

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE  
DEL CAMPO YARIGUI- CANTAGALLO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE  
ANÁLISIS NODAL.**

**JAVIER GIL RODRIGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE  
DEL CAMPO YARIGUI- CANTAGALLO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE  
ANÁLISIS NODAL.**

**JAVIER GIL RODRIGUEZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR  
EL TITULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Tutores:**

**ING. LUIS ENRIQUE SARMIENTO TIRADO  
M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por haberme acogido a lo largo de estos años de aprendizaje.

La Escuela de **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** y a **ECOPETROL S.A.** por brindarme la oportunidad de afianzar los conocimientos.

Al ingeniero **FERNANDO CALVETE** por haberme dedicado gran parte de su tiempo, el cual fue vital para la realización de este proyecto, aportando sus conocimientos y experiencia y así, lograr satisfactoriamente los objetivos planteados,

A los ingenieros **LUIS ENRIQUE SARMIENTO, ANGELICA ROZO, MAURICIO RESTREPO** por su colaboración a lo largo de este proyecto, por compartir sus conocimientos en pro de mi aprendizaje.

A cada una de las personas que con sus conocimientos aportaron para que este trabajo se hiciera posible.

## **DEDICATORIA**

*A Dios y mi hermanito Negrito por ser mi luz en el camino y ayudarme a alcanzar este gran logro, con su infinita misericordia.*

*A mis padres por su entrega, dedicación y gran amor, sin ustedes esto no habría sido posible en especial tu Mamita eres mi mayor inspiración para triunfar.*

*A mis hermanos, en especial a La Niña por su amor, consejos, apoyo y comprensión, tu hermanita también eres mi motivación.*

*A Olguita porque a su lado aprendí cosas muy valiosas para la vida, por tantos momentos inolvidables que compartimos, siempre harás parte de mi vida.*

*A Oscar, Adri, Rolo, Jhon fray, Jully, Vierita, Larry, Cindy, Laura, Astrid, Marcela, Deisy, Jason, wilmer, Javier, Gelber porque son mis amigos con quienes compartí gratos momentos durante todo este tiempo.*

*A todo el equipo de ingenieros y contratistas del campo cantagallo por esa gran oportunidad de aprendizaje que me brindaron*

*A toda mi familia y compañeros que directa o indirectamente me acompañaron durante este proceso.*

*Y a todos mis profesores por brindarme sus conocimientos y sus enseñanzas.*

**JAVIER GIL**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO CONCEPTUAL	20
1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES	20
1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN	20
1.2.1 Recorrido de los fluidos en el sistema	21
1.2.2 Transporte en las perforaciones	21
1.2.3 Transporte en el pozo	22
1.2.4 Transporte en la línea de flujo superficial	22
1.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	24
1.3.1 Curvas de Inflow y Outflow de energía en el fondo del pozo	
Curvas VLP / IPR	26
1.3.2 Estimar la Capacidad de Producción del Sistema	27
1.3.3 Optimización global del sistema.	28
1.3.4 Métodos de producción flujo natural y levantamiento artificia	30
1.4 ANÁLISIS NODAL	33
1.5 ANALISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZO FLUYENDO NATURALMENTE	37
1.5.1 Nodo solución en el fondo del pozo	39
1.5.1.1 Flujo por dos conductos	40
1.5.2 Nodo solución en la cabeza del pozo	42
1.5.3. Nodo solución en el separador	44
1.5.4 Nodo solución en el medio poroso	46
1.5.5 Análisis nodal para sartas telescópicas	47
1.5.6 Posición solución en nodos funcionales	50
1.5.6.1 Nodo solución en el estrangulador de superficie	50
1.6 ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE	52
1.6.1 Capacidad de producción del pozo con bombeo electro-sumergible	57
1.6.2 Capacidad de producción del pozo con BES a diferente	

frecuencia de operación	58
1.7 GENERALIDADES BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE	59
1.7.1 Altura total	59
1.7.2 Altura de descarga	60
1.7.3 Altura de succión	60
1.8. EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO BES	61
1.8.1 Equipos de superficie	61
1.8.1.2 Fuente de energía	62
1.8.1.3 Variador de frecuencia (Variable Frequency Drive, VFD)	63
1.8.1.4 Caja de venteo o de conexiones eléctricas	64
1.8.2 Equipo de fondo	65
1.8.2.1 Motor electro-sumergible	65
1.8.2.2 Sello protector	67
1.8.2.3 Sección de entrada a la Bomba o Intake	70
1.8.2.4 Cable de Potencia	70
1.8.2.5 Bomba Centrifuga	71
1.8.3 Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electro-sumergible.	74
1.8.3.1 Ventajas:	74
1.8.3.2 Desventajas:	74
1.9 DESCRIPCIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	75
1.9.1 Perdidas de presión en tuberías	76
1.9.2 Correlaciones para flujo vertical	77
1.9.2.1 Poettmann y Carpenter	78
1.9.2.2 Fancher y Brown	78
1.9.2.3 Hagedorn y Brown	79
1.9.2.4 Duns y Ros	80
1.9.2.5 Orkiszewski	80
1.9.3 Correlaciones para flujo horizontal	81
1.9.3.1 Beggs y Brill	81
1.9.3.2 Dukler Et Al	82

1.9.3.3 Mukherjee y Brill	82
1.9.3.4 Aziz Govier y Fogarasi	82
1.9.4 Procedimiento para el cálculo de gradientes de presión.	84
1.9.5 Flujo a través de restricciones	84
1.9.5.1 Descripción de restricciones	85
1.9.5.2 Flujo crítico y subcrítico	85
1.9.5.3 Caída de presión en chokes	85
2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO	86
2.1 RESEÑA HISTORIA	86
2.2 LOCALIZACIÓN	89
2.3 GEOLOGIA	90
2.4 ESTRUCTURA	91
2.5 YACIMIENTOS PRODUCTORES	97
2.5.1 Arenas cantagallo	98
2.5.2 Arenas C	99
2.5.3 Arenas B3	100
2.6 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	100
2.7 PRESIONES	102
2.8 PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS	104
2.8.1 Porosidad ( $\Phi$ )	107
2.8.2 Permeabilidad (K)	108
2.8.3 Saturación de agua ( $S_{wir}$ )	109
2.8.4 Saturación de aceite ( $S_{or}$ )	109
2.8.5 Permeabilidades relativas ( $K_{ro}$ , $K_{rw}$ )	109
2.8.6 Gravedad API y viscosidad	112
3. METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO	114
3.1. ANÁLISIS NODAL DEL POZO:	114
3.1.1. Oportunidades de aumentar la oferta de energía y fluidos de yacimientos	114

3.1.2. Oportunidades de disminuir la demanda de energía para levantar fluidos del yacimiento	114
3.2. PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	115
3.2.1. Pozos BES	115
3.3 NODO SOLUCIÓN PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES Y CABEZAL	115
3.4 METODOLOGÍA.	116
3.4.1 Recopilación de la información	116
3.4.2 Simulaciones en wellflo™	119
3.4.2.1. Introducción wellflo™.	120
3.4.2.2 Aplicaciones	120
3.4.2.3 Modelado de influjo de pozo y completación	121
3.4.2.4 Sistemas de bombeo electro-sumergible	122
3.5 PROCEDIMIENTO UTILIZADO PARA LAS SIMULACIONES EN WELLFLOTM. 123	
3.5.1 Fase montaje mecánico	123
3.5.2 Carga de data para la simulación	127
3.5.3 Fase de cotejo de la Información:	131
3.5.4 Análisis nodal identificación de restricciones al flujo:	138
4. ANALISIS DE RESULTADOS	142
5. CONCLUSIONES	212
6. RECOMENDACIONES	214
BIBLIOGRAFIA	215
ANEXOS	217

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1 Proceso de producción.	21
Figura 2. Componentes del Sistema y Perfil de presiones	23
Figura 3. Balance de energía en el fondo del pozo.	25
Figura 4. Balance de energía en el cabezal del pozo	26
Figura 5. Curvas VLP / IPR	27
Figura 6. Pasos para estimar la capacidad de producción del sistema	28
Figura 7. Optimización Global del Sistema	29
Figura 8. Grafica de comportamiento Flujo Natural	30
Figura 9. Grafica de comportamiento con Levantamiento Artificial	31
Figura 10. Diferentes sistemas de levantamiento artificial	32
Figura 11. Comportamiento de presión en fondo fluyendo vs caudal	32
Figura 12. Localización de varios nodos.	34
Figura 13. Determinación de la capacidad de flujo.	35
Figura 14. Sistema de producción simple	36
Figura 15 Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.	36
Figura 16. Nodo solución en el fondo del pozo.	40
Figura 17. Flujo a través de dos conductos.	41
Figura 18. Nodo solución en la cabeza del pozo.	43
Figura 19. Nodo solución en el separador.	45
Figura 20. Nodo solución en el medio poroso.	47
Figura 21. Nodo solución para sartas telescópicas.	49
Figura 22. Nodo solución en el estrangulador de superficie.	52
Figura 23. Esquema de la bomba electro-sumergible	53
Figura 24 Comportamiento de las RPM del motor-bomba sobre la producción del pozo.	57
Figura 25 Curva de rendimiento del pozo en función de las RPM del motor	58

Figura 26. Comportamiento de frecuencias de operación de la-bomba sobre la producción del pozo.	59
Figura 27. Cabezal BES	61
Figura 28. Transformador reductor	63
Figura 29. VARIADOR CENTRILIF 110KVA	64
Figura 30. Caja de venteo	65
Figura 31. Motor sumergible y sus componentes básicos	66
Figura 32. Sello protector	69
Figura 33. Partes Bomba centrífuga	71
Figura 34. Correlación para el factor de fricción de Fancher y Brown	79
Figura 35. Regímenes de flujo Aziz	83
Figura 36. Curva Histórica de Producción de aceite Campo Yariguí - Cantagallo hasta 2008	88
Figura 37. Localización del Campo Yariguí - Cantagallo.	90
Figura 38. Mapa estructural al tope de las Arenas CG, interpretación	92
Figura 39. Columna estratigráfica para el área del Campo Yariguí - Cantagallo.	93
Figura 40. Registro pozo UIS – 13	95
Figura 41. Corte W-E Bloque V Central, reflejando el control estratigráfico ejercido por la discordancia. Se aprecian las 14 unidades genéticas subdivididas en los yacimientos de las Arenas C y Arenas Cantagallo	97
Figura 42. Composición roca total y fracción de arcilla arenas CG y C.	99
Figura 43. Comportamiento producción (crudo, agua y gas), bloque V	102
Figura 44. Comportamiento histórico de presiones, arenas CG, Campo Yariguí – Cantagallo.	103
Figura 45. Comportamiento histórico de presiones, arenas CG, Campo Yariguí – Cantagallo	106
Figura 46. Curva de permeabilidades relativas, representativa de arenas CGO	110
Figura 47. Comportamiento de la °API y la viscosidad del crudo Arenas Cantagallo.	113

