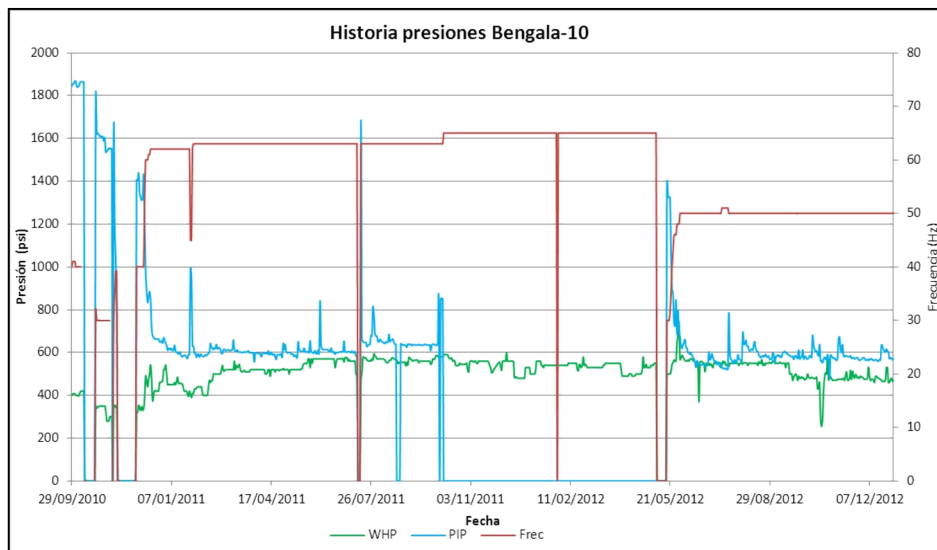
1.2.9.2 Historia de producción y presiones

Gráfica 28. Historia de producción pozo Bengala-10



Fuente: Autor

Gráfica 29. Historia de presiones y frecuencia de operación pozo Bengala-10



Fuente: Autor

Es el último pozo perforado del campo Elizita e inicio producción en Septiembre del 2009, registrándose un corte de agua del 100% proveniente de la unidad C7-M, razón por la cual se interviene el pozo para el aislamiento de esta zona y habilitar la unidad C7-3. Inicia producción de aceite con tasas por debajo de los 50 bopd y altos cortes de agua (promedio de 78%), por lo cual de nuevo intervienen el pozo y cañonean unos pies másarriba de la estructura sobre la misma unidad productiva. Como resulta del recañoneo al C7-3 se incrementa la tasa de aceite a 511 bopd y cortes de agua del 65%. Con el objeto de mantener estas mismas tasas de aceite se abre a producción la unidad C7-1 en Agosto del 2011 para producir en conjunto con la C7-3 logrando mantener las mismas tasas de fluido en superficie. En Mayo del 2013 se realiza cambio en el sistema de bombeo electro sumergible por baja capacidad, dado que para alcanzar las tasas y mantener la producción que se venía registrando fue necesario aumentar la frecuencia de operación del pozo hasta 65 Hz. Posterior a este cambio, continuó la misma tendencia de producción sin mayores cambios pero a frecuencias de 50 Hz.

1.3 RED DE LÍNEAS DE FLUJO CAMPO ELIZITA

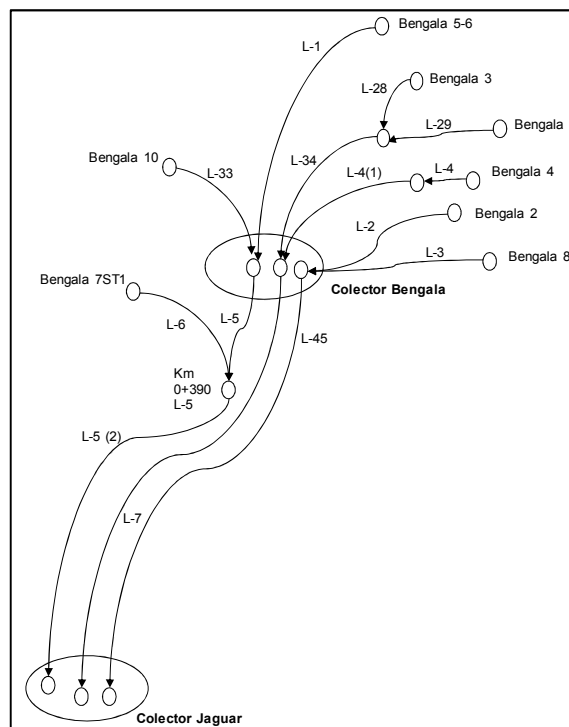
La red de líneas de flujo que direcciona los fluidos de producción desde cada uno de los pozos del campo Elizita hacia el colector que finalmente distribuye a los trenes de tratamiento de fluidos esta compuesta de la siguiente manera:

Tabla 15. Resumen líneas de transporte y recolección de fluidos campo Elizita

Pozo	Origen	Nombre línea	Diámetro exterior (pulgadas)	Schedule	Longitud (metros)	Destino
Bengala-2	Bengala-2	L-2	3,5	40	130	Colector Bengala
Bengala-3	Bengala-3	L-28	3,5	40	200	L-34
Bengala-8	Bengala-8	L-3	3,5	40	915	Colector Bengala
Bengala-4	Bengala-4	L-4	3,5	40	366	L-4(1)
	L-4(1)	L-4(1)	3,5	40	600	Colector Bengala
Bengala-5	Bengala-5 y 6	L-1	4,5	40	1550	Colector Bengala
Bengala-6						
Bengala-9	Bengala-9	L-29	3,5	40	750	L-34
	L-29 + L-28	L-34	3,5	40	900	Colector Bengala
Bengala-10	Bengala-10	L-33	4,5	40	1500	Colector Bengala
Bengala-7ST1	Bengala-7	L-6	3,5	40	212	L-5
Línea Colectora	Colector Bengala	L-5	4,5	40	390	L-5(2)
Línea colectora	L-5	L-5(2)	4,5	40	7590	Colector Jaguar
Línea colectora	Colector Bengala	L-45	5,5	40	7980	Colector Jaguar

Fuente: Autor

Gráfica 30. Esquema de distribución de la red de líneas de flujo del campo Elizita



Fuente: Autor

De la tabla y grafica anterior se evidencia que las lineas que salen de cada uno de los pozos son de 3-1/2” de diametro exterior a excepci3n de las linea que lleva los fluidos de los pozos Bengala 5 y Bengala-6 que por estar en la misma locaci3n comparten una de 4-1/2” de diámetro externo y la del pozo Bengala-10 que es independiente y el más distante del colector Bengala.

Todos las lineas que provienen desde cada pozo llegan al sistema colector Bengala a excepci3n del pozo Bengala-7ST1 la cual se conecta a una de las troncales que salen del colector Bengala con destino hacia el colector Jaguar, que para efectos de este proyecto será el punto final del sistema.

Finalmente del colector Bengala salen dos lineas: una de 5-1/2” y otra de 4-1/2” que direccionan los fluidos hacia el colector Jaguar que finalmente distribuye hacia los diferentes trenes de separaci3n y tratamiento de fluidos del bloque Caracara.

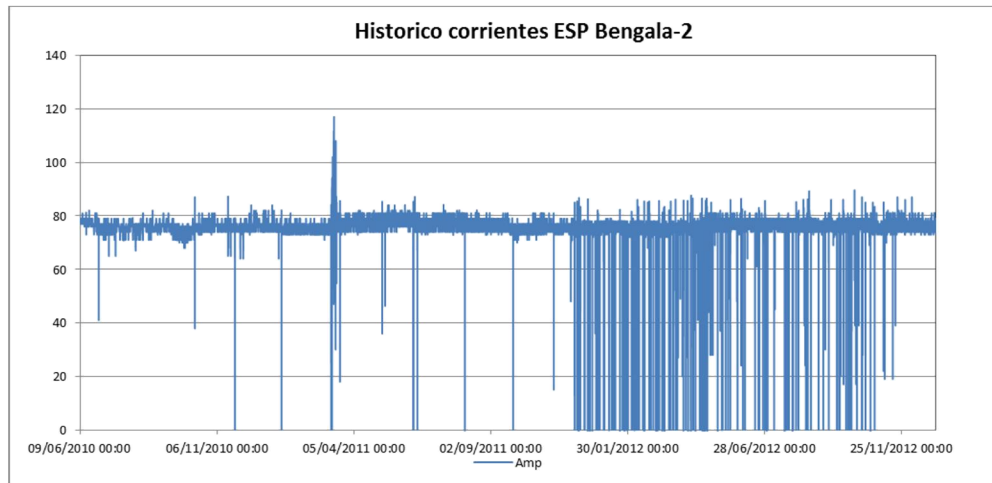
1.4 CONSUMOS DE ENERGIA EN LOS POZOS DEL CAMPO ELIZITA

Una de los efectos de los cuellos de botella en las lineas superficiales sobre los sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible, es el aumento en la carga del equipo lo cual se ve reflejado en el comportamiento de la corriente de salida que se registra en los variadores de superficie cuya consecuencia es el aumento en el consumo de energía lo cual finalmente impacta y se ve reflejado en los costos de operaci3n del campo – OPEX.

Se obtuvo la data historica (desde el 2010 hasta 2012) de la corriente de los equipos lo cual se muestra en las graficas a continuaci3n con el objeto de determinar el impacto de los efectos de los cuellos de botella en los equipos de los pozos Bengala, 2, 4, 5, 6, 7ST1, 8, 9 y 10. El pozo Bengala-3 cuenta con un

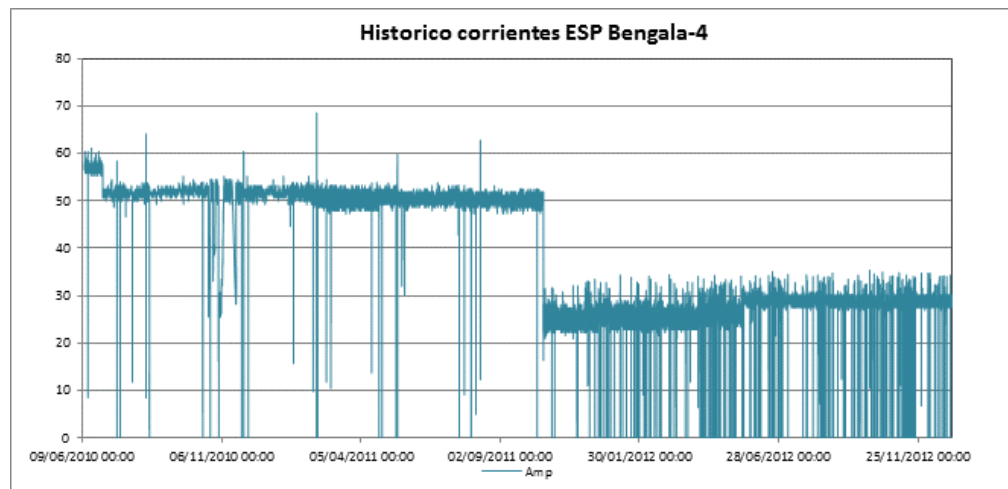
equipo de bombeo electrosumergible de una compañía diferente a los demás por lo que no fue posible conseguir dicha información.

Gráfica 31. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-2



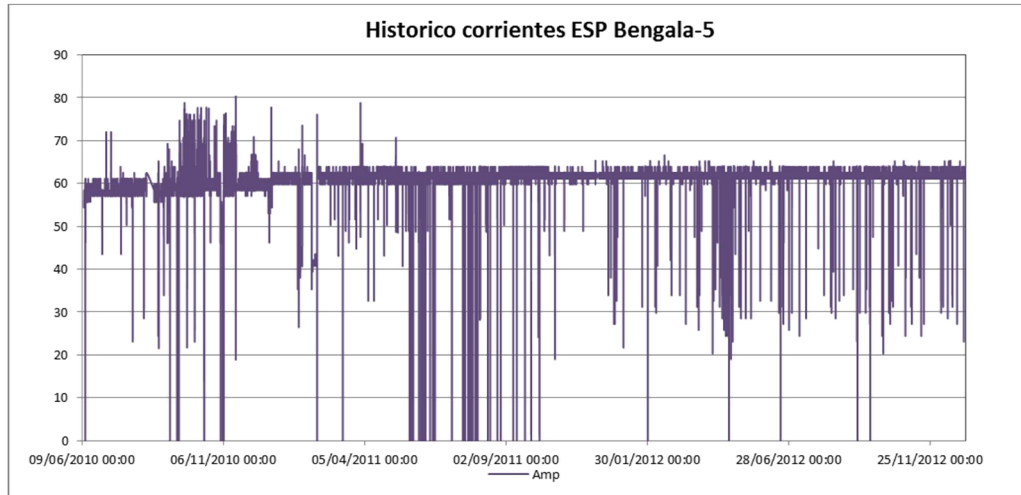
Fuente: Autor

Gráfica 32. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-4



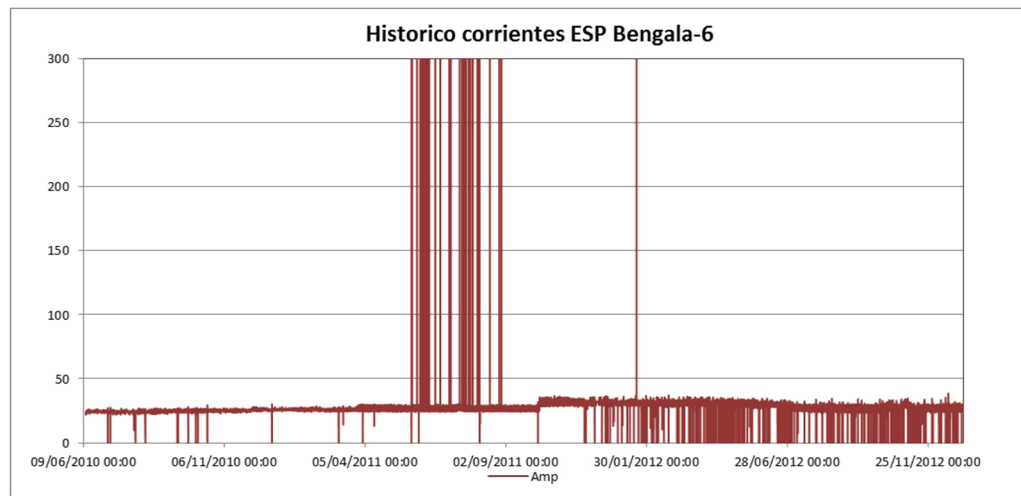
Fuente: Autor

Gráfica 33. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-5



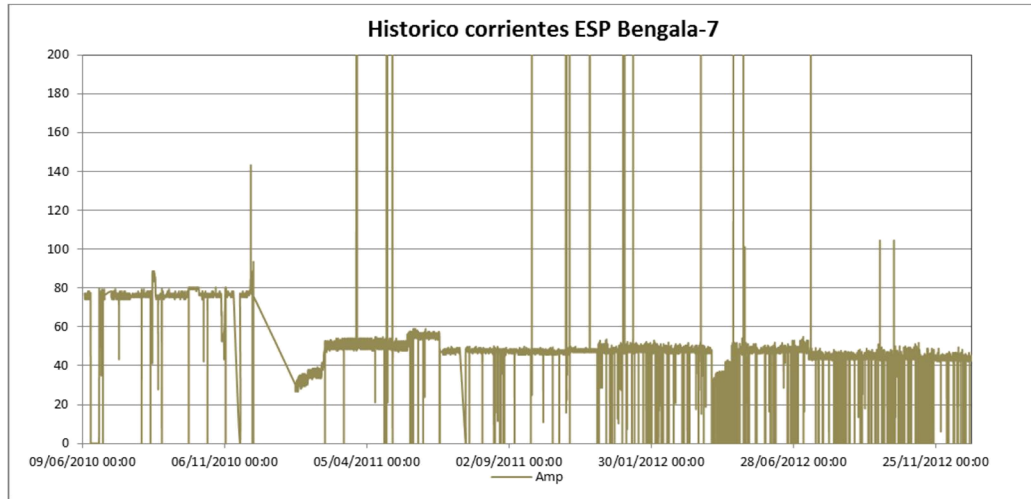
Fuente: Autor

Gráfica 34. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-6



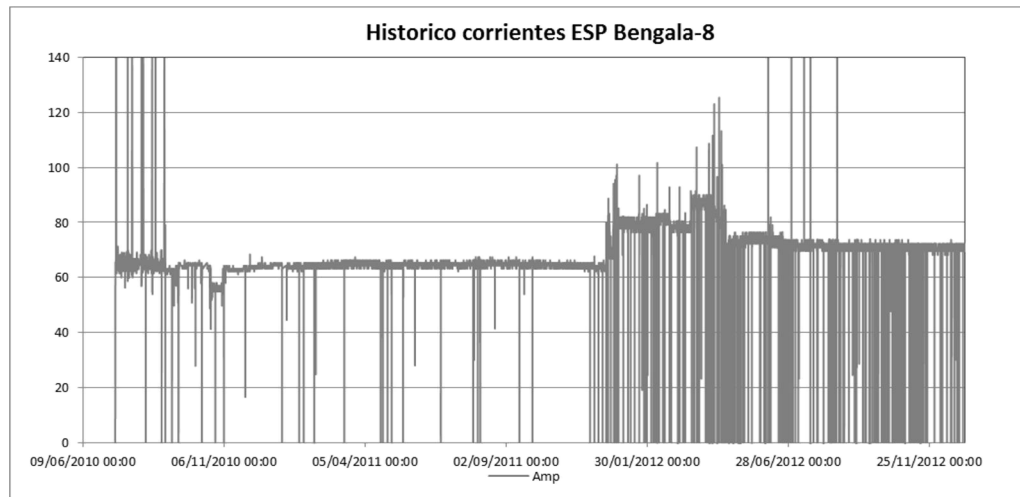
Fuente: Autor

Gráfica 35. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-7ST1



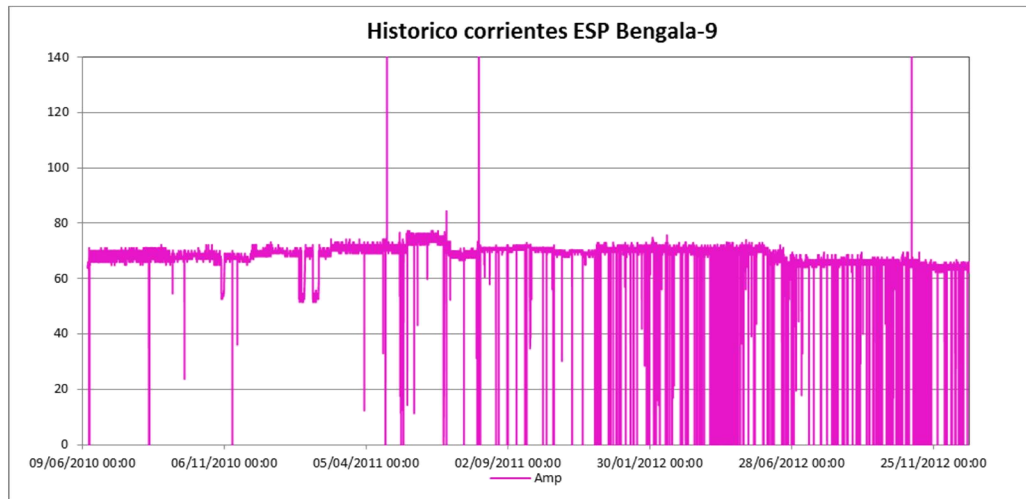
Fuente: Autor

Gráfica 36. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-8



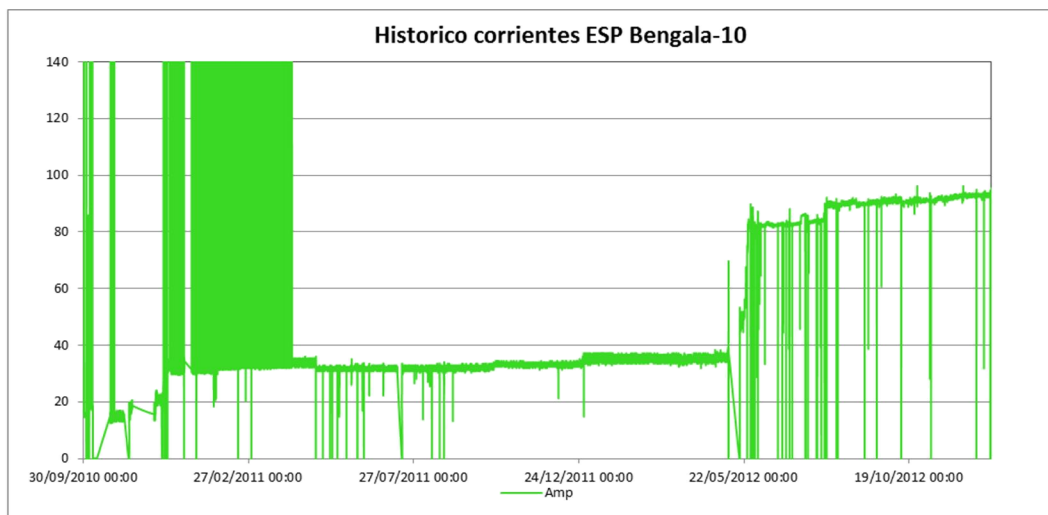
Fuente: Autor

Gráfica 37. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-9



Fuente: Autor

Gráfica 38. Comportamiento histórico de la corriente de ESP pozo Bengala-10



Fuente: Autor

En los pozos Bengala 2, 6 y 9 el comportamiento de la corriente es estable, sin presentarse variaciones considerables de este parametro en el transcurso del tiempo evaluado. El pozo Bengala 5 muestra un leve incremento uniforme durante el

periodo de tiempo graficado, con un aumento total no mayor al 10% de los amperios reportados iniciando el año 2010.

Los pozos Bengala 4 y 7ST1 se presente un descenso fuerte en la corriente de los equipos electrosumergibles finalizando el 2011, del 40% aproximadamente para ambos pozos, posterior a dicha disminución el pozo se estabiliza hasta lo registrado al cierre del 2012.

Contrario a lo anterior, los pozos Bengala 8 y 10 presentaron incrementos en la corriente registrada en el año 2012 equivalente al 50% y 60% respectivamente. El comportamiento del pozo Bengala difiere dado que finalizando el primer semestre del 2012 se evidencia una disminución en la corriente registrada de 17%.

De lo anteriormente mencionado, solo se evidencian aumentos considerables en las cargas de los pozos Bengala 8 y 10, lo cual puede verse compensado con el comportamiento de los pozos Bengala 4 y 7ST1. Sin embargo, no fue posible conseguir información anterior al año 2010, año en el cual ya se encontraban produciendo los pozos Bengala 3, 9 y 10 los cuales fueron perforados por Cepcolsa durante los años 2009 y 2010, pues al comparar los registros de corrientes de los equipos de bombeo electrosumergible antes de la entrada de los pozos perforados por Cepcolsa (desde el 2004 hasta el 2010) seguramente si se evidenciarían incrementos como consecuencias de las restricciones en las líneas de flujo.

2. EVALUACION DE LOS PARAMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS BENGALA MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA ANALISIS NODAL

2.1 MODELOS PARA PREDICCIÓN EN POZOS MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL

En este capítulo se describirán los resultados de los análisis realizados a los pozos del campo Elizita mediante la herramienta análisis nodal con el software Prosper, los cuales complementan y confirman de la situación de cada uno de los pozos como resultado de la condición de contrapresión que se está ejerciendo por los cuellos de botella identificados en las líneas de distribución de fluidos del campo.

Se llevó a cabo el análisis de sensibilidad variando el parámetro de presión en cabeza de pozo y caudal del pozo, los cuales son los principalmente afectados por las restricciones y los cuellos de botella que se han identificado en las líneas de superficie. Este análisis ayuda a determinar el impacto en la producción de cada pozo y en la economía del campo.

Al realizar el diagnóstico del equipo de bombeo electrosumergible y de las condiciones actuales de operación de cada pozo en el software de análisis nodal Prosper, se complementa lo analizado con la historia de producción de cada pozo durante el primer capítulo en la determinación del problema y su impacto en resultados de producción.

Para el análisis que se describirá a continuación, previamente se realizó el modelo de cada pozo de manera independiente y se ajustó con un promedio de los parámetros de producción registrados durante el mes de Diciembre del 2012

(Capítulo 1). En cuanto al modelamiento del fluido, este fue realizado usando los datos de laboratorio de análisis PVT realizados al fluido del campo Elizita.

Tabla 16. Datos PVT usados para el modelo de análisis nodal de los pozos Bengala

Gravedad del aceite	20.9° API
Presión yacimiento	2129 psig
Temperatura yacimiento	174 °F
Presión burbuja	64 psig
Bo @ Pb	1.041 RB/STB
GOR @ Pb	7 SCF/STB
Viscosidad @ Pb	8.31 cP
Densidad @ Pb	0.8852 g cm-3
Co	3.74 E-06 psi-1

Fuente: Autor

Tabla 17. Resultados prueba PVT – Expansión a composición constante (CCE)

RESULTADOS PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICION CONSTANTE CRUDO BENGALA		
Presión (psig)	Densidad (g cm-3)	Compresibilidad (psi-1 X 10-6)
5000	0,9019	
4500	0,9004	3,34
4000	0,8989	3,40
3500	0,8973	3,47
3000	0,8957	3,55
2500	0,8941	3,64
2129	Presión Yacimiento	0,8929
		3,74
2000	0,8924	3,80
1500	0,8907	3,90
1000	0,8889	4,08
500	0,887	4,33
400	0,8866	4,53
300	0,8862	4,60
200	0,8857	4,65
100	0,8853	4,59
64	Presión de saturación	0,8852
		4,25
60		
48		
24		
16		

Fuente: Core Laboratories Venezuela S.A

Tabla 18. Resultados vaporización diferencial a condiciones de separador

<i>RESULTADOS VAPORIZACION DIFERENCIAL COVERTIDOS A CONDICIONES DE SEPARADOR</i>		
Presión (psig)	Densidad (g cm-3)	Bo (Res bbl / STB)
5000	0,9019	1,031
4500	0,9004	1,032
4000	0,8989	1,034
3500	0,8973	1,036
3000	0,8957	1,038
2500	0,8941	1,04
2129	Presión Yacimiento	0,8929
		1,41
2000	0,8924	1,041
1500	0,8907	1,044
1000	0,8889	1,046
500	0,887	1,048
100	0,8853	1,05
64	Presión de saturación	0,8852
		1,05

Fuente: Core Laboratories Venezuela S.A

Tabla 19. Datos de viscosidad del aceite Bengala a 174°F

<i>DATOS DE VISCOSIDAD DEL ACEITE @ 174°F</i>	
Presión (psig)	Viscosidad (cP)
5000	17,1
4500	16,21
4000	15,32
3500	14,43
3000	13,54
2500	12,65
2129	Presión Yacimiento
	11,99
2000	11,76
1500	10,87
1000	9,98
500	9,09
100	8,38
64	Presión de saturación
	8,31
30	8,52
0	12,59

Fuente: Core Laboratories Venezuela S.A

Para predecir cambios en temperatura y presión desde el yacimiento a lo largo del pozo y las líneas de flujo en superficie es necesario realizar un ajuste predictivo exacto de las propiedades del fluido en función de la temperatura y presión. Para el modelamiento de fluido del campo Elizita se realizó mediante el uso de correlaciones de aceite negro o *black oil*, donde el programa puede modificar las correlaciones de aceite negro al mejor ajuste de los datos medidos en laboratorio usando técnicas de regresión no lineal.

Para seguir el flujo de trabajo de la simulación tanto a nivel de subsuelo (pozo) como en superficie (integración de pozos con red de líneas de flujo y troncales) que recomienda *Petroleum Experts*, creador del software Prosper – Gap, en primera instancia requiere un ajuste de los datos PVT medidos en el laboratorio con las correlaciones existentes en su base de datos, de tal manera que el modelamiento y predicciones a realizar tanto en superficie como en subsuelo sea lo más real posible. De acuerdo a los datos introducidos según las tablas 16, 17, 18 y 19 la correlación que mejor se ajustó para los variables presión de burbuja, gas en solución y factor volumétrico del aceite, asegurando que el modelamiento del fluido en las predicciones representará lo más cercano a las condiciones reales fue la de Vasquez and Beggs.

Las correlaciones de Vasquez & Beggs fueron desarrolladas utilizando más de 6000 muestras de crudo de todo el mundo. Los datos se separaron en dos grupos según la volatilidad de los crudos: un grupo con $API \geq 30^\circ API$ y un segundo grupo con $API < 30^\circ API$. Según esta clasificación se determinaron diferentes constantes que debían ser introducidas en las ecuaciones. Esta correlación reporta un error promedio de 0.7% y 4.7% para las ecuaciones definidas para las propiedades de relación de gas y aceite y factor volumétrico de formación del aceite respectivamente. Teniendo en cuenta lo anteriormente dicho y el análisis de ajuste realizado por el software, el modelamiento del fluido se realizó con las correlaciones anteriormente mencionadas.

En cuanto a la variable de viscosidad del crudo, el ajuste se realizó con la correlaciones de Beggs et al, la cual se fundó en el comportamiento de la viscosidad de petróleo muerto (sin gas en solución). Esta se desarrolló con 460 muestras de crudo sin gas en solución (petróleo muerto), característica del crudo Bengala. Se reportó un error promedio de 0.64% para muestras con presiones entre 15 a 5265 psig, temperatura entre 70 a 295°F, GOR entre 0 a 290 scf/bbls y gravedad API entre 16-40°API.

Adicionalmente, se incluyó dentro del modelamiento del fluido las curvas reológicas para hacer más real la predicción al considerar los efectos de la viscosidad de las mezclas de aceite y agua en las diferentes proporciones volumétricas (BSW) y temperatura dentro del sistema en general por efectos de agitación, cambios de temperatura y presión, etc.

Dado que los pozos están produciendo con sistemas de bombeo electro sumergible, los modelos en el software Prosper se ajustan teniendo en cuenta un factor de desgaste de la bomba conocido como wear factor, el cual es usado para contabilizar la desviación, el desempeño dado por el fabricante y el desempeño debido al uso del equipo. Por ejemplo al considerar un wear factor de 0.05 significa que el software re-calcula las curvas de cabeza de la bomba por debajo en un 5% y al considerar cero (0) se estaría usando lo establecido por el fabricante. La escala de este factor va desde cero (0) hasta uno (1.0).

Todas las gráficas que se muestran a continuación donde se expone el comportamiento de cada pozo usando la técnica de análisis nodal muestran tres curvas: la habilidad de los pozos - yacimiento para producir (IPR – curva amarilla), la habilidad de los pozos a producir a partir de la descarga de la bomba electro sumergible (PDP – curva fucsia) y la habilidad del sistema de tuberías para manejarlos (VLP – curva rosada). Lo anterior teniendo en cuenta que estos pozos no producen de manera artificial por lo que no es posible encontrar el cruce ente

las curvas IPR y VLP, por tener levantamiento artificial es necesario evidenciar las condiciones actuales encontrando el cruce entre las curvas PDP y VLP.

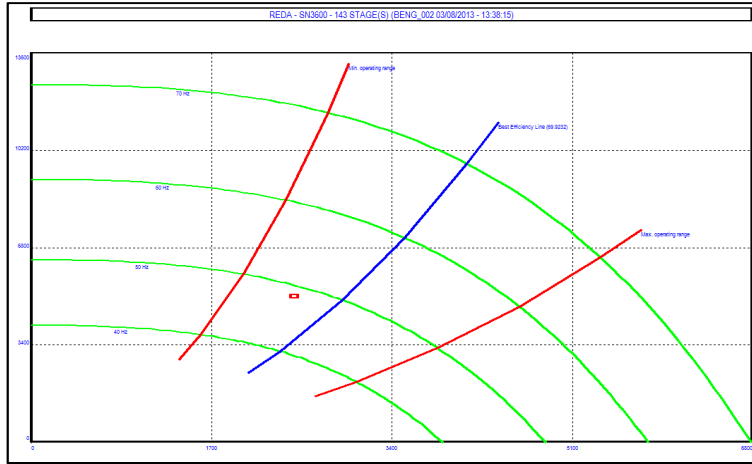
Para todos los modelos a continuación se utilizó como correlación de flujo multifásico vertical las desarrolladas por Petroleum Experts. Estas correlaciones combinan las mejores características de las correlaciones existentes de la siguiente manera según los regímenes de flujo determinados por el software:

Flujo burbuja:	Wallis & Griffith
Flujo tapón:	Hagedorn & Brown
Flujo transición:	Duns & Ross
Flujo anular:	Duns & Ros

Sin embargo, es posible realizar una comparación del ajuste entre los puntos definidos para el modelo con las diferentes correlaciones, de tal manera que se evidencio que era equivalente el modelamiento con la correlación de Hagedorn & Brown. Esa correlación es la que mejor ajuste presenta a las tasas manejadas por los pozos Bengala (entre medias a altas por el alto contenido de agua).

2.1.1 Bengala-2. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-2 fue de 0,071 con una frecuencia de 50 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, con la capacidad del equipo de incrementar frecuencia para un mayor caudal de producción.