Figura 48. Diagrama mecánico del pozo	123
Figura 49. Ventana para señalar la desviación del pozo Wellflo™	124
Figura 50. Pantalla “Equipment Data- Well Data”	125
Figura 51. Pantalla “Equipment Data- Surface Data”	126
Figura 52. Pantalla “ESP Data”	126
Figura 53. Pantalla “Layer Parameters”	127
Figura 54. Pantallas “Fluid Parameters”	128
Figura 55. Factor volumétrico Bo. correlacionado (glasso).	129
Figura 56. Relación gas aceite GOR correlacionado (glasso, free).	129
Figura 57. Viscosidad del aceite correlacionada (beal+ chew et al)	130
Figura 58. Viscosidad del gas correlacionada (lee et al).	130
Figura 59. Factor z correlacionado (z factor corr).	131
Figura 60. Curva fluyente “Presión Y Temperatura Vs Profundidad”	132
Figura 61. Pantallas “Análisis Pressure Drop”	133
Figura 62. Pantalla “Reservoir Control- Test Data Points”	134
Figura 63. Pantalla “Reservoir Control- Layer Parameters”	135
Figura 64. Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en cabeza)	136
Figura 65. Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en separador).	136
Figura 66. Gráfica de inflow y outflow (vogel ipr) con nodo en el fondo de las perforaciones.	137
Figura 67. Corrida con en el nodo cabezal (nodo solución en cabeza y final en separador)	137
Figura 68. Gráfica de inflow y outflow (vogel ipr) con nodo en el cabezal.	138

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Comparación entre las unidades estratigráficas definidas en el modelo del 2002 y la interpretación estratigráfica para el modelo actual del Campo Yariguí – Cantagallo.	96
Tabla 2. Propiedades básicas de los PVT arenas CG, Campo Yariguí-Cantagallo	105
Tabla 3. Propiedades básicas de los PVT de Yariguí – Cantagallo	107
Tabla 4. Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí – Cantagallo.	108
Tabla 5. Permeabilidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí – Cantagallo.	108
Tabla 6. Propiedades básicas, muestras para permeabilidades relativas arenas C y CGO 111	
Tabla 7. Resumen de resultados de permeabilidades relativas arenas C y CG.	111
Tabla 8. Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos del Campo Yariguí - Cantagallo.	112
Tabla 9. Reporte de resultados UIS – 113	139
Tabla 10. Reporte de resultados UIS – 81	143
Tabla 11. Reporte de resultados UIS – 82	146
Tabla 12. Reporte de resultados UIS – 104	149
Tabla 13. Reporte de resultados UIS – 115	152
Tabla 14. Reporte de resultados UIS – 114	155
Tabla 15. Reporte de resultados UIS – 79	158
Tabla 16. Reporte de resultados UIS – 57	161
Tabla 17. Reporte de resultados UIS – 109	164
Tabla 18. Reporte de resultados UIS – 108	167
Tabla 19. Reporte de resultados UIS – 89	170
Tabla 20. Reporte de resultados UIS – 100	173
Tabla 21. Reporte de resultados UIS – 111	176

Tabla 22. Reporte de resultados UIS – 18	179
Tabla 23. Reporte de resultados UIS – 72	182
Tabla 24. Reporte de resultados UIS – 91	185
Tabla 25. Reporte de resultados UIS – 86	188
Tabla 26. Reporte de resultados UIS – 95	191
Tabla 27. Reporte de resultados UIS – 73	194
Tabla 28. Reporte de resultados UIS – 77	197
Tabla 29. Reporte de resultados UIS – 85	200
Tabla 30. Reporte de resultados UIS – 110	203
Tabla 31. Reporte de resultados UIS – 76	206
Tabla 32. Reporte de resultados UIS – 87	209

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
ANEXO A. Esquema general de pozos BES campo Cantagallo	218
ANEXO B. Estados mecánicos de los pozos evaluados	219
UIS – 18	219

## RESUMEN

**TITULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL\***

**AUTOR:** Gil Rodríguez, Javier \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Análisis nodal, IPR, VLP, Campo Cantagallo, Electro-sumergible, Wellflo.<sup>TM</sup>

### DESCRIPCIÓN

El análisis nodal es la técnica de optimización de producción más confiable y utilizada a nivel mundial por lo cual su desarrollo ha desembocado en herramientas que facilitan su aplicación como lo es el simulador wellflo, su aplicación a sistemas de producción de pozos de petróleo permite la optimización determinando ciertas condiciones de operación.

. Para aplicar de manera sistemática el análisis nodal a los pozos del campo cantagallo, se ha desarrollado una metodología que facilita su implementación y que muestra una secuencia adecuada de los pasos a seguir para realizar de manera exitosa la determinación de las condiciones más óptimas de operar el pozo, tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones y cabeza de pozo. Esta metodología consta de cuatro secciones: 1.Recolección y validación de la información de los pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible en las Estaciones de Flujo en estudio; 2. Utilización del simulador *WELLFLO*<sup>TM</sup> para obtener el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos; 3. Optimización del sistema de producción de la Unidad de Explotación aplicando la técnica de análisis nodal en el simulador *WELLFLO*<sup>TM</sup>; y 4. Análisis de los resultados y recomendaciones.

En este proyecto se aplico la técnica de Análisis Nodal a veinticinco (25) pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible del campo Cantagallo donde se tuvo como referencia la producción de cada uno de estos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Tutores: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique (UIS) y SARMIENTO TIRADO, Luis Enrique (ECP)

## ABSTRACT

**TITLE: OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION OF ARTIFICIAL LIFT WELLS WITH ELECTRO-SUBMERSIBLE PUMPING YARIGUI-CANTAGALLO FIELD TECHNICAL ANALYSIS USING NODAL \***

**AUTHOR:** Gil Rodriguez, Javier \*\*

**KEYWORDS:** nodal analysis, IPR, VLP, Campo Cantagallo, Electro-submersible Wellflo.TM

### DESCRIPTION

Nodal analysis is the optimization of production technique more reliable and used worldwide for its development which has resulted in tools that facilitate its application as it is the simulator WELLFLO™, their application to production systems for oil wells allows optimization determining certain operating conditions.

To systematically apply nodal analysis wells Cantagallo field, has developed a methodology to facilitate its implementation and that shows a proper sequence of steps required to successfully perform the determination of optimum conditions for operating the Well, on the solution node in the middle of drilling and wellhead. The methodology consists of four sections: 1.Recolección and validation of information from active wells associated with artificial lift system for electro-submersible pump stations flow in study 2. WELLFLO™ use of the simulator to obtain the detailed behavior of the production system of each of the wells; 3. Production System Optimization of Unit Operations by applying nodal analysis technique in the simulator WELLFLO™ and 4. Analysis of results and recommendations.

In this project we applied the technique of Nodal Analysis of twenty-five (25) active wells with artificial lift system for electro-submersible pump Cantagallo field which resulted in the production optimization of each of these in their respective nodes.

---

\* Proyect Degree

\*\* Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique; SARMIENTO TIRADO, Luis Enrique (EC

## INTRODUCCIÓN

Las compañías de petróleo y gas realizan continuamente grandes esfuerzos para agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros. Estos esfuerzos están dirigidos a mediano y largo plazo a maximizar el factor de recobro de los yacimientos y a corto plazo a acelerar el recobro de las reservas recuperables, la primera es una meta de años para el equipo multidisciplinario de personas que laboran en la optimización integrada del yacimiento, la segunda es el día a día del equipo de personas que laboran en la optimización integral del sistema de producción. Esta última aunque es un subprocesos de la primera constituye la base del negocio ya que permite aumentar la producción total diaria de hidrocarburos.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, dada su gran efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el ANALISIS NODAL; con la aplicación de esta metodología se adecua la infraestructura tanto de subsuelo como de superficie, para reflejar en el tanque el verdadero potencial de producción de los pozos asociados a los yacimientos del sistema total de producción. Dicho de otra manera se logra cerrar la brecha existente entre la producción real de los pozos y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial real de producción.

El análisis nodal tiene como principio básico detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, este impacto permitirá realizar la correspondiente evaluación económica que complementa la propuesta técnica requerida para eliminar la restricción.

Existen en la industria varios simuladores comerciales que ofrecen gran confiabilidad y efectividad en la aplicación de dicha técnica, entre los más conocidos, utilizados y mejor desarrollados tanto a nivel local como mundial tenemos a WELLFLO™ desarrollado por la empresa Weatherford (EPS).

## **1. MARCO CONCEPTUAL**

### **1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SUS COMPONENTES**

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.<sup>1</sup>

### **1.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN**

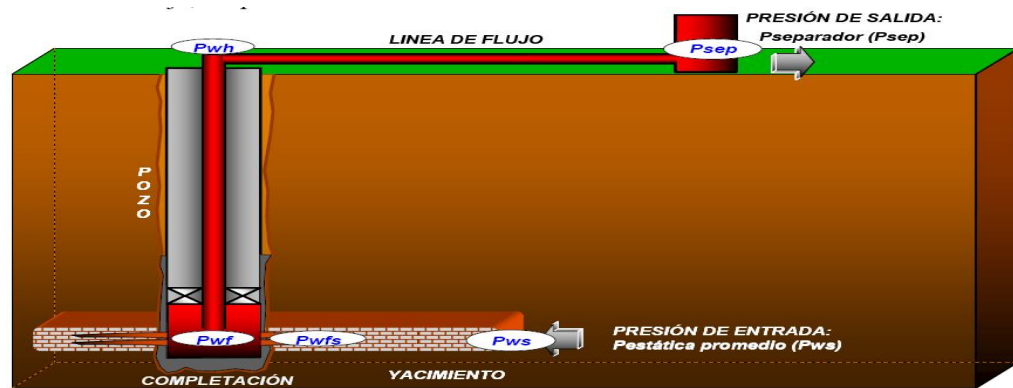
El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura1 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial.

Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$ .

---

<sup>1</sup> Maggiolo, R.: Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009

**Figura 1** Proceso de producción.



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

**1.2.1 Recorrido de los fluidos en el sistema.** El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia  $r_e$  del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo,  $r_w$ , donde la presión es  $P_{wfs}$ . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ( $K_o.h$ ), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S) y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $\mu_o$ ). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

**1.2.2 Transporte en las perforaciones.** Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del

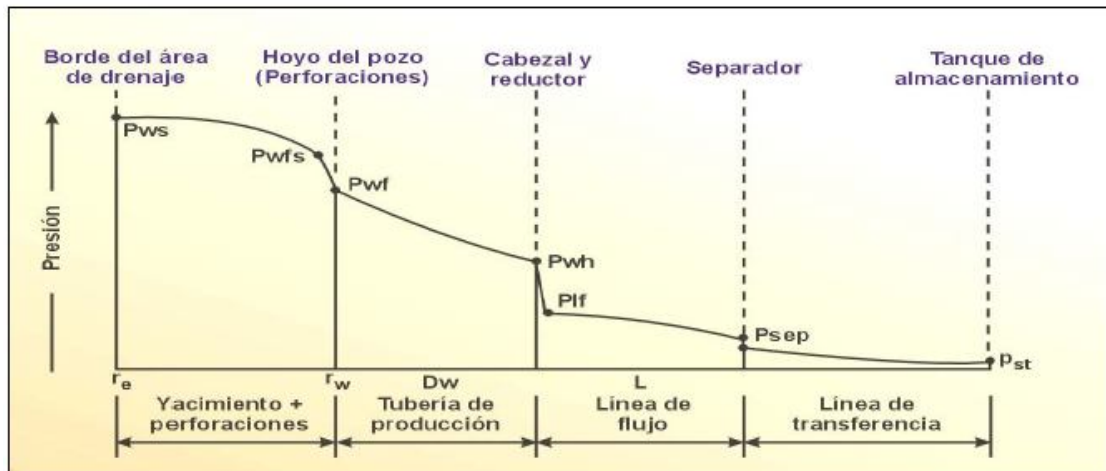
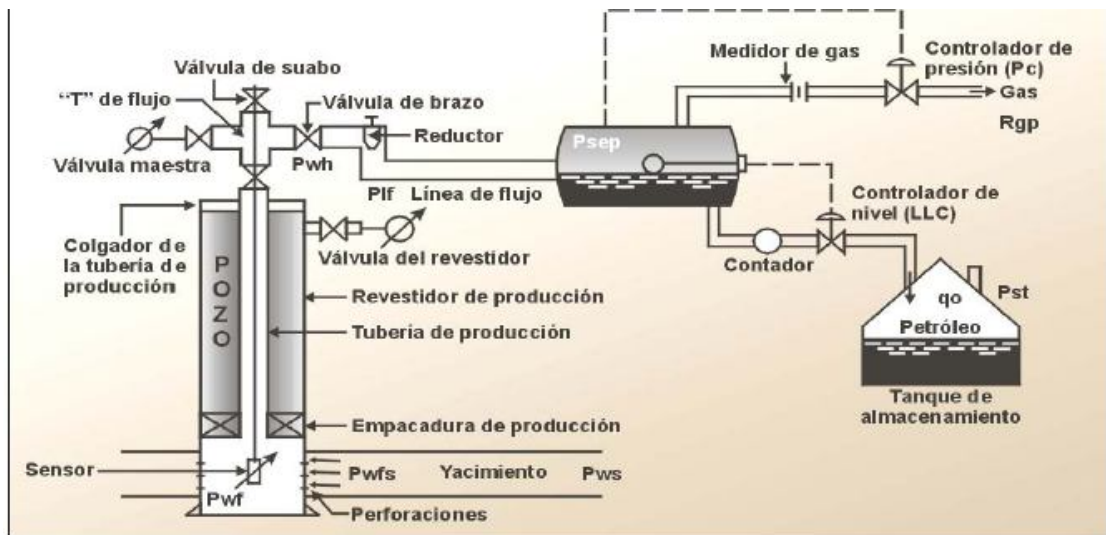
túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$

**1.2.3 Transporte en el pozo.** Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión  $P_{wh}$ .

**1.2.4 Transporte en la línea de flujo superficial.** Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo,  $P_{lf}$ , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador  $P_{sep}$ , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

En la figura 2 se presentan los componentes del sistema de una manera más detallada así como el perfil de presión en cada uno de ellos.

Figura 2. Componentes del Sistema y Perfil de presiones



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente.

### 1.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final, **Psep**:

$$\mathbf{Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta PI}$$

Dónde:

$\Delta Py = Pws - Pwfs$  = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).

$\Delta Pc = Pwfs - Pwf$  = Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).

$\Delta Pp = Pwf - Pwh$  = Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).

$\Delta PI = Pwh - Psep$  = Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

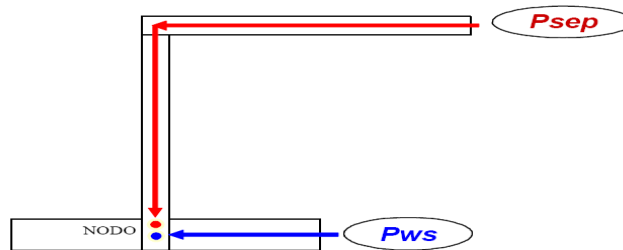
Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a **Psep**.

Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo:  $P_{wf} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo:  $P_{wf} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I + \Delta P_p$

**Figura 3. Balance de energía en el fondo del pozo.**



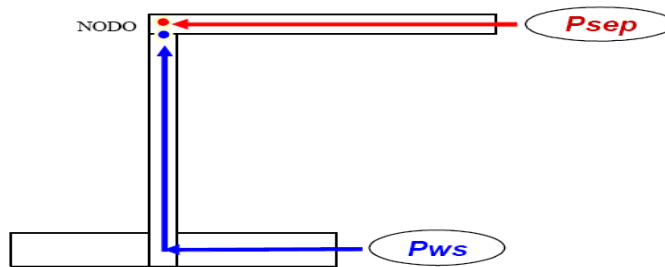
**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

En cambio, si el nodo está en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo:  $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo:  $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$

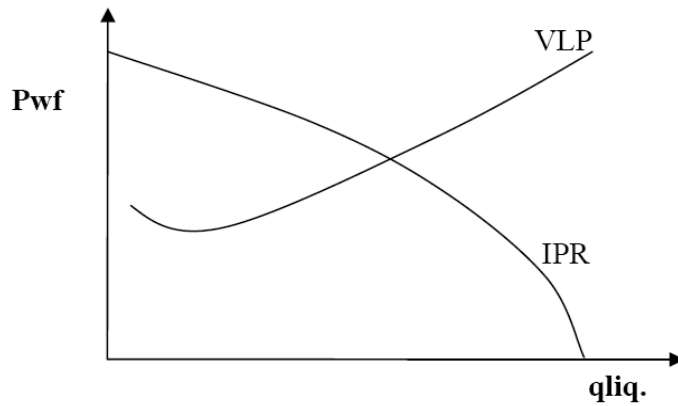
**Figura 4. Balance de energía en el cabezal del pozo**



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

**1.3.1 Curvas de Inflow y Outflow de energía en el fondo del pozo Curvas VLP / IPR.** La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina **Curva de Oferta** de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina **Curva de Demanda** de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de Inflow es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de Outflow es la VLP (“Vertical Lift Performance”)

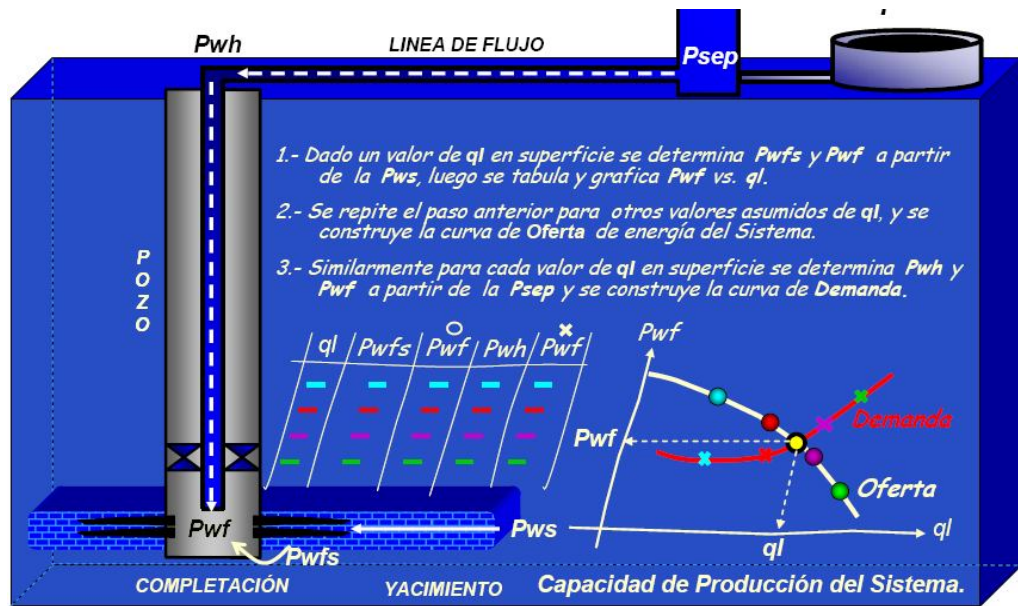
**Figura 5. Curvas VLP / IPR**



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

**1.3.2 Estimar la Capacidad de Producción del Sistema.** Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar  $\Delta P_V$  y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones ( $\Delta P_C$ ) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente  $\Delta P_L$  y  $\Delta P_P$ .

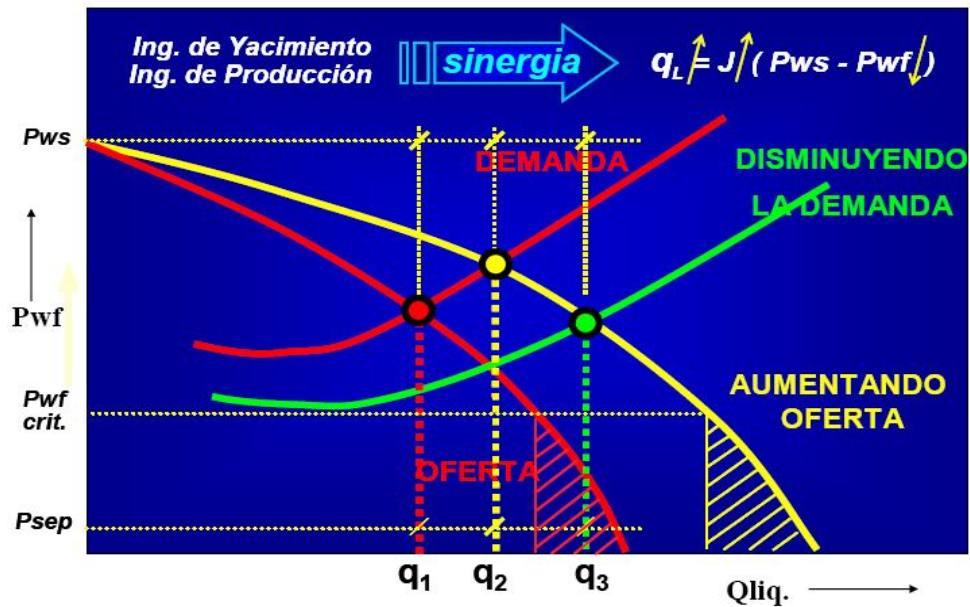
**Figura 6. Pasos para estimar la capacidad de producción del sistema**



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

**1.3.3 Optimización global del sistema.** Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar globalmente el sistema lo cual consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo, para ello es necesario la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema.

Figura 7. Optimización Global del Sistema



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

La técnica puede usarse para optimizar la completación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

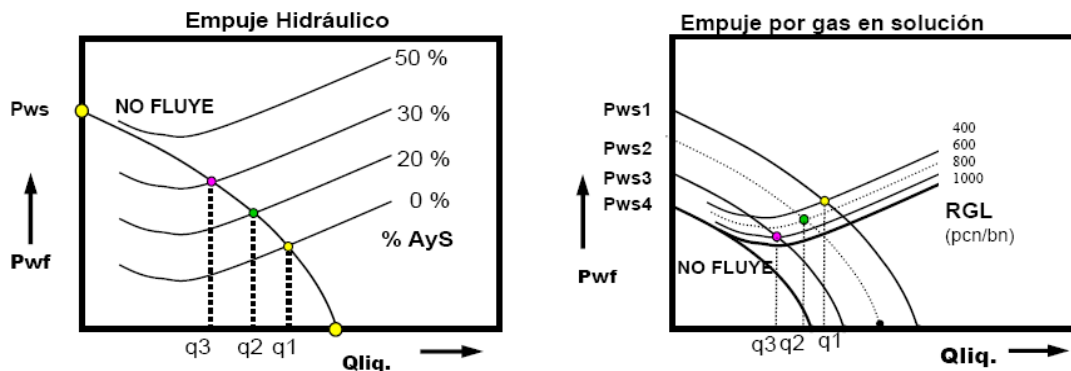
Para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo.