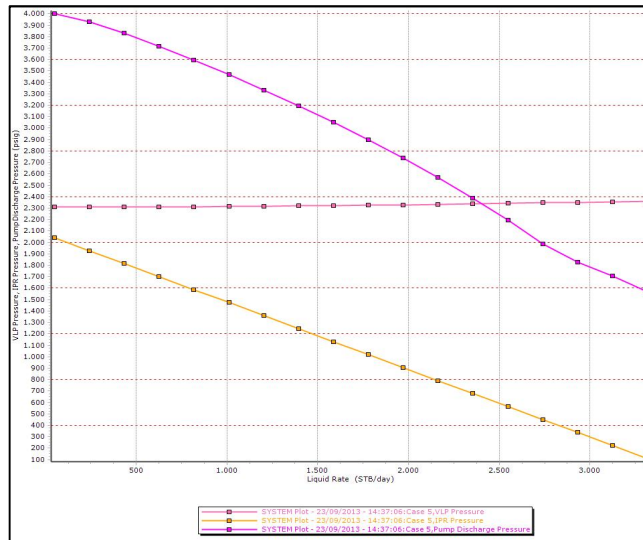
Gráfica 39. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-2



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este aún puede seguir optimizándose dado que la curva IPR indica que su AOF es mayor a 3000 bfpd y el punto de producción indicado en la gráfica es de 2400 bfpd.

Gráfica 40. Curva IPR y VLP pozo Bengala-2 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

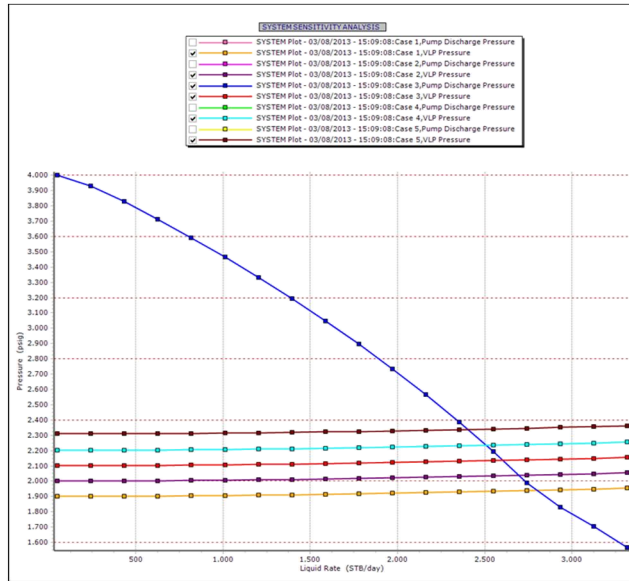
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 55% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 12%. Sin embargo, los valores por debajo de 250 psi en cabeza implican una presión en el intake o entrada de la bomba por debajo de las 80 psia, lo cual podría resultar en un corto plazo perjudicial para la bomba al no contar con la sumergencia suficiente para brindar la refrigeración necesaria que requiere el motor para su adecuado funcionamiento, el cual a estas condiciones de mayor tasa requiere de mayor potencia al ser la columna a levantar más pesada por contener mayor fluido y mayor volumen de agua.

Tabla 20. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-2

<i>Presion en cabeza psi</i>	<i>Caudal total bfpd</i>	<i>Caudal de aceite bopd</i>	<i>Presion fondo fluyente psi</i>	<i>dP fricción psi</i>	<i>Presión en intake psi</i>	<i>Cabeza generada ft</i>	<i>Eficiencia ESP %</i>	<i>Potencia requerida HP</i>
150	2797	587	417	41	40	146	64,7	145
250	2693	566	478	39	80	4767	64,6	144
350	2602	546	535	36	133	4873	64,3	143
450	2508	527	588	34	188	4975	63,8	141
557	2403	505	650	21	250	5078	63,2	140

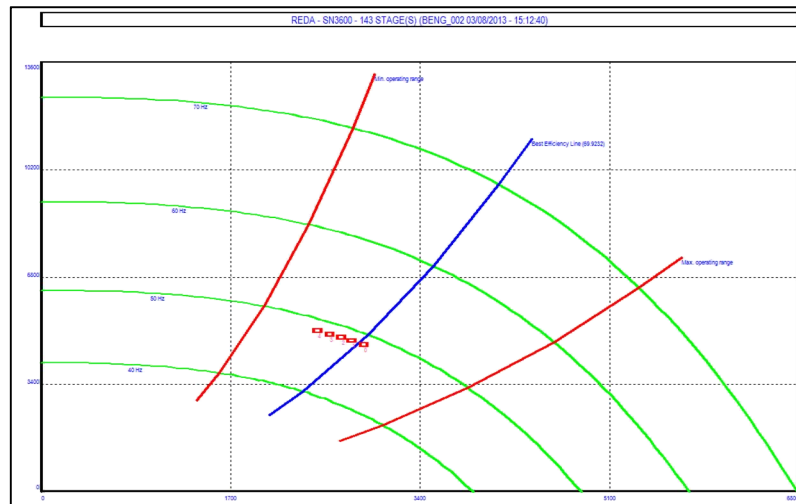
Fuente: Autor

Gráfica 41. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-2



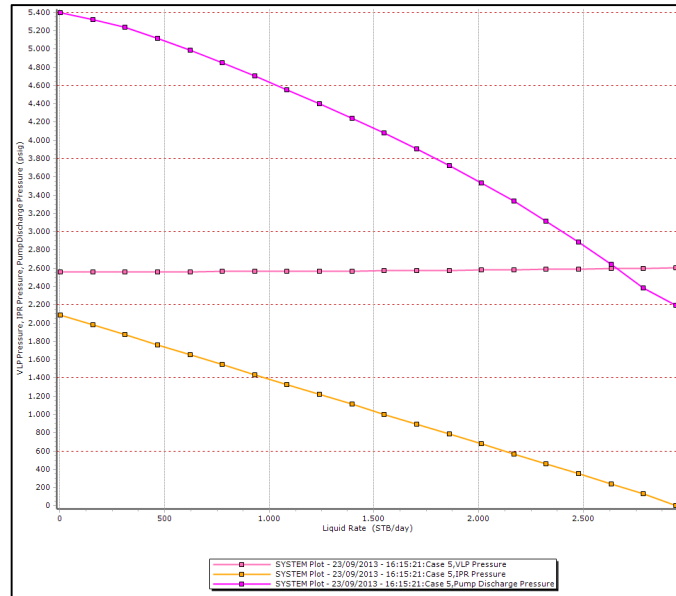
Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 42. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-2



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 44. Curva IPR y VLP pozo Bengala-3 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este se encuentra muy cercano al AOF indicando la cercanía al punto máximo de acuerdo a la oferta del yacimiento.

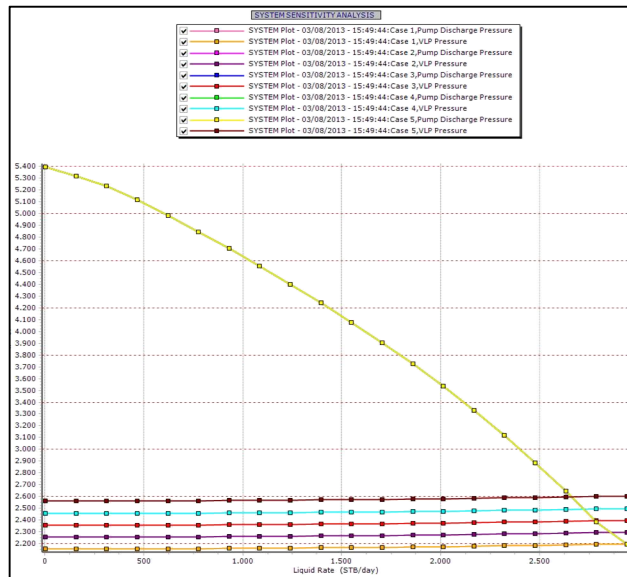
Tabla 21. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-3

<i>Presion en cabeza psi</i>	<i>Caudal total bfpd</i>	<i>Caudal de aceite bopd</i>	<i>Presion fondo fluyente psi</i>	<i>dP fricción psi</i>	<i>Presión en intake psi</i>	<i>Cabeza generada ft</i>	<i>Eficiencia ESP %</i>	<i>Potencia requerida HP</i>
150	2939	244	7	44	10	5.264	65,7	172
250	2859	237	74	41	22	5471	66,7	171
350	2782	231	139	39	36	5671	67,6	171
450	2724	226	180	38	76	5808	67,9	170
556	2662	221	223	36	119	5954	68,4	169

Fuente: Autor

La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 40% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 4%. Para este caso, una presión por debajo de 150 psi en cabeza no permitiría el cruce de las líneas de oferta y demanda del pozo lo que significa que el pozo no produciría siendo necesario mantener unas condiciones límites de no menos de 200 psi como presión de cabeza de pozo.

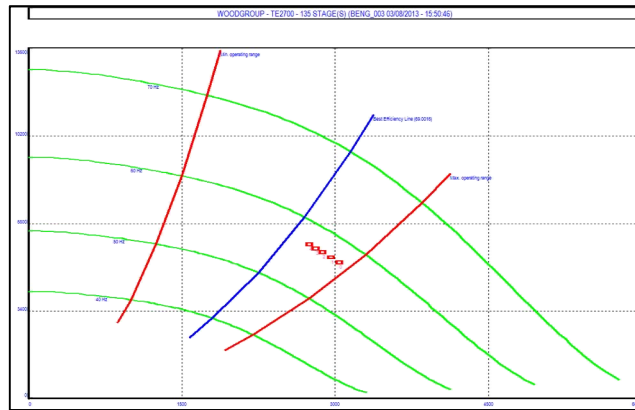
Gráfica 45. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-3



Fuente: Simulación software Prosper

Los puntos de presión en cabeza usados para sensibilidad se encuentran dentro del rango óptimo de operación de la bomba considerando la misma frecuencia de operación actual. Este pozo, al igual que el Bengala-2, puede ser optimizado sin incurrir en trabajos adicionales por cambios o rediseños al sistema de levantamiento artificial, aun cuando están más cerca del límite de upthrust, el potencial del pozo no permite manejar un caudal mayor al que se señala en el punto de sensibilidad 0 (WHP =150 psi).

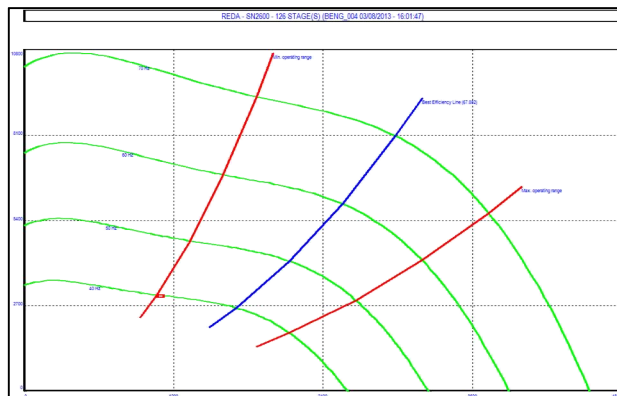
Gráfica 46. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-3



Fuente: Simulación software Prosper

2.1.3 Bengala-4. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-4 fue de 0,25 con una frecuencia de 43 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, con la capacidad del equipo de incrementar frecuencia para un mayor caudal de producción.

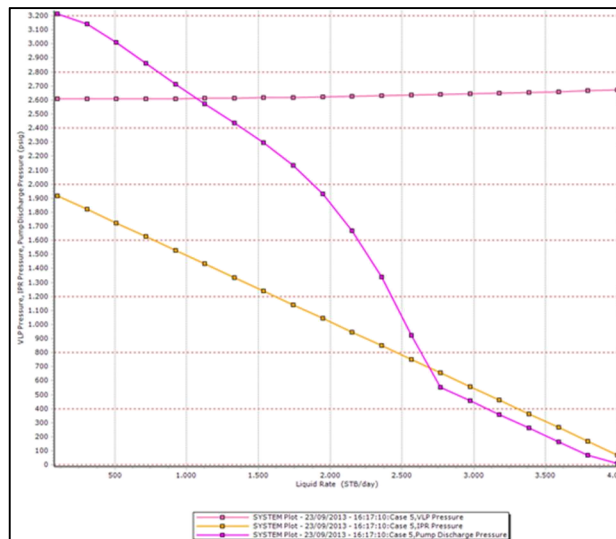
Gráfica 47. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-4



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este tiene un amplio rango para su optimización, su condición actual de producción se encuentra por debajo del 25% de su potencial máximo. Sin embargo en este pozo, se evidencia que el punto de saturación puede ser alcanzado en caso de pretender alcanzar las condiciones máximas o AOF. Para evitar la presencia de gas dentro del pozo y teniendo en cuenta que la facilidad no cuenta con equipos para el manejo de este fluido, las recomendaciones en producción solo pueden considerar los puntos por encima de la presión de burbuja o saturación.

Gráfica 48. Curva IPR y VLP pozo Bengala-4 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

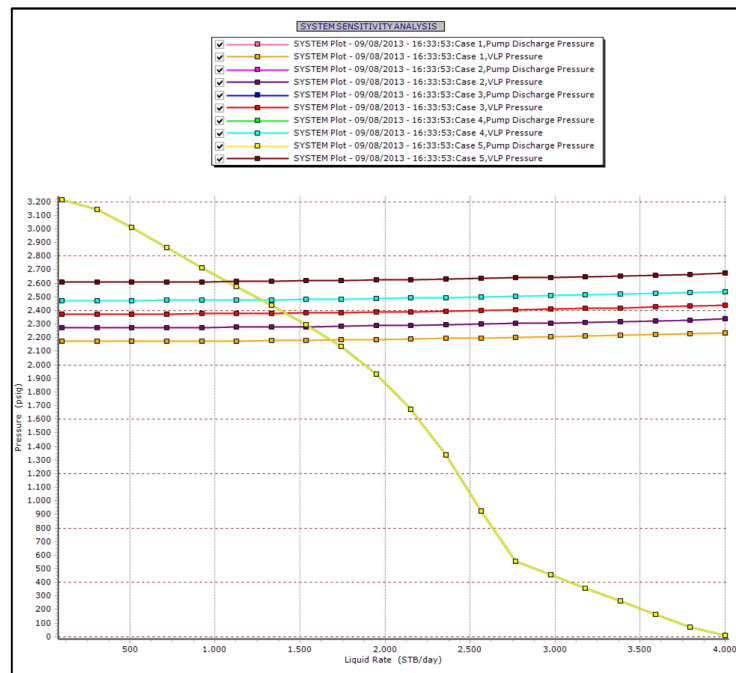
Tabla 22. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-4

<i>Presion en cabeza</i>	<i>Caudal total</i>	<i>Caudal de aceite</i>	<i>Presion fondo fluyente</i>	<i>dP fricción</i>	<i>Presión en intake</i>	<i>Cabeza generada</i>	<i>Eficiencia ESP</i>	<i>Potencia requerida</i>
<i>psi</i>	<i>bfpd</i>	<i>bopd</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>ft</i>	<i>%</i>	<i>HP</i>
150	1679	101	1.170	14	1.069	2.661	56,9	57
250	1555	93	1229	12	1128	2756	55,9	56
350	1415	85	1295	10	1191	2833	53,9	54
450	1269	76	1364	8	1263	2904	21,4	53
585	1070	64	1459	6	1357	2997	47,6	49

Fuente: Autor

La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 75% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 57%.

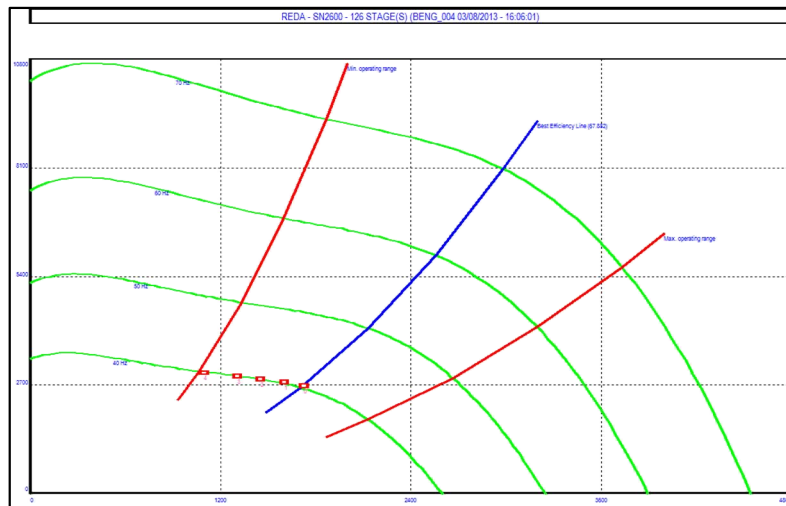
Gráfica 49. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-4



Fuente: Simulación software Prosper

Contrario a los pozos anteriormente mencionados, los puntos de presión en cabeza usados para sensibilidad se encuentran por fuera del rango óptimo de operación de la bomba, dado a que la bomba se encuentra sobredimensionada para las condiciones de operación actuales de este pozo, por lo que se recomienda el incremento en la frecuencia de la bomba ya que la productividad del pozo es alta.