La técnica comercialmente recibe el nombre de Análisis Nodal (“Nodal Systems Analysis”<sup>TM</sup>)<sup>2</sup> y puede aplicarse para optimizar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial

### 1.3.4 Métodos de producción flujo natural y levantamiento artificial.

Cuando existe una tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separador y conjunto de tuberías: línea y tubería de producción) sin necesidad de utilizar fuentes externas de energía en el pozo, se dice entonces que el pozo es capaz de producir por *Flujo Natural*. A través del tiempo, en yacimientos con empuje hidráulico, los pozos comienzan a producir con altos cortes de agua la columna de fluido se hará más pesada y el pozo podría dejar de producir. Similarmente, en yacimientos volumétricos con empuje por gas en solución, la energía del yacimiento declinará en la medida en que no se reemplacen los fluidos extraídos trayendo como consecuencia el cese de la producción por flujo natural.

**Figura 8. Grafica de comportamiento Flujo Natural**

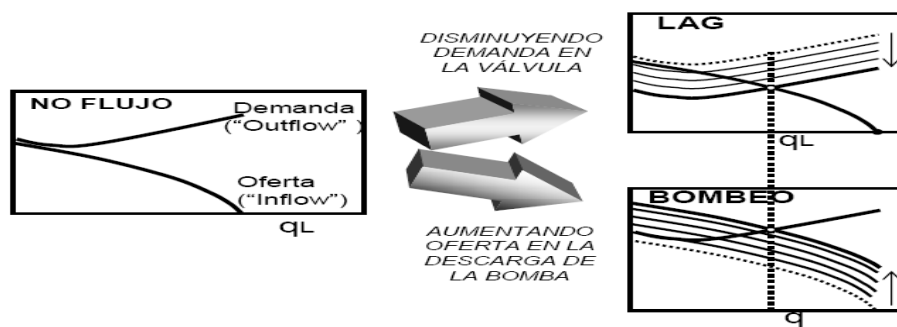


**Fuente.** MAGGILOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

<sup>2</sup> Marca registrada por Dowell-Schlumberger

Cuando cesa la producción del pozo por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía en el pozo con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador es lo que se denomina método de *Levantamiento Artificial*<sup>3</sup>.

**Figura 9. Grafica de comportamiento con Levantamiento Artificial**



**Fuente.** MAGGILOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

Entre los métodos de Levantamiento Artificial de mayor aplicación en la Industria Petrolera se encuentran: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrifugo Sumergible (B.E.S), Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) y Bombeo Hidráulico tipo Jet ( B.H.J).

<sup>3</sup> Maggiolo, R.: Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009



## 1.4 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal ha sido por muchos años aplicado para analizar el comportamiento de sistemas constituidos por componentes que interactúan entre sí. Circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías, e incluso sistemas de bombeo centrífugo son todos analizados utilizando este método. Su aplicación a sistemas de producción en pozos de petróleo y gas, fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert y discutida años más tarde por Nind (1964) y Brown (1978).<sup>4</sup>

El procedimiento consiste en la selección de un *nodo o punto divisorio* en el pozo, y dividiendo el sistema en este punto. Las localizaciones más comúnmente utilizadas para ubicar nodos se representan en la figura 12.

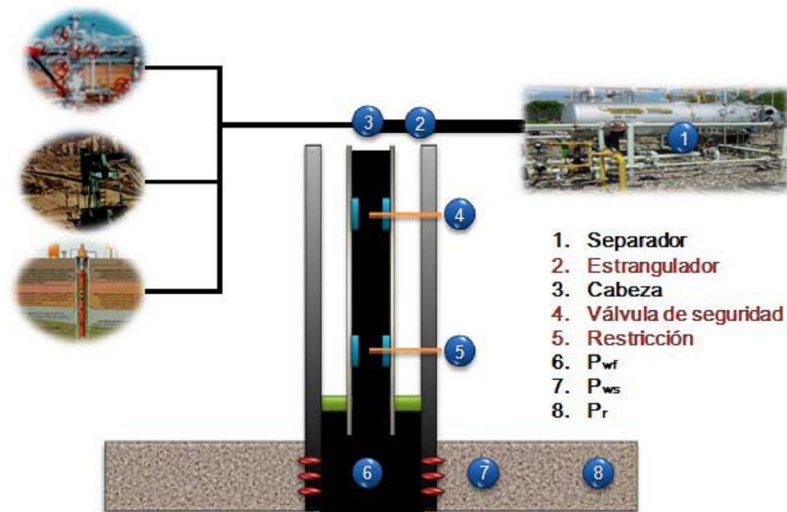
Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la rata de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.
2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

---

<sup>4</sup> BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal <sup>TM</sup> Systems Analysis of Oil and Gas Wells. 1985

**Figura 12. Localización de varios nodos.**



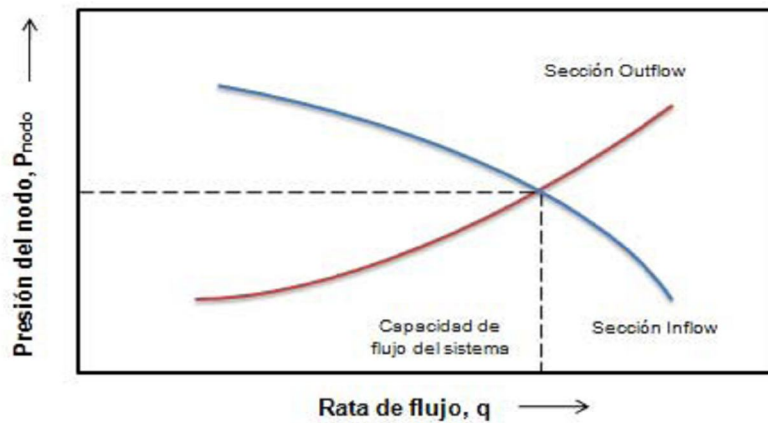
**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

Para un tiempo en particular en la vida de un pozo, existen dos valores de presión que permanecen constantes: la presión promedio del yacimiento  $P_R$  y la presión de separador  $P_{sep}$ . A diferencia de los demás nodos estos valores de presión no son una función de la tasa de flujo. Dado el caso de que el pozo sea controlado por un estrangulador en superficie, la presión de separador sería reemplazada por la presión en cabeza de pozo  $P_{wh}$ .

Partiendo del hecho de que la caída de presión es una función de la tasa de flujo, una gráfica de presión de nodo vs tasa de flujo, dará como resultado dos curvas, la intersección de estas son las condiciones que satisfacen los requerimientos 1 y 2, previamente establecidos. Véase figura 13. El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión de nodo vs tasa de flujo utilizando las nuevas características del componente que fue reemplazado. Si el cambio tiene lugar en un elemento aguas arriba, la curva de sección de

salida permanecerá inalterada, y viceversa. En todo caso, si por lo menos una de las curvas sufre algún cambio, la intersección se desplazará, y resultarán nuevos valores para la tasa de flujo y la presión del nodo.

**Figura 13. Determinación de la capacidad de flujo.**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción como el mostrado en la figura 14, y tomando la cabeza de pozo como un nodo. Para un sistema de producción completo la figura 15 señala las posibles pérdidas de presión.

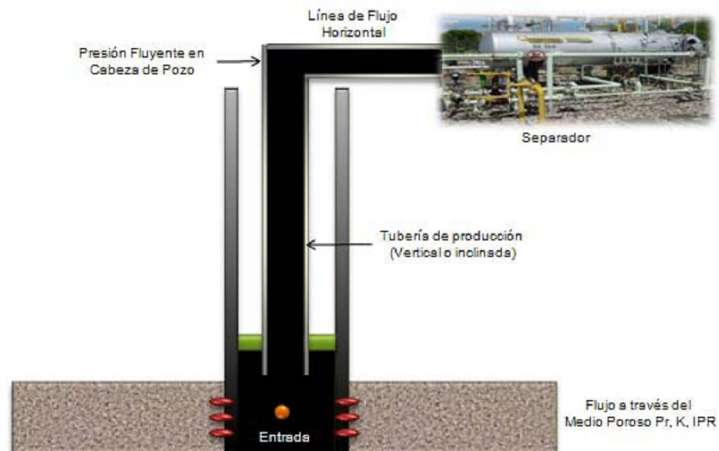
Entrada al nodo:

$$P_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

Salida del nodo:

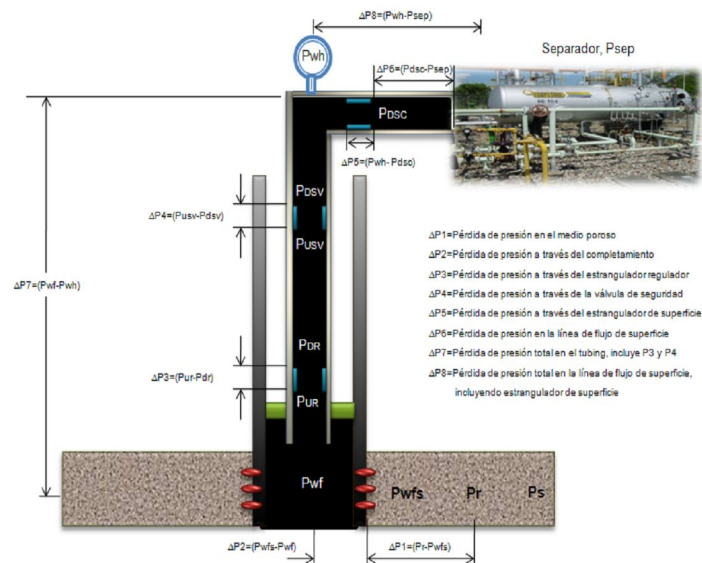
$$P_{sep} + \Delta P_{línea de flujo} = P_{wh}$$

**Figura 14. Sistema de producción simple**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

**Figura 15 Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

Una vez definido el concepto de análisis nodal, sus objetivos y metodologías, se puede entonces enunciar algunas de sus aplicaciones en la optimización de la producción de pozos de petróleo y gas. Algunas de ellas son:

1. Selección de las dimensiones del tubing.
2. Selección de las dimensiones de las líneas de flujo.
3. Diseño de empaquetamiento con grava.
4. Dimensionamiento del estrangulador en superficie.
5. Dimensionamiento de válvula de seguridad de subsuelo.
6. Análisis de sistemas de producción existentes en busca de restricciones de flujo anormales.
7. Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
8. Evaluación de estimulación de pozos.
9. Determinar el efecto de la compresión en el rendimiento de pozos de gas.
10. Analizar el efecto de la densidad de las perforaciones.
11. Predecir el efecto de la disminución de la presión del yacimiento sobre la capacidad de flujo.
12. Análisis de un sistema de producción multipozo.

### **1.5 ANALISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZO FLUYENDO NATURALMENTE<sup>5</sup>**

Es sabido que un buen análisis de los sistemas de producción puede significar una mejora notable en la eficiencia de un pozo o grupo de pozos. Para entrar a evaluar los sistemas de producción que incluyen algún tipo de levantamiento artificial, como es el caso del campo Cantagallo, es de gran ayuda comprender primero como es el comportamiento de pozos fluyendo naturalmente.