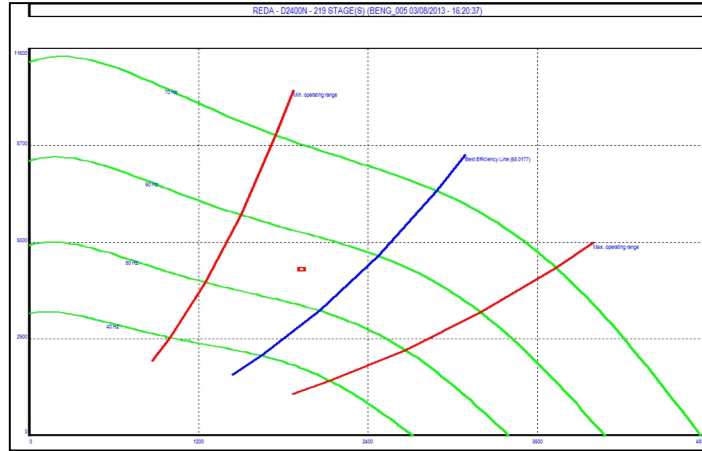
Gráfica 50. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-4



Fuente: Simulación software Prosper

2.1.4 Bengala-5. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-5 fue de 0,11 con una frecuencia de 58 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, con la capacidad del equipo de incrementar frecuencia para un mayor caudal de producción.

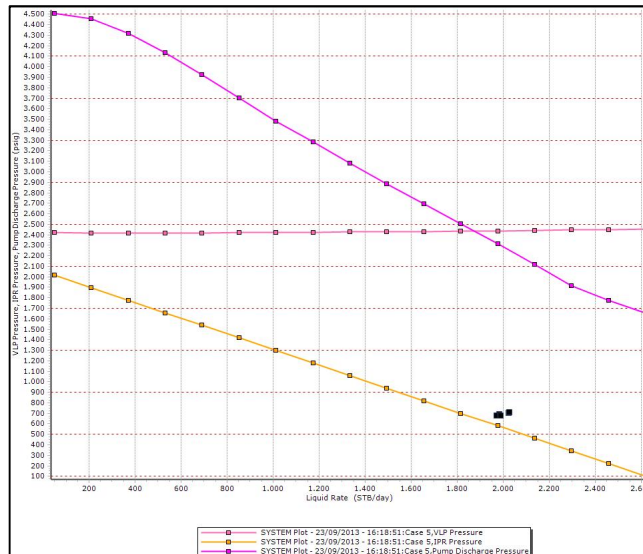
Gráfica 51. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-5



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este aún puede seguir optimizándose dado que la curva IPR indica que su AOF es mayor a 2500 bfpd y el punto de producción indicado en la gráfica es de 1800 bfpd.

Gráfica 52. Curva IPR y VLP pozo Bengala-5 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

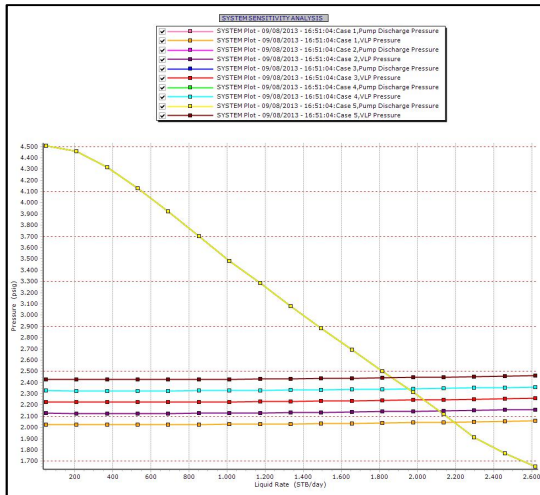
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 37% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 17%. En este caso puntualmente, si es posible realizar la optimización de tal manera que se alcanzara una presión en cabeza incluso por debajo de 150 psi. Así mismo bajo estas condiciones de poca presión en cabeza, se logra una mayor eficiencia de trabajo en la bomba electro sumergible.

Tabla 23. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-5

<i>Presion en cabeza psi</i>	<i>Caudal total bfpd</i>	<i>Caudal de aceite bopd</i>	<i>Presion fondo fluyente psi</i>	<i>dP fricción psi</i>	<i>Presión en intake psi</i>	<i>Cabeza generada ft</i>	<i>Eficiencia ESP %</i>	<i>Potencia requerida HP</i>
150	2192	241	420	31	131	4.614	59,8	123
250	2114	233	478	29	189	4710	59,6	122
350	2033	224	539	27	250	4801	59,2	120
450	1951	215	600	26	311	4890	58,6	119
550	1867	205	662	24	373	4977	57,9	117

Fuente: Autor

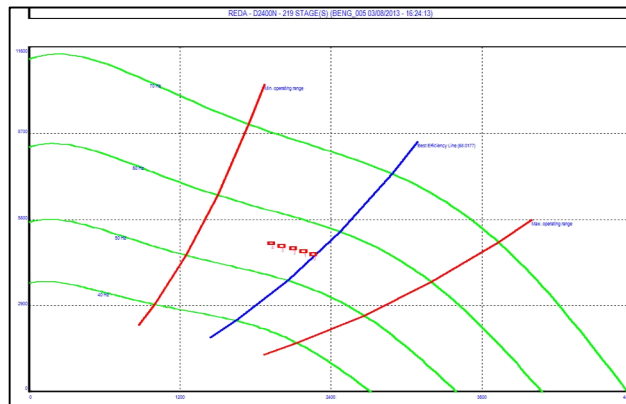
Gráfica 53. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-5



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 54. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo

Bengala-5

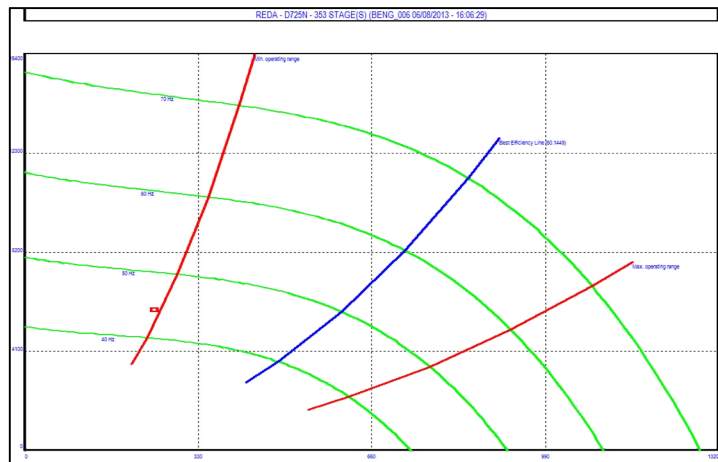


Fuente: Simulación software Prosper

Finalmente la bomba instalada permite operar bajo las condiciones propuestas sin necesidad de un rediseño o cambio. Adicionalmente es posible incrementar frecuencia del equipo logrando así flexibilidad operacional.

2.1.5 Bengala-6. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-6 fue de 0,18 con una frecuencia de 51 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran en condiciones de downthrust, indicando que no se encuentra dentro de las condiciones sugeridas por el fabricante. Para introducir el punto de operación dentro de la zona recomendada aumentar la frecuencia y así aumento en la tasa manejada por la bomba.

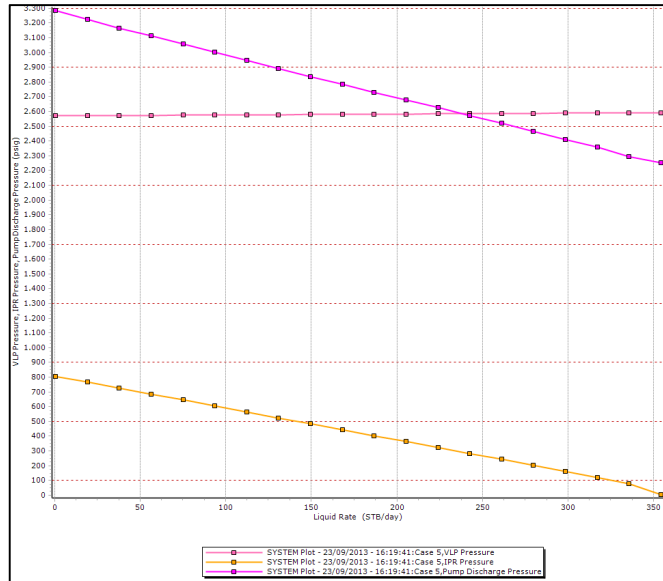
Gráfica 55. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-6



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este cuenta con una zona en donde aún es posible optimizar dado que se encuentra produciendo sobre un 70% de su potencial máximo o AOF. La curva muestra que las condiciones del pozo se encuentran por encima de la presión de saturación.

Gráfica 56. Curva IPR y VLP pozo Bengala-6 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

Al alcanzar presiones en fondo por debajo de 80 psi, las curvas de oferta y demanda no se cruzan indicando que el pozo no produciría, por lo tanto las condiciones de AOF se alcanzarían al tener valores de presión en cabeza alrededor de 100 psi, de acuerdo a la tabla 24.

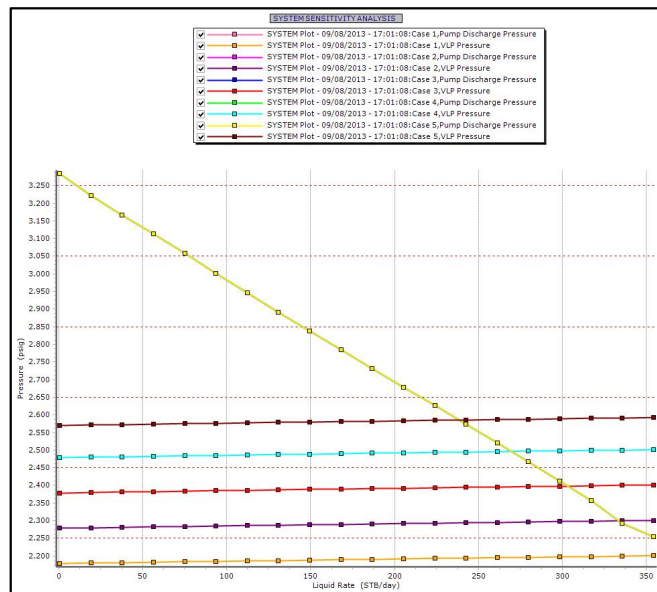
Tabla 24. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-6

<i>Presion en cabeza</i> <i>psi</i>	<i>Caudal total</i> <i>bfpd</i>	<i>Caudal de aceite</i> <i>bopd</i>	<i>Presion fondo fluyente</i> <i>psi</i>	<i>dP fricción</i> <i>psi</i>	<i>Presión en intake</i> <i>psi</i>	<i>Cabeza generada</i> <i>ft</i>	<i>Eficiencia ESP</i> <i>%</i>	<i>Potencia requerida</i> <i>HP</i>
150	-	-	-	-	-	-	-	-
250	334	97	84	27	29	5605	34,3	39
350	303	90	152	24	96	5670	21,6	38
450	270	78	225	22	169	5735	30,6	36
541	238	69	292	20	236	2586	28,5	35

Fuente: Autor

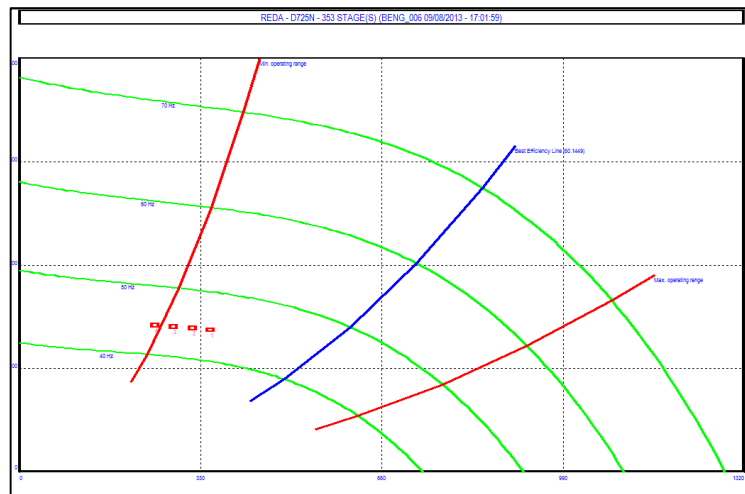
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 35% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 28%. Sin embargo, los valores por debajo de 250 psi en cabeza implican una presión en el intake o entrada de la bomba por debajo de las 30 psia, lo cual podría resultar en un corto plazo perjudicial para la bomba al no contar con la sumergencia suficiente para brindar la refrigeración necesaria que requiere el motor para su adecuado funcionamiento, el cual a estas condiciones de mayor tasa requiere de mayor potencia al ser la columna a levantar más pesada por contener mayor fluido y mayor volumen de agua.

Gráfica 57. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-6



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 58. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-6

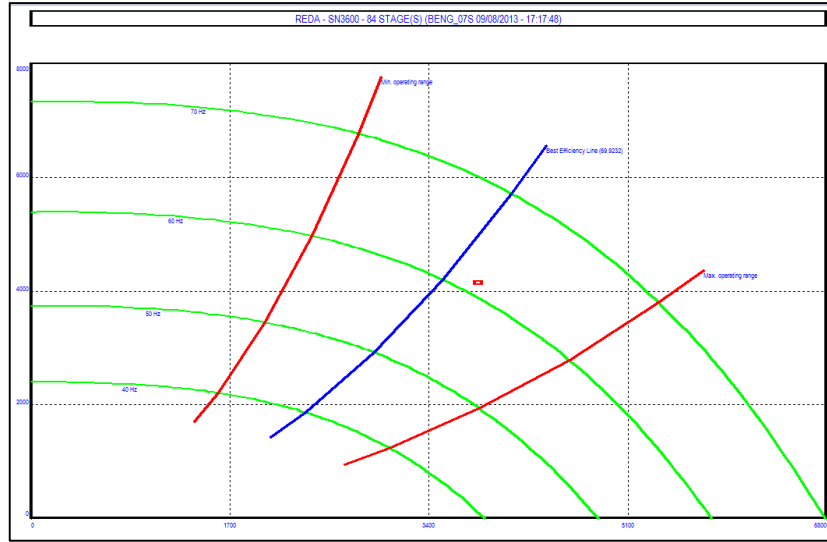


Fuente: Simulación software Prosper

Al aumentar el caudal manejado por la bomba ESP instalada en el pozo Bengala-6, el punto de operación entra dentro de la zona de la curva recomendada por el fabricante, y esto solo ocurre con presiones en cabeza por debajo de 400 psi equivalente a una presión de fondo fluente no mayor a 230 psi. Por lo tanto la bomba instalada se encuentra sobredimensionada para las condiciones actuales y quizá para el potencial del pozo, lo cual explica el desgaste que presenta y por lo cual fue necesario para el ajuste un wear factor cercano al 20%.

2.1.6 Bengala-7ST1. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-7ST1 fue de 0,053 con una frecuencia de 62 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, con la capacidad del equipo de incrementar frecuencia para un mayor caudal de producción.

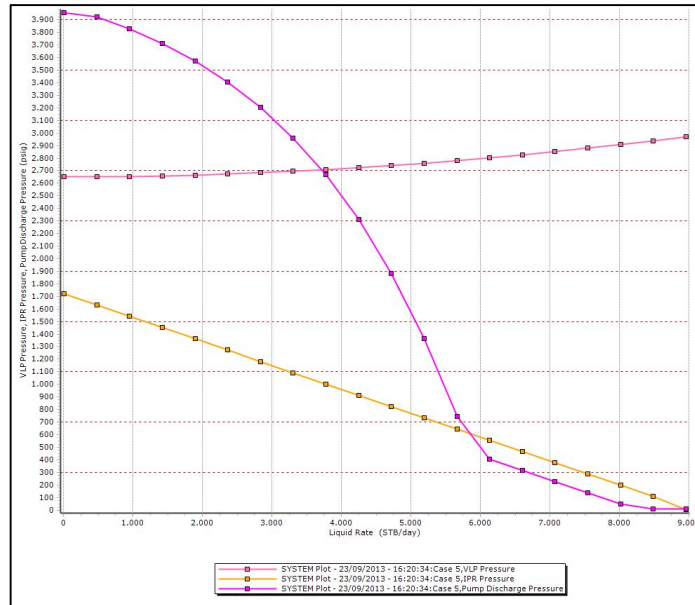
Gráfica 59. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-7ST1



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este tiene un amplio rango para su optimización, su condición actual de producción se encuentra por debajo del 40% de su potencial máximo. Sin embargo en este pozo, se evidencia que el punto de saturación puede ser alcanzado en caso de pretender alcanzar las condiciones máximas o AOF. Para evitar la presencia de gas dentro del pozo y teniendo en cuenta que la facilidad no cuenta con equipos para el manejo de este fluido, las recomendaciones en producción solo pueden considerar los puntos por encima de la presión de burbuja o saturación.

Gráfica 60. Curva IPR y VLP pozo Bengala-7ST1 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

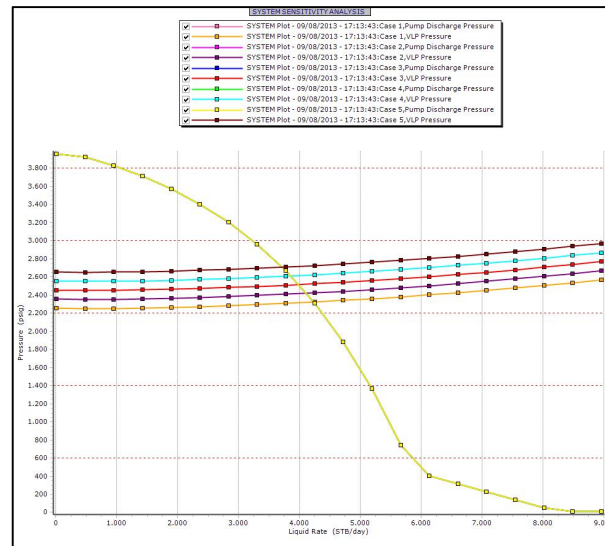
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 73% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 14%.

Tabla 25. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-7ST1

<i>Presion en cabeza</i>	<i>Caudal total</i>	<i>Caudal de aceite</i>	<i>Presion fondo fluyente</i>	<i>dP fricción</i>	<i>Presión en intake</i>	<i>Cabeza generada</i>	<i>Eficiencia ESP</i>	<i>Potencia requerida</i>
<i>psi</i>	<i>bfpd</i>	<i>bopd</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>ft</i>	<i>%</i>	<i>HP</i>
150	4236	297	917	81	767	3.500	62,0	185
250	4109	288	941	76	791	3661	63,0	184
350	3981	279	965	72	816	3823	64,0	184
450	3853	170	990	68	840	3984	65,0	183
550	3714	260	1016	63	866	4140	66,0	182

Fuente: Autor

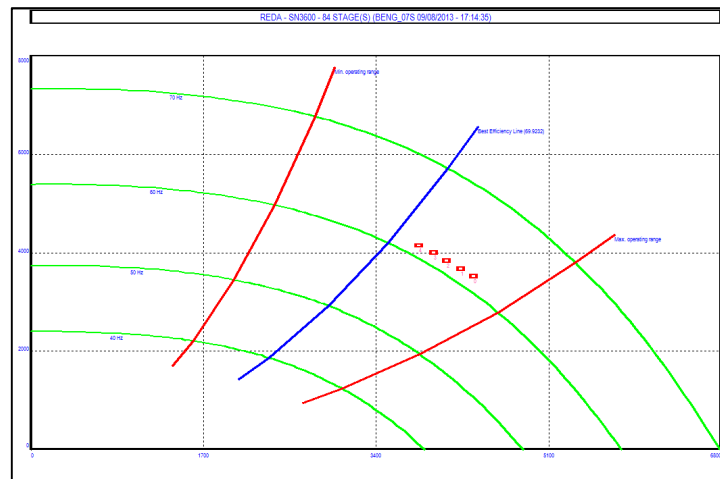
Gráfica 61. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-7ST1



Fuente: Simulación software Prosper

Finalmente la bomba instalada permite operar bajo las condiciones propuestas sin necesidad de un rediseño o cambio. Adicionalmente es posible incrementar frecuencia del equipo logrando así flexibilidad operacional según lo que se concluye de la gráfica 51, sin embargo los fabricantes no recomiendan frecuencias por encima de los 65 Hz. Como recomendación se podría cambiar la bomba por una de mayor capacidad.

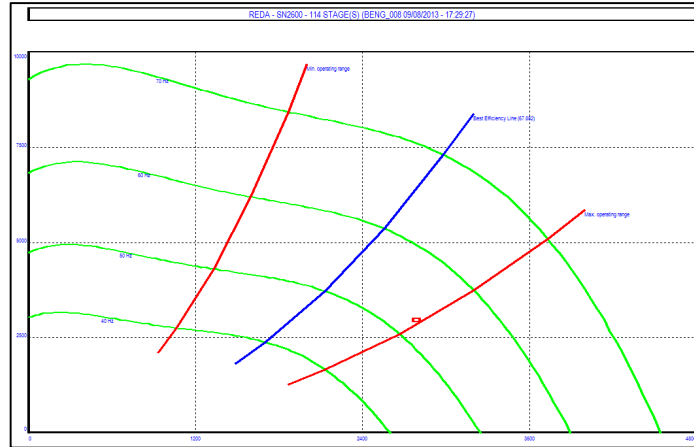
Gráfica 62. Sensibilidad puntos de operación curva operación ESP pozo Bengala-7ST1



Fuente: Simulación software Prosper

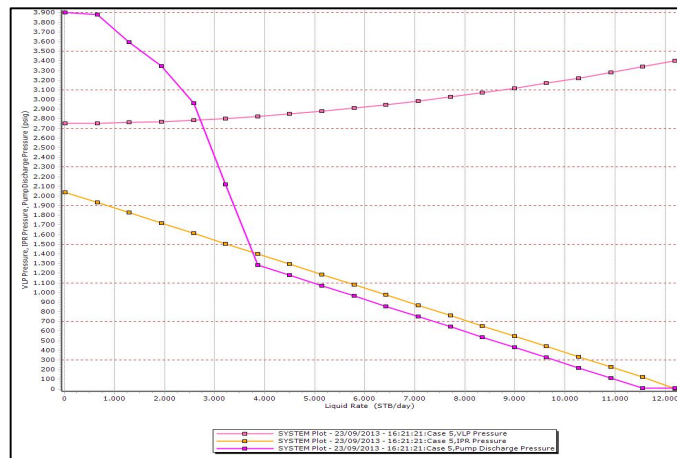
2-1-7 Bengala-8. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-8 fue de 0,26 con una frecuencia de 57 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, sin embargo ya en los límites de upthrust, sin mayor flexibilidad para aumentar frecuencia ni manejo de mayores tasas de fluidos producidos.

Gráfica 63. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-8



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 64. Curva IPR y VLP pozo Bengala-8 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este tiene un amplio rango para su optimización, su condición actual de producción se encuentra alrededor del 25% de su potencial máximo. Sin embargo en este pozo, se evidencia que el punto de saturación puede ser alcanzado en caso de pretender alcanzar las condiciones máximas o AOF. Para evitar la presencia de gas dentro del pozo y teniendo en cuenta que la

facilidad no cuenta con equipos para el manejo de este fluido, las recomendaciones en producción solo pueden considerar los puntos por encima de la presión de burbuja o saturación.

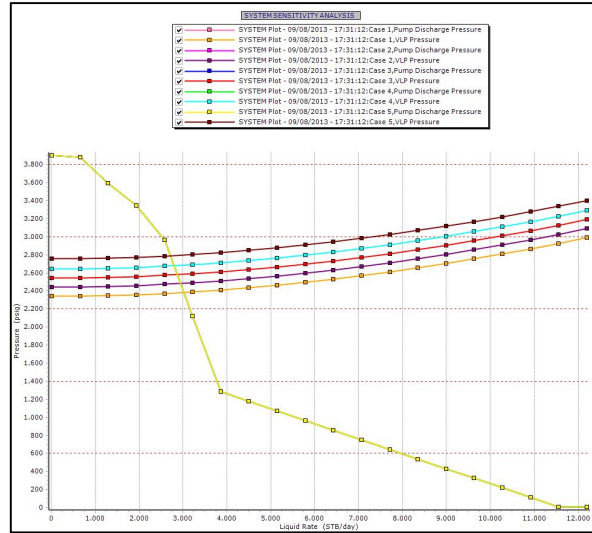
Tabla 26. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-8

<i>Presion en cabeza</i>	<i>Caudal total</i>	<i>Caudal de aceite</i>	<i>Presion fondo fluyente</i>	<i>dP fricción</i>	<i>Presión en intake</i>	<i>Cabeza generada</i>	<i>Eficiencia ESP</i>	<i>Potencia requerida</i>
<i>psi</i>	<i>bfpd</i>	<i>bopd</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>ft</i>	<i>%</i>	<i>HP</i>
150	3017	151	1.541	50	1.425	2.155	35,0	140
250	2943	147	1553	48	1437	1347	37,6	139
350	1868	143	1566	46	1449	2539	40,0	138
450	2793	140	1578	43	1462	2732	42,3	137
562	2710	135	1592	41	1476	1947	45,0	136

Fuente: Autor

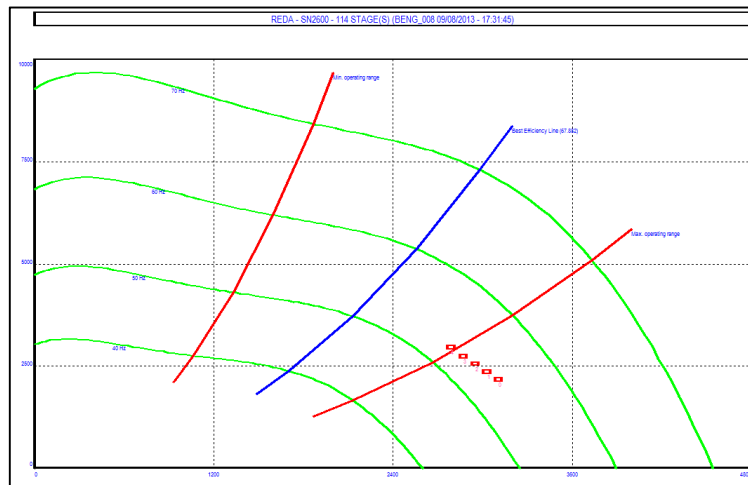
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 73% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 12%. La baja eficiencia de la bomba indica que no está correctamente seleccionada para el potencial de este pozo, y se requeriría una de mayor capacidad dado que se encuentra en Upthrust.

Gráfica 65. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-8



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 66. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-8



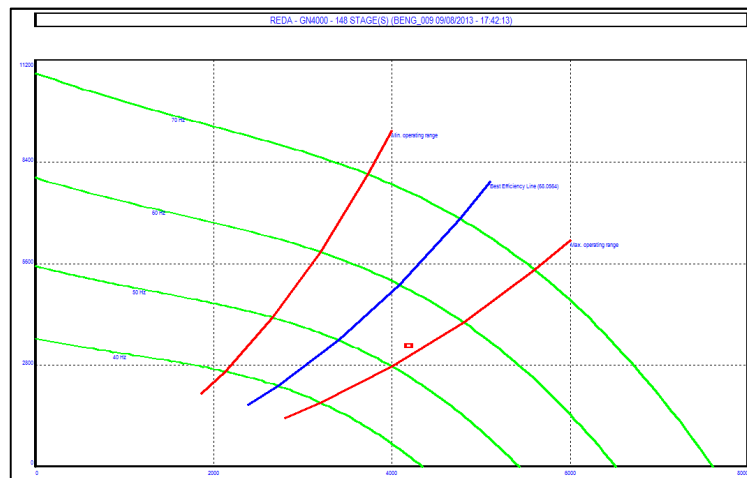
Fuente: Simulación software Prosper

La gráfica 55 confirma que para tasas más altas resultantes de liberar la restricción en cabeza de pozo (disminuir presión) no es viable el uso del mismo

equipo de bombeo electro sumergible, dado que es muy corta su capacidad para manejar los volúmenes resultante de la optimización en las líneas. Es posible que este pozo requiera un rediseño en el sistema de levantamiento artificial.

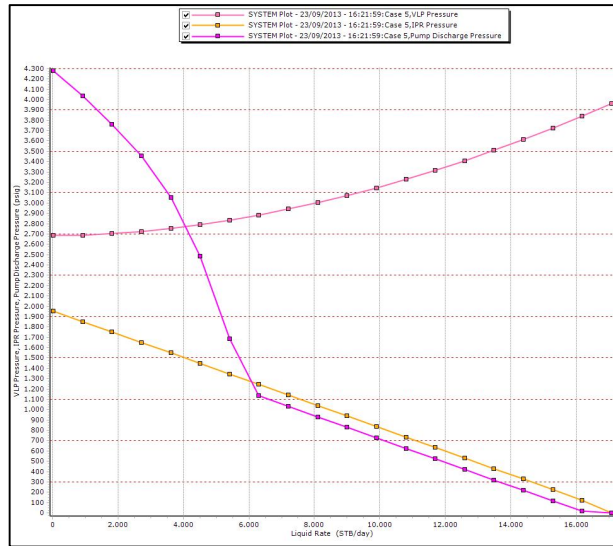
2.1.8 Bengala-9. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-9 fue de 0,13 con una frecuencia de 56 Hz. En la gráfica a continuación se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran muy cercanas al límite de upthrust de la bomba, impidiendo una operación con mayor caudal para la frecuencia actual.

Gráfica 67. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-9



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 68. Curva IPR y VLP pozo Bengala-9 a condiciones actuales.



Fuente: Simulación software Prosper

En cuanto al potencial del pozo, este tiene un amplio rango para su optimización, su condición actual de producción se encuentra alrededor del 25% de su potencial máximo. Sin embargo en este pozo, se evidencia que el punto de saturación puede ser alcanzado en caso de pretender alcanzar las condiciones máximas o AOF. Para evitar la presencia de gas dentro del pozo y teniendo en cuenta que la facilidad no cuenta con equipos para el manejo de este fluido, las recomendaciones en producción solo pueden considerar los puntos por encima de la presión de burbuja o saturación.

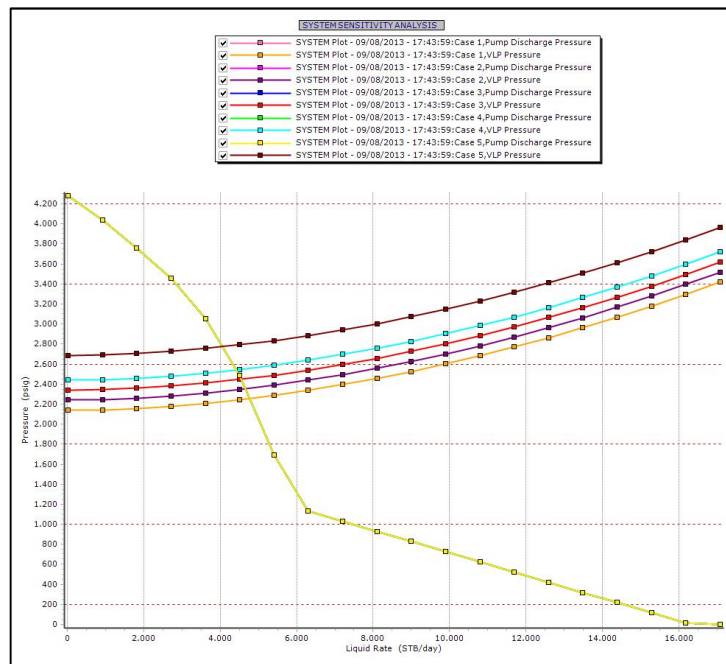
Con la tabla a continuación se evidencia que el pozo Bengala-9 cuenta con un alto potencial comparándolo con la mayoría de los pozos del campo, y con una reducción de 500 psi se incrementaría el caudal en 18%. Este pozo es el que actualmente presenta las más altas medidas de presión en cabeza, por lo que se considera el que más producción diferida reporta por restricciones en líneas de flujo.