---

<sup>5</sup> REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

En un pozo que produce por flujo natural, las variables que influyen sobre la rata de producción, se pueden clasificar en dos grupos: aquellas que pueden ser controladas, y aquellas que tienen poco o ningún control.

El primer grupo incluye el diámetro y longitud de la tubería de producción, el diámetro y longitud de la línea de flujo, restricciones de superficie y posible presión del separador. El segundo grupo lo constituye la presión estática del yacimiento, las propiedades del fluido y el índice de productividad, sin considerar los tratamientos de estimulación que ha recibido el pozo.

El análisis de las variables se puede efectuar mediante un procedimiento gráfico con ayuda de las correlaciones de flujo multifásico, determinándose fácilmente el problema que presenta el pozo; por ejemplo si ocurre una disminución en la producción y el análisis indica que el pozo está dominado por la tubería y no por el yacimiento, la solución al problema estaría en cambiar la tubería, sin necesidad de un tratamiento de estimulación. En esta sección se ilustran las diferentes posiciones que pueden considerarse como nodo solución para desarrollar el respectivo análisis.

Para cada posición solución se sigue un procedimiento, basado en el cálculo de la curva IPR y en la determinación de las pérdidas de presión a través del sistema de tubería por medio de las curvas de gradiente de presión para flujo de aceite y gas.

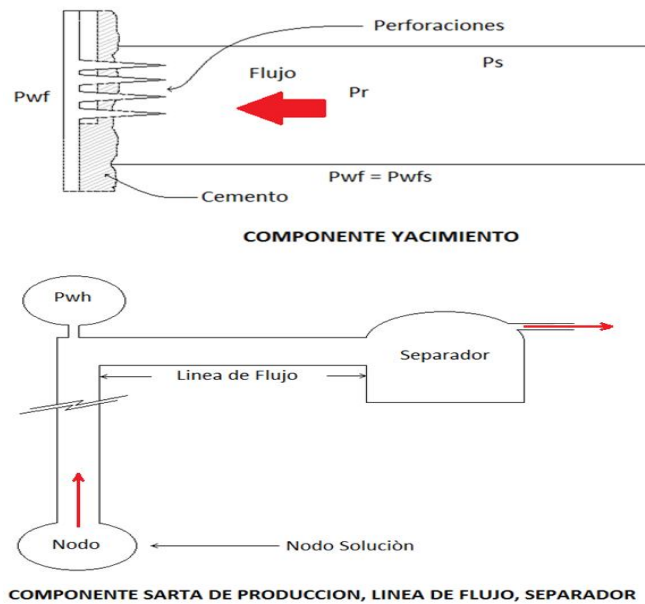
A continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

**1.5.1 Nodo solución en el fondo del pozo.** Localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones, es el nodo solución más utilizado. Este divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total. Véase Figura 16

Procedimiento:

- I. Construir la curva IPR correspondiente.
- II. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada.
- III. Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.
- IV. Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

**Figura 16. Nodo solución en el fondo del pozo.**



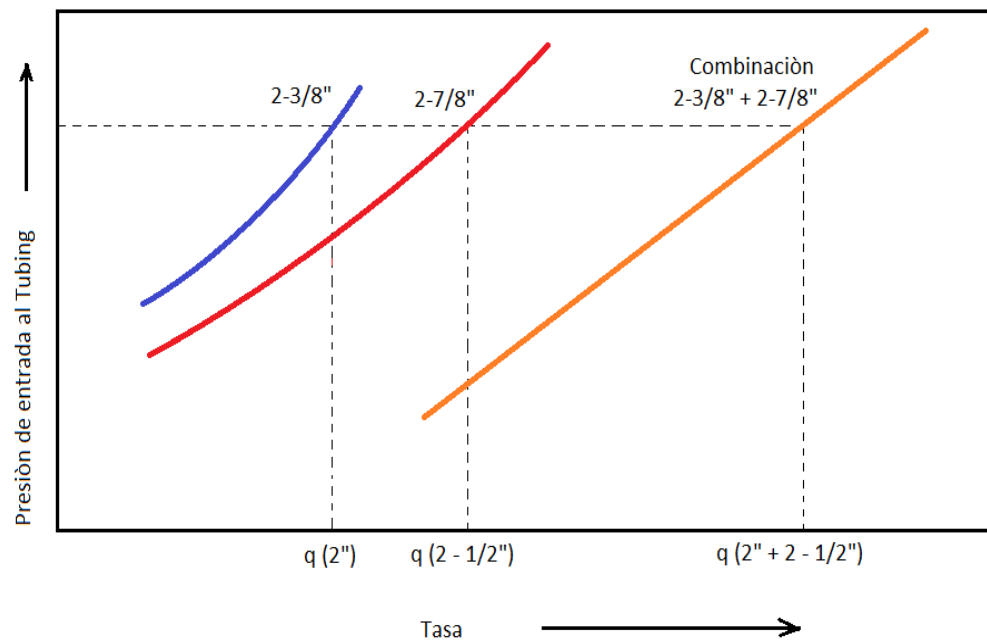
**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

**1.5.1.1 Flujo por dos conductos.** Cuando sea el caso de un pozo que produce simultáneamente por dos sargas de tubing paralelas, sargas concéntricas o flujo combinado por tubing y el espacio anular tubing-casing, el procedimiento se sigue de la siguiente manera:

- I. Suponer varias tasas de flujo.
- II. Determinar la presión de entrada al tubing, de manera independiente para cada sarga.
- III. Graficar las presiones de entrada al tubing contra las tasas supuestas, para cada sarga.
- IV. Para los mismos valores de presión leer las tasas de flujo correspondientes a cada conducto. Esto debe repetirse para varios valores de presión.

- V. Graficar tasas de flujo total vs. presión de entrada al tubing. Ver figura 17
- VI. En el mismo plano de la figura anterior, graficar la curva IPR para determinar la tasa de flujo dada por la intersección.

**Figura 17. Flujo a través de dos conductos.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

Al tomar como nodo solución el fondo del pozo, el componente yacimiento queda aislado del sistema de tuberías, lo que permite detectar el efecto de un cambio en la presión promedio del yacimiento sobre las tasas de flujo, reflejado en las curvas IPR.

Aunque se supone que la relación gas aceite permanece constante, en la práctica, normalmente esta relación cambia como consecuencia del

agotamiento, y es necesario construir una nueva curva para la determinación de la tasa de flujo.

Cuando se quiere mostrar el efecto de la remoción del daño por algún tipo de estimulación realizada al pozo, este nodo solución es la mejor forma de ilustrar los efectos de estas variables.

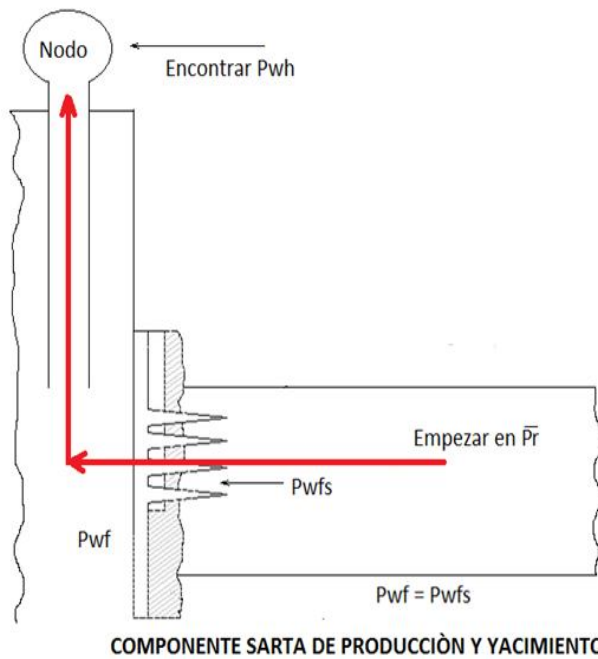
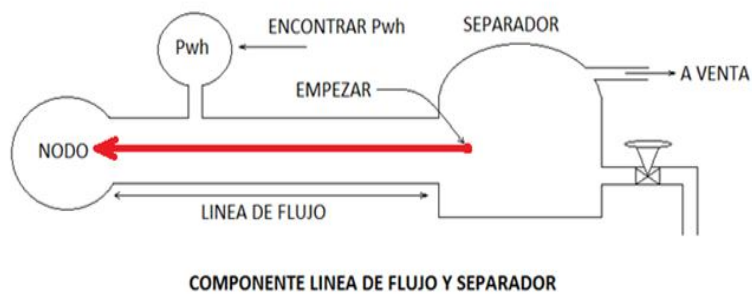
**1.5.2 Nodo solución en la cabeza del pozo.** En esta posición el sistema se divide nuevamente en dos componentes. El separador y la línea de flujo constituyen el componente downstream, y el yacimiento y la sarta de producción el componente upstream. En este caso se empieza por ambas posiciones finales; en la primera parte de la figura 18 se inicia con la presión del separador, para hallar la presión de cabeza necesaria para llevar las tasas de flujo supuestas a través de las líneas de flujo hasta el separador. En la segunda parte de la figura 18 se comienza con la presión promedio del yacimiento y se obtiene  $P_{wf}$  para las tasas de flujo supuestas. Con esta presión se determina la presión de cabeza necesaria para varias tasas de flujo.

Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo.
- II. Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo).
- III. Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y empezando desde, encontrar las presiones de flujo ( $P_{wf}$ ) correspondientes para producir estas tasas.
- IV. Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas.

- V. Representar las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 y las determinadas en el paso 4, contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

**Figura 18. Nodo solución en la cabeza del pozo.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

Al tomar como nodo solución la cabeza del pozo, la ventaja resulta de aislar la línea de flujo, facilitando observar el efecto del cambio de esta en las tasas de flujo. También es posible comparar el comportamiento de las tasas para varias combinaciones de sartas de producción y líneas de flujo.

Dado el caso donde se presenten líneas de superficie paralelas, cada línea de flujo se representa gráficamente por separado, suponiendo tasas de flujo y determinando las presiones de cabeza independientes para cada una. Las tasas de flujo para cada tamaño de línea son totalizadas para varias presiones de cabeza y luego representadas como la tasa total para ambas líneas vs presión de cabeza; la tasa de flujo se puede determinar para un pozo en particular representando la  $P_{wh}$  hallada a partir del componente interior vs. la tasa de flujo en la misma figura.

**1.5.3. Nodo solución en el separador.** El separador es una de las posiciones finales dentro del sistema nodal, la presión en este punto generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía con la tasa.

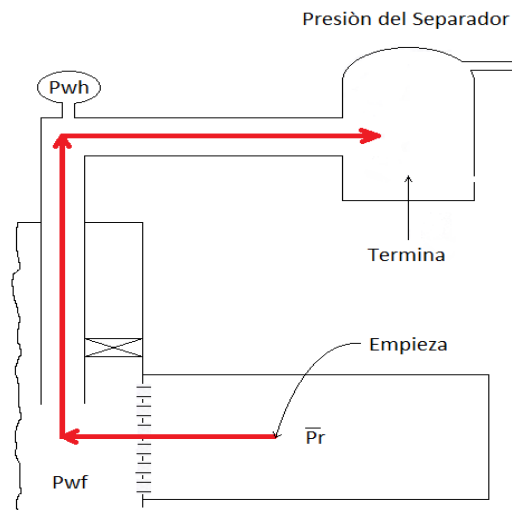
En algunos casos la presión del separador variará con la tasa y puede medirse apropiadamente en el procedimiento de solución. Ver figura 19.

Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo.
- II. Empezar por la posición final ( $P_R$ ) y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.
- III. Con el valor obtenido de  $P_{wf}$ , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.

- IV. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
- V. Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

**Figura 19. Nodo solución en el separador.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

Si se toma esta posición como nodo solución, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre la tasa de flujo. Algunos pozos presentan un incremento significativo en la producción cuando se disminuye la presión del separador, este cambio en la tasa está influenciado por el sistema en su totalidad, incluyendo la capacidad de entrega del pozo, las dimensiones

de la sarta de producción y las dimensiones de las líneas de flujo; por lo tanto el pozo debe analizarse en detalle para lograr una optimización apropiada.

El tamaño de la línea de flujo debe analizarse antes de hacer la selección final de presión de separador, sin embargo el criterio final para la selección de la presión de separador es el factor económico.

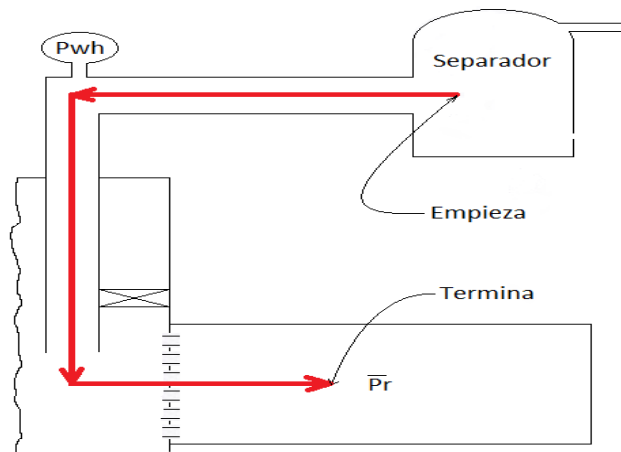
**1.5.4 Nodo solución en el medio poroso.** Esta es la posición solución menos práctica ya que solo permite analizar el efecto del cambio de. Para la solución de este nodo, se inicia por la otra posición final (presión de separador), sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a esta posición como se observa en la Figura 20.

Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo.
- II. Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.
- III. Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas.
- IV. Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso 3, encontrar los valores de requeridos para cada tasa de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
- V. Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

Bajo el supuesto de que la relación gas-aceite y el corte de agua permanecen constantes; tomando esta posición como nodo solución, permite determinar de manera inmediata la tasa de flujo para otras presiones de yacimiento; sin embargo, en la práctica el GOR cambia también con el tiempo y se hace necesario entonces un nuevo sistema de curvas para cada presión de yacimiento.

**Figura 20. Nodo solución en el medio poroso.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

**1.5.5 Análisis nodal para sartas telescópicas.** Una de las razones por las que se hace necesario el empleo de sartas telescópicas es cuando se utiliza liner para completar el pozo; este restringe el tamaño en la parte inferior del pozo, pero desde el tope del liner hasta la superficie se puede correr una sarta de tubing de mayores dimensiones.

El análisis nodal tomando como posición solución el inicio del adelgazamiento de la sarta, como se observa en la Figura 21 permite analizar las posibles

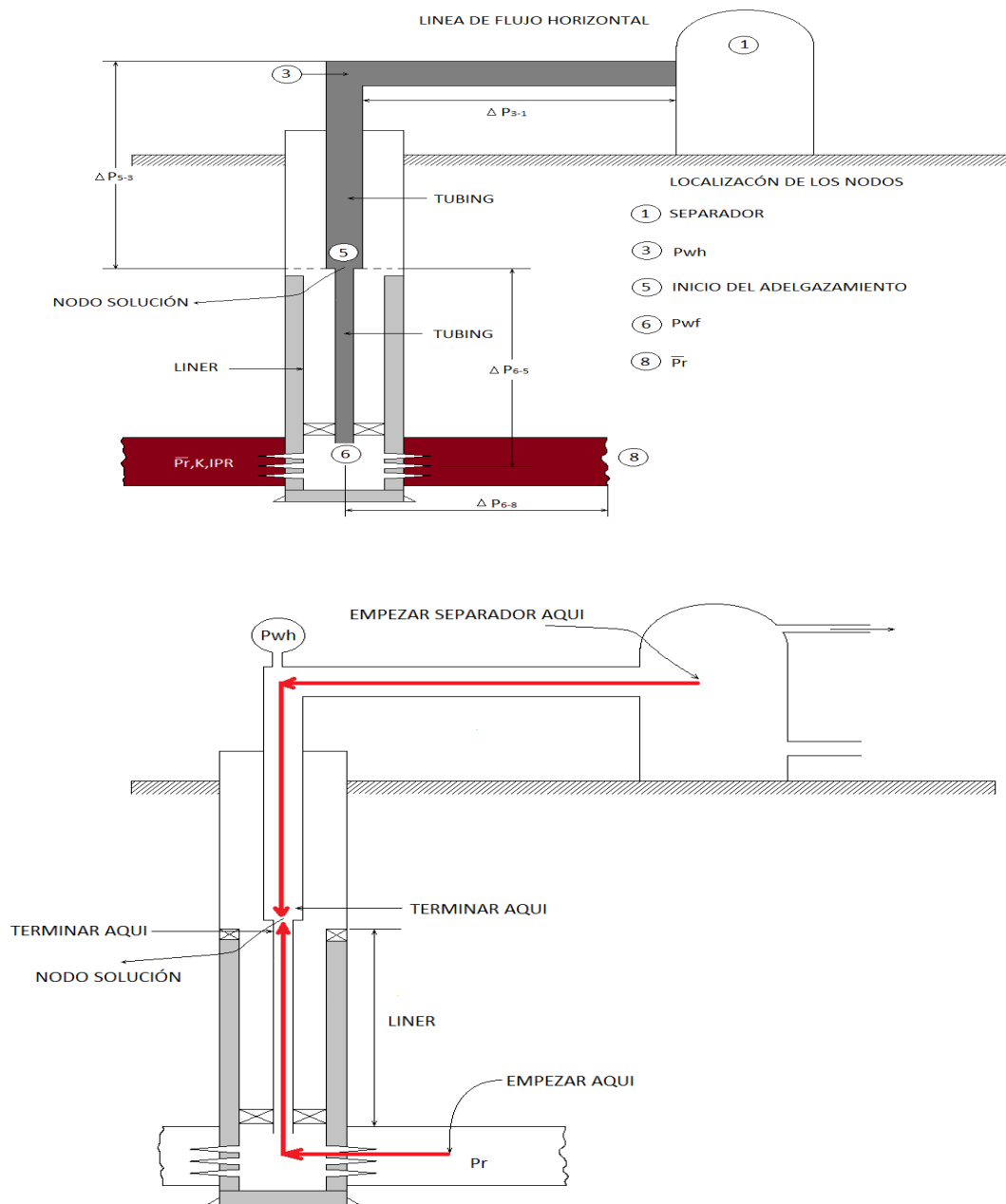
variaciones de las diferentes tasas de producción para varios tamaños de tubing, en la parte superior del liner.

La Figura 21 representa el recorrido solución iniciándose en cada posición extremo ( $P_{sep}$ ) y convergiendo a la posición del nodo solución.

Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo.
- II. Obtener las presiones de cabeza de pozo para cada tasa supuesta, partiendo de la presión del separador.
- III. Determinar la presión en la parte superior del nodo, para cada presión en cabeza calculada en el paso 2.
- IV. Partiendo de  $P_R$ , obtener la presión de fondo fluyendo para cada tasa supuesta, mediante la curva IPR.
- V. Partiendo de  $P_{wf}$  determinadas en el paso 4 para cada tasa de flujo supuesta, obtener las presiones en la parte inferior del nodo solución, mediante el uso de las correlaciones de flujo multifásico vertical apropiadas.
- VI. Representar gráficamente las presiones obtenidas en los numerales 3 y 5 vs. la tasa de flujo. La intersección de estas dos curvas es la tasa de flujo del sistema.

**Figura 21. Nodo solución para sartas telescópicas.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado.

**1.5.6 Posición solución en nodos funcionales.** Normalmente un sistema de producción posee herramientas de superficie y de fondo o métodos de completamiento, que dan origen a caídas de presión con la tasa de flujo, a diferencia de los procedimientos anteriores donde se trabajó bajo el supuesto de que no existía una discontinuidad de la presión a través del nodo solución. Es necesario entonces calcular este diferencial de presión a través de estos nodos funcionales.

**1.5.6.1 Nodo solución en el estrangulador de superficie.** La expresión más comúnmente empleada para el cálculo concerniente a flujo multifásico a través de estranguladores fue propuesta por Gilbert:

$$P_{wh} = \frac{435R^{0.346}}{S^{1.86}} * q$$

Donde:

*P<sub>wh</sub> = Presión de cabeza, psig*

*R = Relación gas – líquido, Mscf / bbl*

*q = Tasa de flujo, bbl/día*

*S = Diámetro del estrangulador, 64 avos de pulgada*

Esta expresión es válida para valores de PD / Pwh ≤ 0.7, donde:

PD = Presión de la corriente descendente, Pwh hallada a partir de Psep y una correlación de flujo multifásico horizontal.

Pwh = Presión de la corriente ascendente calculada a partir de **P<sub>R</sub>**

Mach, Proaño y Brown modificaron la ecuación de Gilbert de la siguiente manera, empleando las mismas unidades:

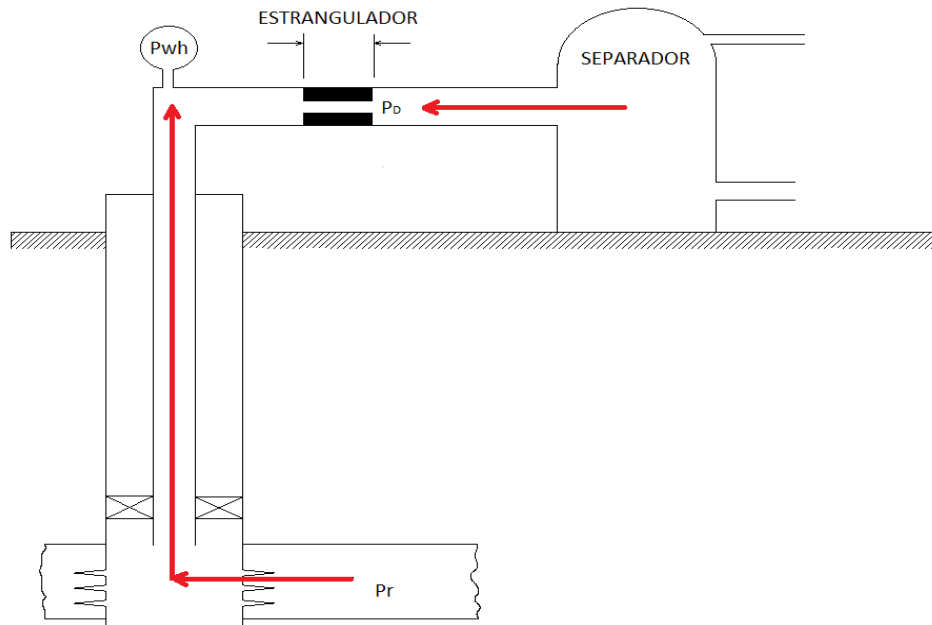
$$P_{wh} = \frac{500R^{0.5}}{S^2} * q$$

Para este caso el diferencial de presión disponible en la cabeza del pozo se utiliza para hallar el tamaño del estrangulador y determinar la posible tasa de flujo. La figura 22 muestra el recorrido para la solución de este nodo funcional.

Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza requeridas para llevar los fluidos hasta el separador, mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal; luego determinar las presiones de cabeza permisible partiendo de la presión promedio del yacimiento empleando correlaciones de flujo multifásico vertical y curvas IPR.
- II. Representar gráficamente las presiones de cabeza calculadas en el paso anterior vs las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presión  $\Delta P$  para estas tasas.
- III. Representar gráficamente los  $\Delta P$  calculados en el paso 2 vs. tasa de flujo.
- IV. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, determinar las presiones de cabeza correspondientes para cada tasa de flujo supuesta y para diferentes tamaños de estrangulador.
- V. Hallar  $\Delta P$  para cada estrangulador, restando PD vs Pwh del paso 4 y graficar estos valores vs tasa de flujo en la misma figura del paso 3, obteniendo así el comportamiento del sistema total para diferentes diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.

**Figura 22. Nodo solución en el estrangulador de superficie.**



**Fuente.** Modificado de DÍAZ, Ricardo. Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado

## 1.6 ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE

Muchos pozos con grandes tasas de producción son equipados con Bombas electro-sumergibles (ESP) para levantar el fluido hasta superficie, debido a que con el pasar del tiempo, el pozo que se encuentra en producción requerirá una energía adicional que le proporcione la suficiente presión requerida para llevar los fluidos del yacimiento a superficie.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

Con la finalidad de optimizar el bombeo electro-sumergible, se realizan una serie de análisis donde se predice el comportamiento actual y futuro de un pozo productor, obteniendo una mejoría en la eficiencia de flujo, un incremento en la producción o una reducción del consumo eléctrico. Luego la aplicación del Análisis Nodal nos determinará el tamaño y la potencia mínima requerida por la bomba para enviar el fluido del yacimiento a superficie, observando el comportamiento y cambio de la potencia a diferentes presiones de cabeza ( $P_h$ ).

Para efectuar un análisis nodal en una bomba electro-sumergible, comenzamos seleccionando un nodo en la bomba, donde esta pueda manejarse como un componente independiente en el sistema.

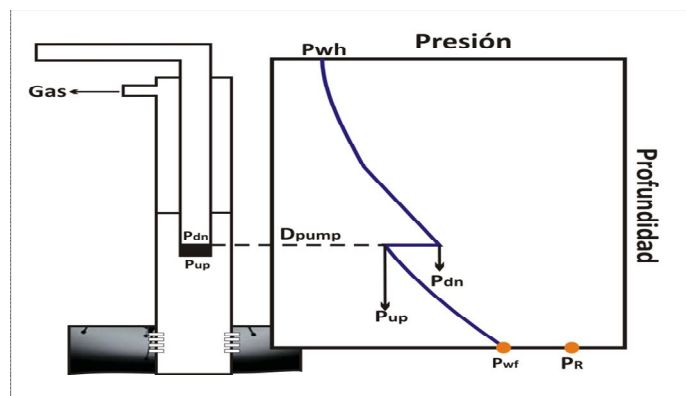
La presión de entrada al nodo por la bomba está definida como  $P_{up}$ , y la presión de descarga de la bomba  $P_{dn}$ .

La presión de ganancia que la bomba debe generar para un caudal de producción particular, está definida por:

$$\Delta P = P_{dn} - P_{up}$$

Estas presiones y sus ubicaciones se pueden apreciar en la siguiente gráfica:

**Figura 23. Esquema de la bomba electro-sumergible**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

El comportamiento de la presión por debajo de la bomba será calculado basándonos en la relación Gas/líquido de la formación y en el tamaño del casing. El comportamiento de la presión por encima de la bomba será basado en la relación Gas/líquido dentro de la bomba y en el tamaño del tubing.

Si la información sobre la separación de gas generada por el separador no está disponible se asume un 50%. Luego las expresiones de Inflow y Outflow quedarán así:

$$\text{Inflow: } \bar{P}_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg} \quad (\text{Por debajo de la bomba})$$

$$\text{Outflow: } P_{sep} + \Delta P_{línea\ de\ flujo} + P_{tub} \quad (\text{Por encima de la bomba})$$

El siguiente procedimiento puede ser usado para estimar la presión ganada (La presión requerida dentro de la bomba para que se produzca la elevación del fluido) y el poder requerido para lograr una capacidad particular de producción.

Para el *inflow*:

**Inflow**

1. Seleccione un caudal de líquido producido  $q_l$ .
2. Determine la Presión de fondo ( $P_{wf}$ ) requerida para este  $q_l$ , mediante la ecuación de *vogel*:

$$\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} = [1,266 - (1,25 * \frac{q_o}{q_o(\max)})]^{0,5} - 0,125$$

Dónde:

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo [Psia]

$\bar{P}_r$  = Presión promedio del yacimiento [Psia]

$q_o$  = Caudal de líquido [STB/día]

$q_o(\text{max})$  = Estimativo de la tasa máxima de producción que alcanzará dicho pozo y se calcula con los datos actuales de pozo mediante la siguiente ecuación:

$$q_o(\text{max}) = q_o / [1 - 0,2 * (P_{wf} / \bar{P}_r) - 0,8 * (P_{wf} / \bar{P}_r)^2 ]$$

3. Determine la presión de entrada de la bomba ( $P_{up}$ ), usando el diámetro del casing y el total de GLR producido para calcular la caída de presión por encima de la bomba mediante las gráficas correspondientes.
4. Repetir el proceso para un rango de caudales de líquido  $q_l$ , y graficar  $P_{up}$  vs  $q_l$ .

### **Outflow**

1. Seleccionar un valor de  $q_l$ .
2. Determinar el GLR apropiado para el tubing y los cálculos de la caída de presión para la línea de flujo, el cual comprende los siguientes pasos:
  - a) Determinar la  $P_{up}$  y la temperatura del fluido en la bomba a valores de  $q_l$  calculados en el inflow.
  - b) Determinar el gas disuelto  $R_s$  a esta presión y temperatura.
  - c) Estimar la fracción libre de gas ( $E_s$ ), separada de la bomba. Esta dependerá de si usamos o no un separador down hole. Si no se usa, estimamos  $E_s = 0.5$ .
  - d) Calcular el GLR flujo descendente de la bomba mediante:

$$GLR_{dn} = (1 - E_s) * (R_{total} - f_o R_s)$$

Donde:

$R_{total}$  = Producción total de Gas/Líquido.

$R_s$  = Solución Gas/Aceite a condiciones de succión.

$f_o$  = Fracción de flujo de aceite.

3. Determinar la  $P_{dn}$  usando  $GLR_{dn}$  para calcular las caídas de presión en el tubing y en la línea de flujo si la cabeza del casing es venteada por el gas. Si el casing es encontrado dentro de la línea de flujo, el GLR total será usado para determinar la caída de presión en la línea de flujo.
4. Repetir la operación para un rango de  $q_l$  y graficar  $P_{dn}$  vs  $q_l$  en la misma gráfica.
5. Seleccionar varios caudales de producción y determinar la presión requerida  $\Delta P$  para lograr una intersección entre las curvas de Inflow y Outflow a estos caudales. Las presiones de entrada y descarga también pueden ser determinadas para cada caudal.
6. Calcular el poder requerido, tamaño de la bomba, número de etapas, etc, para cada caudal de producción.

Donde los Horse Power requeridos para llevar el fluido desde el yacimiento al separador pueden ser calculados mediante la siguiente expresión:

$$HP = 1,72 \times 10^{-5} * \Delta p * (q_o B_o + q_w B_w)$$

Donde:

HP = *Horse Power* requeridos.

$\Delta p$  = Presión ganada, psi.

$q_o$  = Caudal de aceite, STB por día.

$q_w$  = Caudal de agua, STB por día.

$B_o$  = Factor volumétrico de formación del aceite a condiciones de entrada, bbl/STB.

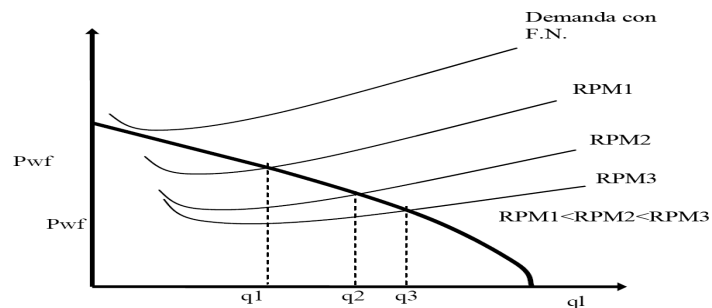
$B_w$  = Factor volumétrico de formación de agua a condiciones de entrada, bbl/STB.

La presión ganada ( $\Delta p$ ) puede ser convertida a presión de cabeza si es necesario para la selección de la bomba, esto es posible, dividiendo la presión ganada ( $\Delta p$ ) por la densidad del fluido que empieza a bombearse.

Obteniendo por medio de este análisis la mínima potencia requerida para llevar los fluidos del yacimiento al separador.

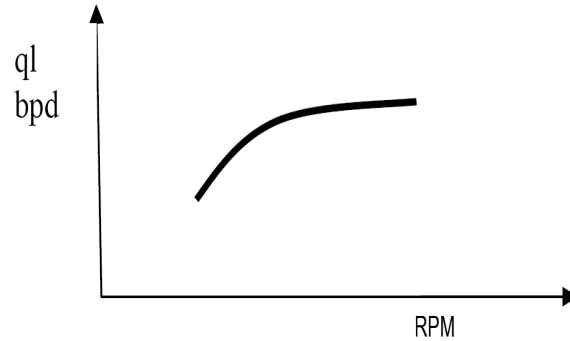
**1.6.1 Capacidad de producción del pozo con bombeo electro-sumergible (BES)** La capacidad de producción del pozo con BES depende de la profundidad donde se coloque la bomba, de la capacidad de bombeo de la misma y del trabajo que realice sobre el fluido. La bomba centrífuga succionará el fluido reduciendo la presión fluyente en el fondo del pozo logrando conciliar nuevamente la demanda de fluidos con la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento. A mayor RPM del motor mayor será la capacidad de extracción de la bomba y con ello la del pozo. La figura 24 muestra el efecto de las RPM del motor-bomba sobre la producción del pozo.