Tabla 27. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-9

<i>Presion en cabeza</i>	<i>Caudal total</i>	<i>Caudal de aceite</i>	<i>Presion fondo fluyente</i>	<i>dP fricción</i>	<i>Presión en intake</i>	<i>Cabeza generada</i>	<i>Eficiencia ESP</i>	<i>Potencia requerida</i>
<i>psi</i>	<i>bfpd</i>	<i>bopd</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>ft</i>	<i>%</i>	<i>HP</i>
150	4764	429	1.418	125	1.308	2.287	46,9	163
250	1657	419	1430	120	1320	2486	49,9	165
350	4549	409	1442	114	1332	2686	52,8	168
450	4416	397	1457	109	1347	2877	54,5	169
695	4053	365	1498	94	1388	3333	56,6	171

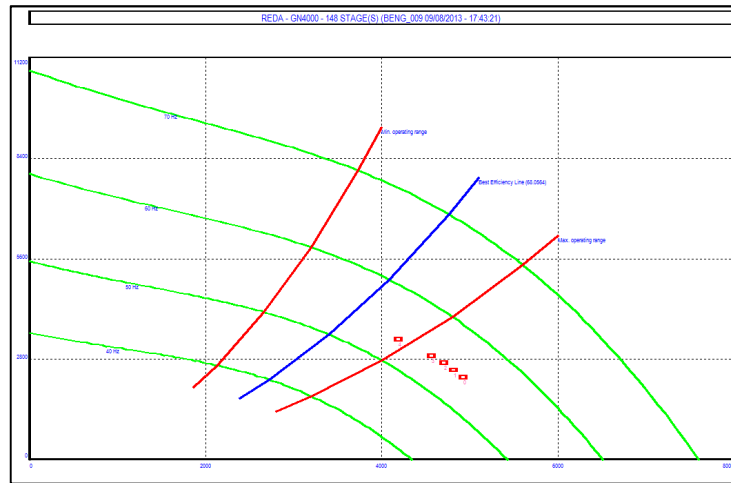
Fuente: Autor

Gráfica 69. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-9



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 70. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-9

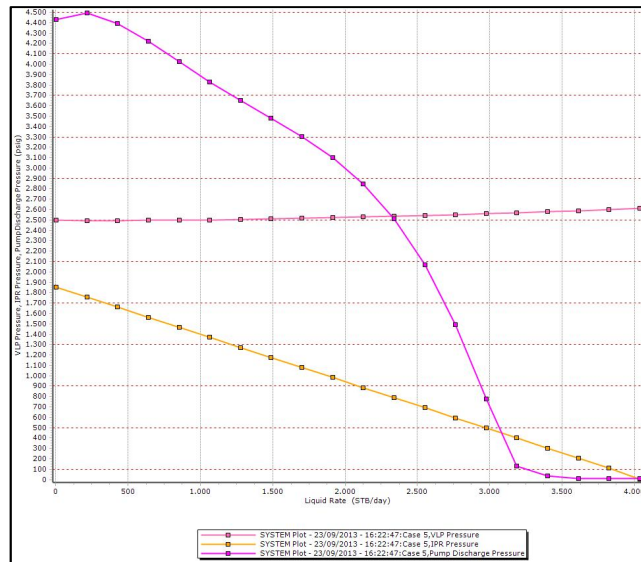


Fuente: Simulación software Prosper

Al igual que el pozo Bengala-8, la gráfica 59 confirma que para tasas más altas resultantes de liberar la restricción en cabeza de pozo (disminuir presión) no es viable el uso del mismo equipo de bombeo electro sumergible, dado que es muy corta su capacidad para manejar los volúmenes resultante de la optimización en las líneas. Es posible que este pozo requiera un rediseño en el sistema de levantamiento artificial.

2.1.9 Bengala-10. El factor de desgaste de la bomba introducido en el modelo para el ajuste de las condiciones de operación para el análisis nodal realizado al pozo Bengala-10 fue de 0,11 con una frecuencia de 50 Hz.

Gráfica 71. Curva IPR y VLP pozo Bengala-10 a condiciones actuales.

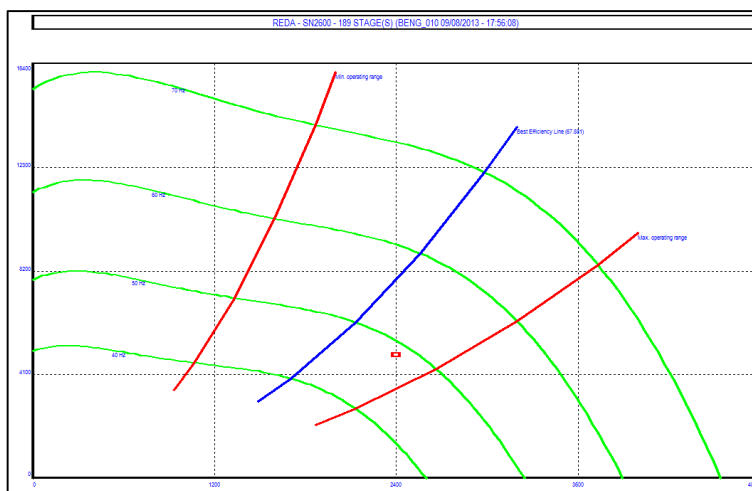


Fuente: Simulación software Prosper

En la gráfica anterior se evidencia que el pozo aún tiene oportunidad para ser optimizado y alcanzar producción mayor, alrededor del 60% del AOF se encuentran las condiciones actuales.

En la gráfica 61 se evidencia que las condiciones especificadas de producción para la bomba se encuentran dentro del rango normal de operación, sin embargo están cercanas a las condiciones de upthrust, por lo cual es necesario aumentar la cabeza de la descarga del equipo o disminuir las tasas de producción manejadas para centrarlo más hacia las condiciones óptimas que especifica el fabricante. En este caso la opción de disminuir el caudal manejado por este pozo no es una recomendación, pero si podría serlo considerar un cambio de bomba ESP por una de mayor capacidad.

Gráfica 72. Curva y punto de operación bomba ESP pozo Bengala-10



Fuente: Simulación software Prosper

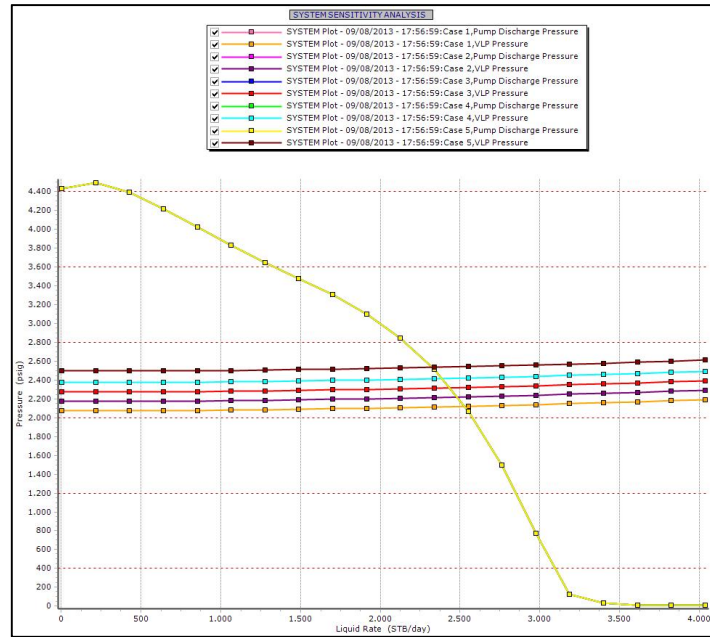
Tabla 28. Resultados sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-10

<i>Presion en cabeza</i>	<i>Caudal total</i>	<i>Caudal de aceite</i>	<i>Presion fondo fluyente</i>	<i>dP fricción</i>	<i>Presión en intake</i>	<i>Cabeza generada</i>	<i>Eficiencia ESP</i>	<i>Potencia requerida</i>
<i>psi</i>	<i>bfpd</i>	<i>bopd</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>psi</i>	<i>ft</i>	<i>%</i>	<i>HP</i>
150	2525	404	704	57	432	4.086	51,7	108
250	2477	396	2081	55	453	4272	53,2	107
350	2430	389	747	53	475	4458	54,7	107
450	2383	381	769	51	496	4644	56,3	106
570	2323	372	796	49	524	4863	57,9	106

Fuente: Autor

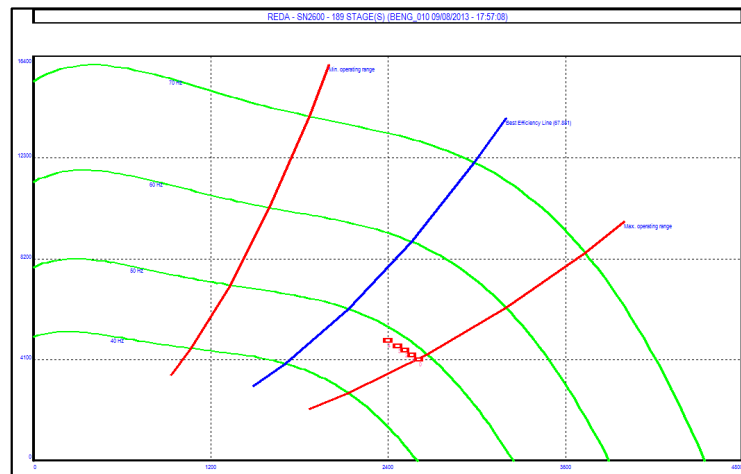
La sensibilidad realizada al caudal del pozo variando la presión en cabeza, demuestra que al disminuir la presión en cabeza de pozo en un 73% resultaría en un aumento en la tasa de aceite del 9%.

Gráfica 73. Sensibilidad presión en cabeza Vs caudal total pozo Bengala-10



Fuente: Simulación software Prosper

Gráfica 74. Sensibilidad puntos de operación curva de operación ESP pozo Bengala-10



Fuente: Simulación software Prosper

Al igual que el pozo Bengala-8 y 9, la gráfica 73 confirma que para tasas más altas resultantes de liberar la restricción en cabeza de pozo (disminuir presión) no es viable el uso del mismo equipo de bombeo electro sumergible, dado que es muy corta su capacidad para manejar los volúmenes resultante de la optimización en las líneas. Con esto se confirma el requerimiento de un rediseño en el sistema de levantamiento artificial para este pozo.

3. ANALISIS DE LA PRESURIZACION DEL SISTEMA DE LINEAS DE FLUJO A PARTIR DE SENSIBILIDADES MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL

3.1 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LÍNEA TENIENDO EN CUENTA LAS CONSIDERACIONES ACTUALES.

Dadas las restricciones que se han descrito en los capítulos anteriores y el impacto en producción en el campo, se realizó la simulación en el software GAP para evaluar la presurización del sistema de recolección en el área de Elizita teniendo en cuenta las condiciones actuales y determinar cuál de las posibles soluciones es la que mejor se ajusta técnicamente.

El terreno que recorren las actuales líneas de flujo del campo Elizita se consideró como plano por lo tanto la inclinación es cero y la tubería es 100% horizontal. Lo anterior al no contar con un levantamiento topográfico respectivo para la zona. Estos trabajos solo son realizados hacia la zona oeste del bloque ya que esta se encuentra situada sobre una altillanura, zona retirada del campo Elizita.

El parámetro que se tuvo en cuenta para proponer la solución al problema anteriormente expuesto, contemplo solo las caídas de presión en las líneas y las contrapresiones generadas en cabeza de pozo al yacimiento, teniendo en cuenta que la erosión en la tubería solo ocurre cuando se tienen altas velocidades generalmente relacionadas con el gas cuando se exceden valores de los 60 a 70 ft/seg, se descarta en pozos de aceite con baja relación gas aceite como el fluido producido del campo Elizita. A continuación se muestra una tabla resumen donde se relacionan las velocidades de las líneas de flujo de acuerdo a los cálculos del modelo GAP de las condiciones actuales en el campo Elizita.

Tabla 29. Velocidades líneas de flujo campo Elizita

Pozo	Velocidad en líneas (ft/s)
BENG-7S	4,96
BENG-5	3,12
BENG-6	4,25
BENG-10	3,92
BENG-2	5,33
BENG-9	6,56
BENG-4	3,78
BENG-3	3,40
BENG-8	4,45
Colector BENGALA hacia JAGUAR	
L-45 2-1/2"	8,16
L 3-1/2"	5,99
L 4-1/2"	6,64

Fuente: Autor

Vale la pena aclarar, que para el modelamiento del fluido a nivel de superficie, el software Prosper-GAP se integran de tal manera que GAP toma todas las condiciones introducidas y los ajustes realizados para desarrollar la simulación y las predicciones presentadas a continuación, lo cual se describe detalladamente en el capítulo 2 numeral 2.1.

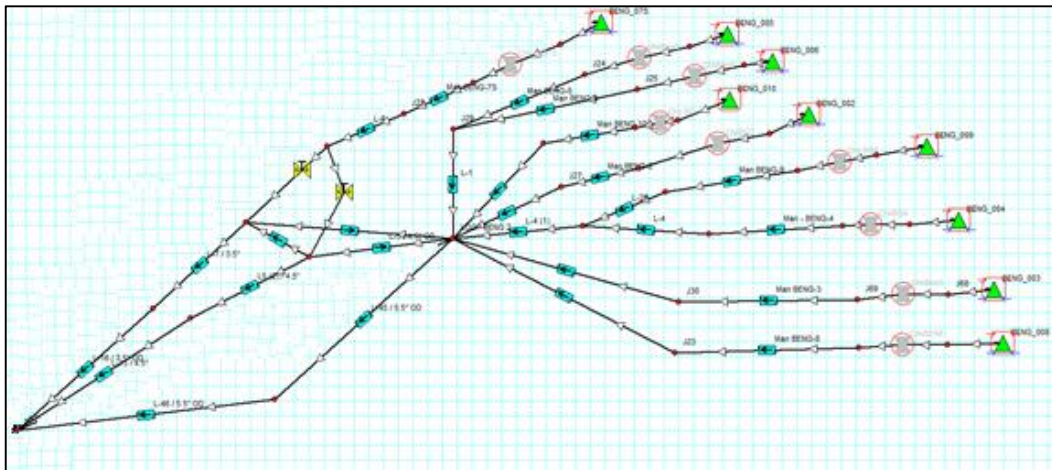
En cuanto a las correlaciones usadas para el modelamiento del flujo multifásico horizontal Beggs & Brill fue la que determino en el ajuste el software como la más adecuada a las condiciones dadas para el modelamiento de las condiciones del campo Elizita. Estas correlaciones no tienen restricción por Angulo de inclinación de flujo, caudal de flujo ni tamaños de tubería.

Tabla 30. Condiciones actuales pozos Campo Elizita

CONDICIONES ACTUALES TODOS LOS POZOS													
	Indice de productividad STB/psi	Draw Down psi	Presión de fondo fluyente psi	Presión Yacimiento psi	Tasa de aceite STB/day	Tasa de agua STB/day	Tasa de fluido STB/day	BSW %	Gravedad API	Presión Cabeza psi	Frecuencia Hz	Tipo de ESP	No de etapas
BENG_002	1,7	1.422	650	2.072	505	1.899	2.403	79	22	547	50,0	SN3600	143
BENG_003	1,4	1.868	223	2.091	240	2.423	2.662	91	22	556	57,0	TE2700	135
BENG_004	2,1	506	1.459	1.965	64	1.005	1.069	94	22	585	43,0	SN2600	126
BENG_005	1,3	1.397	658	2.055	187	1.685	1.873	90	21	543	58,0	D2400N	219
BENG_006	0,5	514	293	807	69	169	238	71	22	541	51,0	D725N	353
BENG_008	6,0	450	1.592	2.042	136	2.574	2.709	95	22	562	57,0	SN2600	114
BENG_009	8,8	459	1.498	1.957	365	3.690	4.055	91	22	693	56,0	GN4000	148
BENG_010	2,2	1.061	796	1.857	372	1.951	2.323	84	21	570	50,0	SN2600	189
BENG_075	5,3	705	1.016	1.721	260	3.454	3.714	93	22	549	62,5	SN3600	84

Fuente: Autor

Gráfica 75. Sistema de líneas de flujo y troncales del campo Elizita



Autor: Simulación software Gap

Al correr el modelo en el software GAP con las condiciones de la tabla 30 se confirma que este se encuentra ajustado y que son útiles y confiables los resultados que arrojará en el momento de realizar predicciones, esto se verificó al comparar las presiones en varios puntos donde físicamente hay sensores de presión en las líneas del campo Elizita con las presiones que resultaban en el modelo.

Posterior al ajuste, se llevaron a cabo análisis de sensibilidad de variables con el objeto de determinar cuáles son las condiciones más favorables de presión en cabeza de pozo, para lo cual se realizó una comparación de las tasas de producción de aceite y de fluido total variando el diámetro de una línea propuesta.

Para proponer la línea de flujo fue necesario tener en cuenta algunas consideraciones no técnicas como:

- El licenciamiento global de explotación no permite tener líneas internas de transferencia de fluidos (entre campos) de un diámetro mayor a 10”.
- Para evitar cierres de pozos temporalmente y mayor producción diferida, se construirían líneas de transferencia o troncales adicionales a las actuales, según los resultados que se arrojarán de la simulación.
- Posibles limitaciones con las servidumbres en predios cercanos a los pozos Bengala-2, Bengala-7ST1 y Bengala-8.

De acuerdo a lo anterior para el análisis de sensibilidad se consideró como alternativa la construcción de una troncal que dirigiera los fluidos desde el colector Elizita hacia el colector Jaguar, adicional y paralela a las troncales actuales (línea de 5-1/2” y línea de 4-1/2”) de un diámetro suficiente que logre aliviar las presiones en cabeza de la mayoría de los pozos, para lo cual se consideraron los siguientes tamaños nominal: dos líneas de 4” de diámetro, una línea de 6” de diámetro, una línea de 8” de diámetro y una línea de 10” de diámetro, con los siguientes resultados.

Tabla 31. Resultados modelo GAP con líneas actuales

LINEA BASE				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	620	2.263	2.883	580
BENG-3	200	2.462	2.662	587
BENG-4	47	1.022	1.069	616
BENG-5	169	1.704	1.873	575
BENG-6	67	171	238	574
BENG-8	108	2.601	2.709	593
BENG-9	324	3.731	4.055	723
BENG-10	325	1.998	2.323	606
BENG-7ST1	223	3.491	3.714	582
TOTAL	2.083		21.526	

Autor: Simulación software Gap

Tabla 32. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 6”

LINEA 6”				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	562	2.170	2.614	215
BENG-3	200	2.530	2.667	214
BENG-4	53	1.388	1.203	285
BENG-5	181	1.978	2.011	209
BENG-6	96	246	341	208
BENG-8	111	2.817	2.775	222
BENG-9	338	4.069	4.226	497
BENG-10	356	2.293	2.543	253
BENG-7ST1	241	4.000	4.017	226
TOTAL	2.138		22.397	
Dif con línea base	93		949	

Autor: Simulación software Gap

Tabla 33. Resultados modelo GAP con líneas propuesta de 4”

LÍNEAS 2 X 4"				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	594	2.170	2.765	273
BENG-3	205	2.530	2.735	278
BENG-4	64	1.388	1.452	323
BENG-5	196	1.978	2.174	267
BENG-6	96	246	341	265
BENG-8	117	2.817	2.935	287
BENG-9	354	4.069	4.422	447
BENG-10	373	2.293	2.667	301
BENG-7ST1	255	4.000	4.255	279
TOTAL	2.254		23.745	
Dif con línea base	209		2.297	

Autor: Simulación software Gap

Tabla 34. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 8”

LÍNEA 8"				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	617	2.252	2.869	130
BENG-3	207	2.549	2.755	135
BENG-4	71	1.548	1.619	187
BENG-5	204	2.060	2.264	124
BENG-6	97	248	345	122
BENG-8	122	2.928	3.050	146
BENG-9	368	4.226	4.594	320
BENG-10	380	2.337	2.717	159
BENG-7ST1	264	4.143	4.408	138
TOTAL	2.329		24.620	
Dif con línea base	284		3.171	

Autor: Simulación software Gap

Tabla 35. Resultados modelo GAP con línea propuesta de 10"

LINEA 10"				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	621	2.268	2.889	93
BENG-3	207	2.555	2.762	97
BENG-4	73	1.589	1.662	151
BENG-5	206	2.083	2.289	86
BENG-6	97	248	345	85
BENG-8	123	2.957	3.080	109
BENG-9	371	4.268	4.639	287
BENG-10	382	2.347	2.729	121
BENG-7ST1	267	4.181	4.448	101
TOTAL	2.347		24.842	
Dif con línea base	302		3.394	

Autor: Simulación software Gap

Según los datos generados del análisis de los modelos con las líneas propuestas teniendo en cuenta las condiciones de producción actuales se tendría como resultado lo siguiente: al construir la línea de 6" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 4% como resultado de unas presiones en cabeza entre 208 y 497 psi, con las dos líneas de 4" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 10% como resultado de unas presiones en cabeza entre 265 y 447 psi, con la línea de 8" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 11% como resultado de unas presiones en cabeza entre 122 y 320 psi y con la línea de 10" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 13% como resultado de unas presiones en cabeza entre 85 y 287 psi.

3.2 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LÍNEA TENIENDO EN CUENTA LAS CONSIDERACIONES FUTURAS.

Con el objeto de no limitar la presente propuesta, se consultó el plan de desarrollo para los próximos tres años para tener en cuenta dentro de la presente evaluación las condiciones, intervenciones, modificaciones, etc que se establecen a futuro para el campo Elizita, como se resume a continuación:

Tabla 36. Resumen actividades a realizar en los próximos años para el campo Elizita

Pozo	Descripción de trabajo	Formación
Bengala-3	Re-cañoneo	C7- A
Bengala-6, 8 y 2	Nuevas zonas perforadas	C7- A
Bengala-4	Cambio ESP	C7- A
Bengala-7ST1	Cambio ESP	C7- A
Bengala-8	Cambio ESP	C7-A+ C7-3
Bengala-9 y 3	Cambio ESP	C7- A
Bengala-5	Cambio ESP	C7-A+ C7-1+ C7-3
Bengala-2	Lavado acido	C7-1+ C7-3

Fuente: Autor

Adicional a lo anterior, el campo Elizita tiene una historia de producción muy desarrollada en aceite y agua, debido a esto el análisis de declinaciones en este campo tiene una menor incertidumbre y los resultados se pueden considerar como referencia, con lo cual fue posible realizar una estimación del potencial de cada uno de los pozos y determinar unas condiciones futuras de producción que

incluyen los aumentos en el aporte de fluidos como resultado de las intervenciones a realizar mencionadas en la tabla 36.

Para realizar nuevamente la corrida del modelo de simulación en el software GAP teniendo en cuenta las nuevas tasas de fluido total de cada pozo Bengala, solo se consideraron aquellos tamaños de líneas de flujo que en la simulación a condiciones actuales habían significado un aumento en producción mayor al 40% y una presión en cabeza como máximo hasta 300 psi, por lo cual la nueva corrida del modelo solo se realizó para los diámetros de línea de 8" y 10".

El primer caso contempla las condiciones de producción futura sin considerar ningún cambio ni inclusión en el sistema de líneas de flujo del campo Elizita obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 37. Resultados modelo GAP condiciones futuras con líneas actuales

<i>LÍNEA BASE CON PRODUCCIÓN FUTURA</i>				
<i>Pozo</i>	<i>Qo</i>	<i>Qw</i>	<i>Qt</i>	<i>WHP</i>
	<i>STB/day</i>	<i>STB/day</i>	<i>STB/day</i>	<i>psig</i>
BENG-2	950	3799	4.749	1.006
BENG-3	491	4416	4.907	1.033
BENG-4	10	310	320	1.086
BENG-5	256	2945	3.201	985
BENG-6	225	674	899	982
BENG-8	571	2601	3.172	998
BENG-9	279	4375	4.654	1.105
BENG-10	254	1861	2.115	988
BENG-7ST1	187	3553	3.740	969
TOTAL	3222		27.757	

Autor: Simulación software Gap

Se hace la aclaración que la tabla anterior solo tiene como objeto mostrar el impacto que tendría las condiciones futuras de producción con la infraestructura

de líneas actual, puesto que estas condiciones en la realidad son físicamente imposibles por las limitaciones en los materiales, cuya presión máxima de operación no debe superar los 720 psi.

El segundo caso, mostrado en la tabla 38 contempla las condiciones de producción futura considerando una troncal de 8" de diámetro que conecte los colectores Bengala y Jaguar. Se muestran las presiones en cabeza para cada uno de los pozos teniendo en cuenta las tasas de producción que se establecieron como futuras.

Tabla 38. Resultados modelo GAP condiciones futuras con línea propuesta de 8"

<i>CONDICIONES FUTURAS CONSTRUYENDO LINEA PROPUESTA 8"</i>				
<i>Pozo</i>	<i>Qo</i>	<i>Qw</i>	<i>Qt</i>	<i>WHP</i>
	<i>STB/day</i>	<i>STB/day</i>	<i>STB/day</i>	<i>psig</i>
BENG-2	1.028	4.113	5.141	184
BENG-3	661	5.947	6.608	262
BENG-4	106	3.432	3.538	297
BENG-5	295	3.397	3.692	265
BENG-6	242	726	968	158
BENG-8	631	2.872	3.503	176
BENG-9	332	5.205	5.537	321
BENG-10	307	2.250	2.557	173
BENG-7ST1	234	4.453	4.687	164
TOTAL	3.836		36.231	

Autor: Simulación software Gap

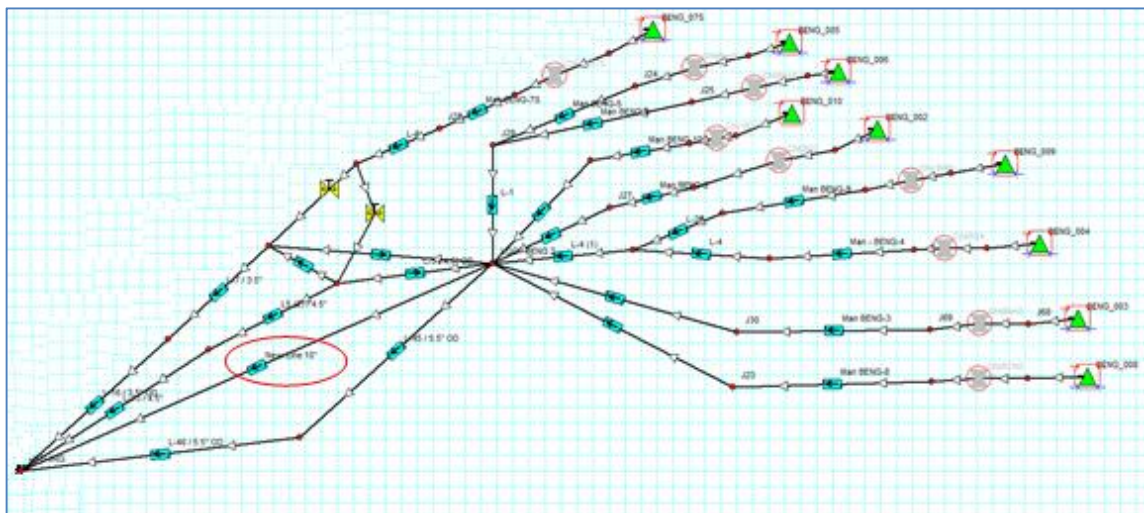
El tercer caso mostrado en la tabla 39 contempla las condiciones de producción futura considerando una troncal de 10" de diámetro mostrando presiones en cabeza entre 120 y 290 psi y con un aumento en la producción de fluidos total del campo del 9.5% que es equivalente al 1.05% en la producción de aceite en un día.

Tabla 39. Resultados modelo GAP condiciones futuras con línea propuesta de 10"

CONDICIONES FUTURAS CONSTRUYENDO LINEA PROPUESTA 10"				
Pozo	Qo	Qw	Qt	WHP
	STB/day	STB/day	STB/day	psig
BENG-2	1037	4150	5.187	146
BENG-3	663	5963	6.625	225
BENG-4	109	3523	3.632	260
BENG-5	297	3415	3.712	124
BENG-6	251	753	1.004	120
BENG-8	640	2917	3.557	139
BENG-9	334	5238	5.572	295
BENG-10	308	2261	2.569	131
BENG-7ST1	237	4498	4.735	123
TOTAL	3876		36.593	

Autor: Simulación software Gap

Gráfica 76. Sistema de líneas de flujo y troncales incluyendo la línea propuesta de 10"



4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA DE CUELLOS DE BOTELLA EN EL CAMPO ELIZITA

4.1 RESULTADOS EVALUACIÓN TÉCNICA

De acuerdo a los resultados de las diferentes corridas en el modelo de los pozos, líneas de flujo y troncales del campo Elizita con las diferentes consideraciones que se mostraron a lo largo del documento, técnicamente, teniendo en consideración los parámetros de presión en cabeza y caudal de fluido, la opción más recomendable para la problemática planteada en el presente documento es la construcción de una línea de 10" de diámetro nominal desde el colector Bengala hasta el colector Jaguar de una longitud de 9.800 metros, adicional y paralela a las actuales de 5-1/2" y de 4-1/2" para conducir los fluidos de los pozos que se reúnen en el colector Bengala hasta el colector Jaguar logrando de esta manera el alivio de las altas presiones de cabeza que se registran actualmente en todos los pozos Bengala. De esta manera, como se demostró en los capítulos 2 y 3 se da solución a la problemática de cuellos de botella actuales y se logra alcanzar las capacidades de manejo en líneas requeridas para que el campo pueda continuar con el desarrollo propuesto a corto y mediano plazo.

Esta alternativa significa un aumento en la producción actual promedio por los meses 7 a 15 como resultado del alivio de los cuellos de botella en las líneas del orden de 1600 bopd y a condiciones futuras significaría la flexibilidad operacional para realizar las intervenciones consideradas dentro del plan de desarrollo más el aumento en la frecuencia de las bombas electro sumergibles. Esa flexibilidad mencionada que resulta con la construcción de la línea propuesta de 10" también permitiría continuar con el desarrollo del campo, explorando nuevas áreas en la zona y/o perforando pozos infill que permitan un mejor barrido del yacimiento.

Se adiciona a lo anterior, que operacionalmente los riesgos disminuyen al manejar presiones más bajas y dentro del rango sugerido para operación por el fabricante (ANSI 300).

4.2 RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica parte del perfil de producción proyectado a 15 meses, considerando desde los inicios de la construcción de la línea propuesta que se muestra en la gráfica 65. Asimismo, las inversiones requeridas para el proyecto se presentan en la tabla 40. Para poder incrementar de manera eficiente la producción del campo Elizita se requiere tener en cuenta todas las adecuaciones que se deben hacer para la construcción de la línea de 10", tales como obras civiles, construcción, instalación y montaje de la línea, estudios especiales (ambiental, social, ingeniería detallada y análisis de calidad e integridad) compra de material, interventoría civil, al igual que las intervenciones de pozos necesarias para poder maximizar el potencial productivo de los pozos.

Las premisas que se consideraron para la realización de la evaluación económica del proyecto se mencionan a continuación:

- El precio del barril es 90 USD, estimado del presupuesto 2013 para todos los proyectos de inversión de CEPCOLSA, de acuerdo al precio del barril estimado para el mismo periodo del crudo BRENT (indicador para la venta del crudo CEPCOLSA).
- La inversión para la línea de transferencia finalizó en el mes 5 del proyecto como se describe en la tabla 40.

- La evaluación económica se realizará considerando únicamente la producción incremental como resultado de la construcción de la línea propuesta al aliviar los cuellos de botella actuales del campo Elizita, determinando así la rentabilidad y el tiempo de retorno de la inversión sin tener en cuenta la curva base de producción actualmente afectada por las restricciones en presión.

Tabla 40. Capex proyecto construcción línea propuesta de solución cuellos de botella

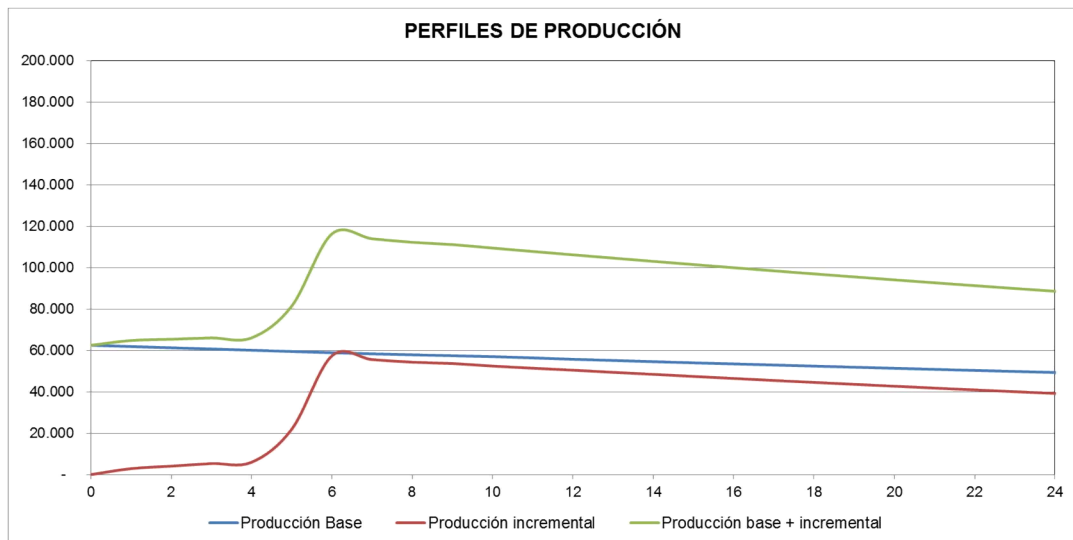
	1	2	3	4	5	TOTAL MES 0
TOTAL CAPEX TRONCAL BENGALA - JAGUAR	827.000 USD	554.500 USD	339.500 USD	924.500 USD	339.500 USD	2.985.000 USD
OBRAS CIVILES	150.000 USD	100.000 USD	75.000 USD	50.000 USD	0 USD	375.000 USD
Adecuaciones y excavación del terreno	150.000 USD	100.000 USD	75.000 USD	50.000 USD		375.000 USD
INSTALACIÓN Y MONTAJE DE LA LINEA	67.000 USD	162.000 USD	162.000 USD	187.000 USD	12.000 USD	590.000 USD
Construcción de la línea		150.000 USD	150.000 USD	150.000 USD		450.000 USD
Movilización tubería y equipo soldadura	55.000 USD			25.000 USD		80.000 USD
Otros	12.000 USD	12.000 USD	12.000 USD	12.000 USD	12.000 USD	60.000 USD
ESTUDIOS	110.000 USD	62.500 USD	27.500 USD	27.500 USD	27.500 USD	255.000 USD
Ambientales	35.000 USD					35.000 USD
Social	5.000 USD	5.000 USD	5.000 USD	5.000 USD	5.000 USD	25.000 USD
Ingeniería conceptual y básica	55.000 USD	35.000 USD				90.000 USD
Interventoría de Construcción	15.000 USD	15.000 USD	15.000 USD	15.000 USD	15.000 USD	75.000 USD
Integridad de líneas y soldaduras.		7.500 USD	7.500 USD	7.500 USD	7.500 USD	30.000 USD
COMPRA DE EQUIPOS	500.000 USD	230.000 USD	75.000 USD	0 USD	0 USD	805.000 USD
Tubería y pruebas de integridad	500.000 USD	175.000 USD	75.000 USD			750.000 USD
Accesorios		55.000 USD				55.000 USD
TOTAL CAPEX	827.000 USD	554.500 USD	339.500 USD	264.500 USD	39.500 USD	
INTERVENCIONES A POZO	0 USD	0 USD	0 USD	660.000 USD	300.000 USD	960.000 USD

Fuente: Autor

- Durante los meses 4 a 8 se propone realizar las intervenciones a pozo y aumentos de frecuencia mencionadas en la tabla 36, teniendo en cuenta que para el mes 5 ya se contará con el servicio de la línea nueva y posibilita

el manejo de incrementos de fluidos como respuesta a los trabajo de re-cañoneo, perforación de nuevas zonas, aumentos de frecuencia, rediseño del sistema de levantamiento artificial y lavados ácidos para limpieza de las mallas.

Gráfica 77. Perfiles de producción campo Elizita



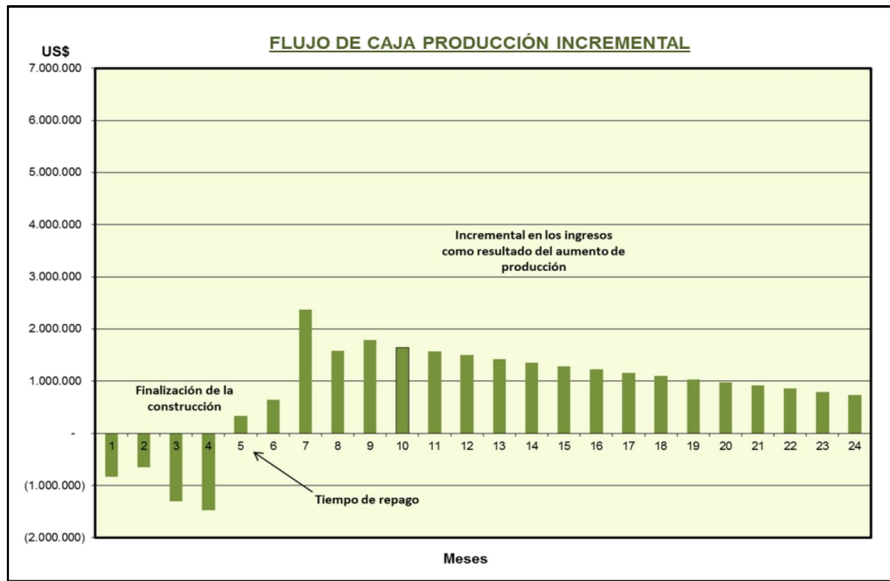
Fuente: Autor

- Se tuvieron en cuenta los perfiles del campo Elizita considerando un aproximado del 1% de declinación mensual sobre el caso base que representa la producción con la infraestructura actual (curva azul) y el caso de producción incremental (curva roja) que considera la producción adicional como alivio de los cuellos de botella (alrededor del 17% de incremento sobre la producción base) y el adicional resultante de la apertura de nuevas zonas, rediseño de ESP, estimulaciones, actividades que hacen parte del plan de desarrollo del área y que ya habían sido identificados pero por las restricciones en el sistema de líneas de flujo y recolección no había sido posible su ejecución. La declinación sobre la

curva incremental también considera el 1% mensual según lo determinado por el área de geociencias basándose en modelo de curvas de declinación y simulación de yacimientos.

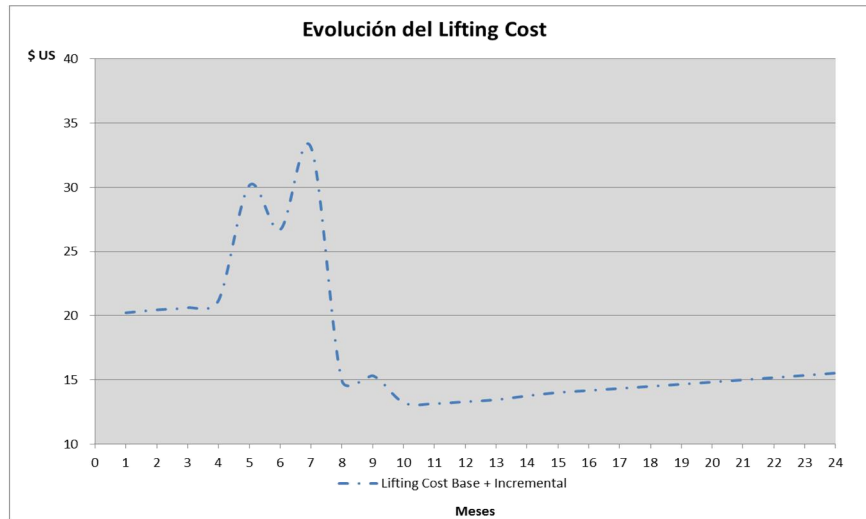
- Durante los meses 1 y 2 se realizan algunos incrementos de frecuencia en ciertos pozos cuyo potencial, sistema de levantamiento artificial actual y condiciones de cabeza lo permiten de acuerdo a lo que se identificó en el capítulo 2 y 3 contando con una producción incremental desde el principio del proyecto, pues de no realizarse el análisis del modelamiento de las condiciones presentes actualmente no habría sido posible identificar oportunidades de optimización de producción.
- Los perfiles de producción ya tienen en cuenta la producción diferida dado a los cierres de los pozos durante las intervenciones a pozo de acuerdo a la tabla 36.
- En cuanto a los costos de producción, operación, tratamiento, transporte y de personal involucrado en los anteriores procesos del campo, se consideró el actual del bloque Caracara que involucra la operación de 9 campos, y se determinó relacionando estos costos por barril de aceite producido, lo correspondiente únicamente al campo Elizita.
- Dentro de los egresos del flujo de caja también se incluyeron los costos para la ejecución de las intervenciones a pozo y cambios de ESP los cuales se contemplarían entre los meses 5 a 8.

Gráfica 78. Flujo de caja libre del proyecto de construcción y puesta en marcha de la línea propuesta



Fuente: Autor

Gráfica 79. Evolución del costo de levantamiento por barril del campo Elizita



Fuente: Autor

Tabla 41. Indicadores financieros evaluación Campo Elizita

INDICADORES FINANCIEROS		
Indicador	Base + Incremental	Unidades
VPN (12%)	1.880.262	US\$
VPN Inversión	2.466.536	US\$
Mayor exposición	4	Mes
Tiempo de repago (Payout ratio)	5	Mes
TIR	17%	%
CAPEX totales	2.985.000	US\$
OPEX totales	124.344.071	US\$
Retorno a la inversión descontado (DROI)	76%	%
Relación Beneficio-costo (B/C ratio)	1,15	Adimensional
Eficiencia de la inversión	1,31	Adimensional

Fuente: Autor

El VPN (valor presente neto) calculado del proyecto es positivo, con un valor de USD \$2.47 MM, lo cual indica que es un proyecto rentable según lo exigido por el inversionista, quienes establecen como tasa de oportunidad el 12%. En cuanto al indicador TIR (tasa interna de retorno) del 17% refleja una rentabilidad para el proyecto superior a la tasa de oportunidad lo cual complementa la evaluación económica con resultados positivos para la compañía al toma la decisión de realizar la línea troncal propuesta de 10”.

Adicionalmente, el tiempo de repago del proyecto es de 5 meses, lo cual refleja una exposición mínima de la inversión y un riesgo bajo a la recuperación de los dineros invertidos. En cuanto la relación beneficio costo es mayor a uno (1,15) lo que indica que el proyecto es rentable y equivale a decir que por cada dólar invertido en este proyecto se obtiene 0,15 dólares de ganancia.

De acuerdo a los resultados del flujo de caja libre y a los indicadores que se muestran en la tabla 41, la construcción de la línea propuesta de 10” es viable económicamente, retornándose la inversión de la construcción y puesta en marcha incluso antes de finalizar el proyecto.

5. CONCLUSIONES

- Mediante el uso del software Prosper – GAP y la herramienta análisis nodal fue posible el diagnóstico y cuantificación del impacto de las restricciones ocasionadas por los cuellos de botella identificados por las altas presiones registradas en varios puntos del sistema de pozos, líneas de flujo y colector del campo Bengala. Adicionalmente, mediante análisis de sensibilidades se llevó a cabo el cálculo de la producción diferida y posteriormente se realizaron las predicciones del comportamiento de producción con el objeto de evaluar técnica y económicamente la mejor alternativa de solución a la problemática planteada en el documento
- Para efectuar los ajustes del comportamiento de las bombas electro sumergibles fue necesario introducir en el modelo un factor de ajuste el cual representa numéricamente una disminución en la eficiencia del bombeo debido al desgaste por tiempo de uso o alguna condición prematura por operación del equipo fuera de las condiciones establecidas por el fabricante. De acuerdo a los valores usados, fue posible realizar algunas recomendaciones en cuanto a las condiciones de operación actuales de las bombas de algunos pozos y de esta manera evitar daños y sobrecostos anticipados a los equipos de levantamiento artificial.
- Las bombas electro sumergibles de los pozos Bengala-2 y Bengala-3 se encuentran operando bajo las condiciones recomendadas por el fabricante y para su ajuste no fue necesario incluir un factor de desgaste lo que indica que las bombas instaladas actualmente se encuentran correctamente dimensionadas y no es necesario realizar ningún ajuste en su diseño ni en sus parámetros de operación. Sin embargo estos pozos se encuentran produciendo actualmente bajo condiciones muy cercanas a su límite máximo,

también conocido como AOF. La optimización en la presión en cabeza, reduciendo a valores por debajo de 350 psi implicaría aumentos en producción del orden de 50 bopd frente a los valores actualmente reportados

- Para el ajuste del modelo del pozo Bengala-5 fue necesario introducir un factor de ajuste de 0.25 lo cual indica que la eficiencia de levantamiento se encuentra por debajo del 75%, sin embargo esta correctamente dimensionada e incluso permite manejar caudales adicionales como resultado de la disminución en cabeza de más de 300 psi. El adicional aportado por este pozo optimizando su condición en cabeza está en el orden de los 40 bopd.
- En el caso de las bombas de los pozos Bengala-4 y Bengala-7ST1 se encuentran operando bajo condiciones de downthrust, en el caso del Bengala-4 fue necesario usar el factor de desgaste más alto del campo, lo cual significa que es la bomba más ineficiente. Adicional a lo anterior, al estar trabajando en condiciones de downthrust se confirma el sobredimensionamiento de la bomba. Se recomienda incrementar la frecuencia de operación de la bomba del pozo Bengala-4, cuyo potencial lo permite y mejoraría su operación retrasando posibles fallas prematuras. En el caso del pozo Bengala-7ST1 se recomienda cambiar la bomba por una de mayor capacidad ya que la actual se encuentra operando con una frecuencia por encima de 65 Hz lo cual no es recomendado por el fabricante (límite de 60 Hz).
- El equipo de bombeo electro sumergible del pozo Bengala-6 se encuentra operando bajo condiciones de downthrust por lo que es recomendable para su buen funcionamiento aumentar la frecuencia de operación y de esta manera manejar mayores tasas de fluidos, ya que el equipo se encuentra sobre dimensionado para condiciones actuales de producción. Al disminuir la presión en cabeza a 300 psi se alcanzaría un aumento en la producción de aceite equivalente a 20 bopd. Con presiones en cabeza por debajo de 200 psi, las curvas de oferta y demanda no se cruzarían por lo que no es posible

manejar con este equipo de levantamiento artificial presión por debajo del valor mencionado. Se recomienda, una vez se presente algún daño o se realice alguna intervención en el pozo, cambiar el diseño de la bomba por uno que maneje menores capacidades de caudal.

- Los pozos Bengala 8, Bengala-9 y Bengala-10 sus equipos de bombeo electro sumergible se encuentran operando bajo condiciones de upthrust, lo cual significa que se encuentran sub dimensionados para las condiciones de producción manejadas actualmente. Lo anterior significa que no es posible manejar volúmenes adicionales, aunque los pozos cuentan con potencial adicional y pueden ser optimizados disminuyendo las presiones de cabeza, logrando así un aumento en la producción por encima de los 70 bopd. Es recomendable realizar el cambiar de las bombas electro sumergibles por unas de mayor capacidad
- Debido a limitaciones de tipo no técnico en el campo Elizita, fue necesario realizar la propuesta de solución teniendo en cuenta el diseño de una o varias líneas paralelas a las troncales actuales desde el colector Bengala al de Jaguar.
- Para evaluar la capacidad de conducción de las líneas actuales y proponer una solución con las condiciones actuales se realizó un análisis de sensibilidad con los siguientes resultados: al construir una línea de 6" se tendría un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 4% adicional como resultado de unas presiones en cabeza entre 208 y 497 psi, con las dos líneas de 4" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 10% como resultado de unas presiones en cabeza entre 265 y 447 psi, con la línea de 8" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 11% como resultado de unas presiones en cabeza entre 122 y 320 psi y con la línea de

10" un aumento en el aporte de aceite del campo Elizita del 13% como resultado de unas presiones en cabeza entre 85 y 287 psi.

- Solo se consideró para el análisis de sensibilidad bajo las condiciones futuras de producción, aquellos tamaños de líneas de flujo que en la simulación a condiciones actuales habían significado un aumento en producción mayor al 40% y una presión en cabeza como máximo hasta 300 psi, por lo cual la nueva corrida del modelo solo se realizó para los diámetros de línea de 8" y 10" con los siguientes resultados: con la línea de 8" con la capacidad de manejo de fluidos del orden de 36,000 bfpd y las presiones en cabeza en un rango entre 160 y 320 psi. Con la línea de 10" el rango de presión en cabeza estaría en el orden de 120 psi a 300 psi y un aumento en la producción del 10% respecto a la línea de 8", lo cual permite condiciones y parámetros en rangos más amplios, manejables y seguro.
- La opción más recomendable como solución a la problemática planteada en el presente documento es la construcción de una línea de 10" de diámetro nominal desde el colector Bengala hasta el colector Jaguar de una longitud de 9.800 metros, adicional y paralela a las actuales de 5-1/2" y de 4-1/2" para conducir los fluidos de los pozos Bengala logrando de esta manera el alivio de las altas presiones de cabeza que se registran en estos pozos.
- La alternativa de solución mencionada, significa un aumento en la producción como resultado del alivio de los cuellos de botella en las líneas, del orden de 1600 bopd y a condiciones futuras significaría la flexibilidad operacional para realizar las intervenciones consideradas dentro del plan de desarrollo, más el aumento en la frecuencia de las bombas electro sumergibles. Esa flexibilidad que resulta con la construcción de la línea propuesta de 10" también permitirá continuar con el desarrollo del campo, explorando nuevas áreas en la zona y/o perforando pozos infill que permitan un mejor barrido del yacimiento.

- La evaluación económica solo se realizó con los perfiles de producción que incluyen la producción incremental como resultado de los alivios de presión en cabeza y con la producción que se tendría de las intervenciones consideradas dentro del plan de desarrollo para este campo. Como resultado de lo anterior, se obtuvo un valor presente neto positivo, tasa interna de retorno del 17% y un tiempo de repago de 5 meses lo cual indica que la construcción de la línea propuesta de 10" es viable económicamente, retornándose la inversión de la construcción y puesta en marcha incluso antes de finalizar el proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- BEGGS, Dale H. Production optimization using nodal analysis. OGCI and Petroskills Publications, Tulsa, Oklahoma, USA, 2003. 418 p.
- ECONOMIDES, Michael J, HILL, Daniel A, EHLIG-ECONOMIDES, Christine. Petroleum production systems. Prentice Hall PTR, New Jersey, USA 1993. 624 p.
- BROWN, Kermit E, LEA, James F. Nodal systems analysis of oil and gas wells. Distinguished Author Series – Society of Petroleum Engineers, SPE No 14714, 1985. 13 p.
- BROWN, Kermit E. Overview of artificial lift systems. Society of Petroleum Engineers, SPE No 9979, 1981. 19p.
- HOLMES, C.S, SUPERIOR Oil Co, BROWN, Kermit E. A comparison of existing multiphase flow methods for the calculation of pressure drop in vertical wells. Society of Petroleum Engineers, SPE No 2553, 1969. 8 p.
- Brown Kermit E., Dale Beggs. The Technology of Artificial Lift Methods, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA. Vol 1, 1997. 500 p.
- MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP Oil International Training Group, Workshop Lima, Peru. 2008. 131 p.
- PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Prosper Manual, Versión 11.5. United Kingdom, 2010. 1532 p.
- PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM GAP Manual, Versión 8.5. United Kingdom, 2010. 909 p.