**Figura 24 Comportamiento de las RPM del motor-bomba sobre la producción del pozo.**



**Fuente.** MAGGILOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

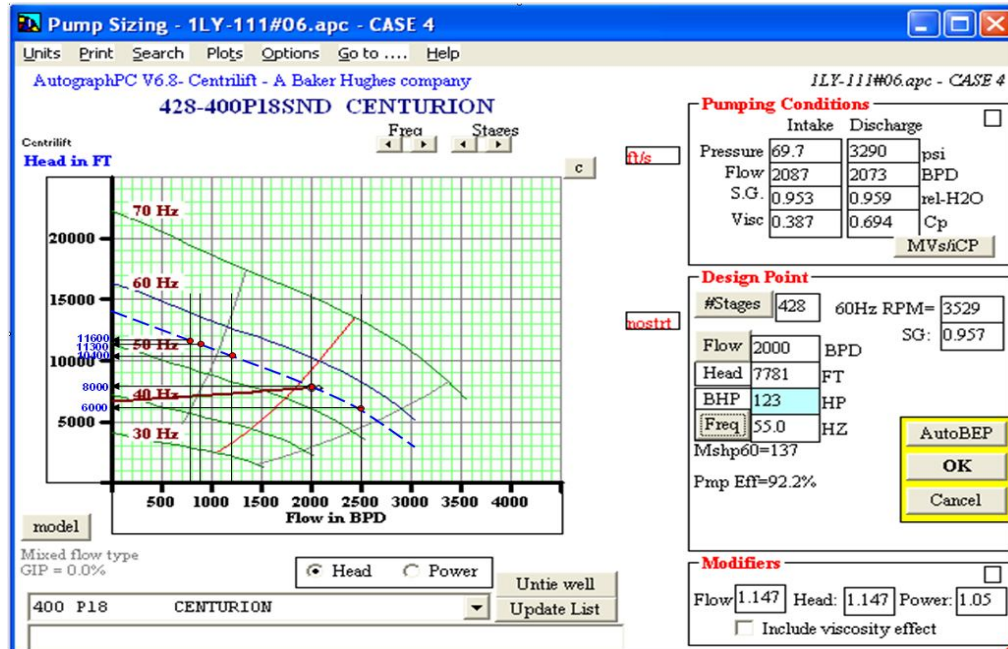
**Figura 25** Curva de rendimiento del pozo en función de las RPM del motor



**Fuente.** MAGGIOLO, Ricardo. Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.

**1.6.2 Capacidad de producción del pozo con BES a diferente frecuencia de operación.** La capacidad de producción del pozo con BES depende de la frecuencia a que trabaje la bomba, de la capacidad de bombeo de la misma y del trabajo que realice sobre el fluido. Siendo la frecuencia la variable de operación por excelencia. A mayores frecuencias de operación mayor será la capacidad de extracción de la bomba y con ello la del pozo. Vale la pena aclarar que no podemos exceder los límites a los cuales fue diseñado el sistema pues podemos tener problemas con las condiciones límites de operación como lo son temperaturas del motor, drown down, etc. La figura muestra el efecto de las diferentes frecuencias de operación de la -bomba sobre la producción del pozo.

Figura 26. Comportamiento de frecuencias de operación de la-bomba sobre la producción del pozo.



Fuente. Diseño ESP en el simulador Autograph de centrífuga utilizando Análisis Nodal para el pozo LY-111

## 1.7 GENERALIDADES BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE

**1.7.1 Altura total.** En todo sistema hidráulico, se entiende por altura total, la altura en contra de la cual la bomba debe trabajar, o de otra manera, la energía por unidad de peso impartida por la bomba al líquido bombeado.

La unidad de medida es metros o pies, y se designa  $H_t$ , y se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$H_t = H_d \pm H_s$$

Donde:

$H_t = \text{Altura Total}$

$H_d = \text{Altura de descarga}$

$H_s = \text{Altura de succión}$

**1.7.2 Altura de descarga.** La altura de descarga es la suma de la altura estática de descarga y la altura debida a perdidas por fricción en las tuberías, válvulas y accesorios, y a la presión de descarga existente en la salida, expresada en metros.

$$H_d = H_{ed} + H_{fd} + P_d$$

Donde:

$H_d = \text{Altura de Descarga}$

$H_{ed}$

*= Altura estática en la descarga, diferencia de nivel entre liquido y la bomba.*

$H_{fd} = \text{Altura equivalente debida a perdidas por fricción.}$

$P_d = \text{Presión de descarga}$

**1.7.3 Altura de succión.** Es la suma de la suma de la altura estática más las perdidas por fricción en la succión de la bomba.

$$H_s = H_{es} + H_{fs} + P_s$$

Donde:

$H_{es} = \text{Altura estática en la succión.}$

$H_{fs} = \text{Altura equivalente perdida debida a la fricción.}$

$P_s = \text{Presión de succión.}$

## 1.8. EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO BES

### 1.8.1 Equipos de superficie

**1.8.1.1 Cabeza de pozo.** Su función es sostener todo el equipo de fondo como son el motor, sello, bomba, cable de potencia, tubería de producción, además permite pasar a través de este el conector que une el cable de superficie con el cable de subsuelo. El cabezal de boca de pozo debe estar contener un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción para evitar fugas de gas o la urgencia imprevista del pozo. El mercado se dispone de varios métodos diferentes de sellado, de los distintos proveedores de cabezales. Dependiendo del método usado, el sello soportará entre 500 y 3000 psi, o más.

**Figura 27. Cabezal BES**



**Fuente.** Autor, Registro fotográfico práctica empresarial campo Cantagallo

**1.8.1.2 Fuente de energía.** Se debe disponer de instalaciones eléctricas que cumplan con las necesidades técnicas requeridas tanto de energía como de diferencia de potencial. Para cumplir con las necesidades requeridas se debe tener:

- Disponibilidad del voltaje primario.
- Frecuencia
- Capacidad de potencia instalada.

El principal medio para generación de potencia eléctrica en un campo es un generador de corriente alterna (AC). Estos generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica la cual es luego transmitida por el sistema de transmisión y distribución.

- **Transformador:** La distribución de la potencia eléctrica en los campos petrolíferos es generalmente en voltajes intermedios hasta los 6000 voltios. Dado que los equipos operan entre 250 y 4000 voltios, se requiere una transformación de voltaje. El transformador es un dispositivo eléctrico encargado de cambiar el voltaje de salida ya sea para elevarlo o reducirlo. En el mercado existen diferentes tipos de transformadores con el objetivo de trabajar bajo las condiciones del campo y poder cumplir los requerimientos deseados por cada compañía. El tipo de transformador requerido depende del sistema de potencia primario y del voltaje requerido en superficie. Los tipos de transformadores que tenemos:
- **Transformador reductor (SDT).** Se usa en caso de que la energía suministrada al sistema provenga de una línea de alta tensión. Este transformador reducirá el voltaje de la línea, al voltaje requerido a la entrada del controlador; si la energía proviene de generadores de potencia, éstos suministran directamente el voltaje requerido por el controlador de frecuencia o por el panel de control.

- **Transformador elevador (SUT) – autotransformador.** Incrementa el voltaje que sale del controlador de frecuencia a los requerimientos del motor para que opere eficientemente.

Estos transformadores son trifásicos y aumentan el voltaje desde un sistema de 480 voltios a rangos de 800 a 4000 voltios.

**Figura 28. Transformador reductor**



**Fuente.** Autor, Registro fotográfico práctica empresarial campo Cantagallo

**1.8.1.3 Variador de frecuencia (Variable Frequency Drive, VFD)** La flexibilidad del sistema de bombeo electro-sumergible permite la aplicación de un controlador a frecuencia variable (VSD), el cual es un dispositivo electrónico que varía la frecuencia de la corriente que llega al motor y por lo tanto se puede aumentar o disminuir la velocidad de la bomba. Esto hace posible que sin modificar el equipo de fondo se pueda satisfacer un conjunto de condiciones de operación.

Comúnmente los rangos de operación se encuentran entre 30 y 90 Hertz; es conveniente considerar que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia de operación. El caudal entregado por la bomba de acuerdo a su velocidad puede ser controlado por simple variación de la frecuencia suministrada, teniendo en cuenta los límites de carga que puede soportar el motor. Entre los beneficios que presenta el variador de frecuencia está el de aumentar la vida útil del equipo de fondo mediante un arranque y apagado lento y la opción de controlador automático de velocidad.

**Figura 29. VARIADOR CENTRILIF 110KVA**



**Fuente.** Autor, Registro fotográfico práctica empresarial campo Cantagallo

**1.8.1.4 Caja de venteo o de conexiones eléctricas.** Está localizado en la cabeza de pozo y el tablero de control por razones de seguridad. Su función proveer venteo a la atmósfera del gas que pudiese haber emigrado a través del cable de potencia, además que provee un punto de fácil acceso para hacer pruebas y así chequear las condiciones eléctricas del equipo que se encuentra en el fondo; la caja de venteo es un punto de conexión entre el cable de

potencia que viene del tablero de control y el cable de potencia que viene del motor.

**Figura 30. Caja de venteo**



**Fuente.** Autor, Registro fotográfico práctica empresarial campo Cantagallo

## 1.8.2 Equipo de fondo

**1.8.2.1 Motor electro-sumergible.** Los principios básicos de diseño y operación de los motores utilizados en las B.E.S. son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Debido a que el motor B.E.S. debe ser instalado en el interior del casing, este debe tener una geometría adecuada. Existen otras diferencias en el diseño y construcción del motor de la B.E.S y esto depende también del ambiente en el cual opera el motor. Los motores utilizados en las operaciones de bombeo electro-sumergible son de dos polos, trifásicos, jaula de arcilla y de tipo inducción.

Los motores están diseñados de acuerdo a los requerimientos de potencia de cada etapa, el gradiente de fluido y la cabeza total dinámica a levantar. Estos motores son llenados con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia el housing del motor. Los voltajes de diseño y operación de éstos motores pueden ser tan bajos como 230 voltios tan altos como 4000 voltios. Los requerimientos de amperaje

Pueden ir desde 17 hasta 110 amperios, la potencia requerida es alcanzada al alargar o incrementar la longitud del motor.

**Figura 31. Motor sumergible y sus componentes básicos**



**Fuente.** SCHLUMBERGER-WCP-Artificial Lift System

En un motor BES podemos identificar las siguientes partes:

- Estator
- Rotor
- Rotor Bearing
- Thrust Bearing
- Eje
- Pothead

**1.8.2.2 Sello protector.** El protector o sello se encuentra ubicado entre el Intake y el motor. Este elemento es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Esta consiste en un ensamblaje compuesto por un conjunto de cámaras las cuales pueden ser de tipo laberinto o de tipo bolsa de expansión con un eje y un cojinete para soportar las cargas axiales que le transmite la bomba.

Los protectores se denominan de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que éstos se conectan entre sí. Entre las denominaciones tenemos la “L” la cual se utiliza para cámara tipo laberinto y la “B” para cámaras tipo Bolsa. Las denominaciones en cuanto al tipo de conexión tenemos la “P” que significa en paralelo y la “S” que significa conexión en serie. En algunas ocasiones se encuentra también las letras “HL”, que indica que el protector tiene un cojinete de “alta carga”.

En las cámaras tipo laberinto se utiliza la diferencia entre la gravedad específica del fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos separados, a pesar de que están en contacto directo ya que el protector está abierto a la sección de entrada a la bomba en su parte superior. El fluido del pozo es generalmente inmiscible con el aceite del motor, por esta razón aunque haya un contacto directo no hay tendencia para contaminar el aceite del motor.

Hay sistemas en los que el sistema de laberinto no es aplicable. En casos donde el fluido del pozo es más liviano que el aceite del motor (aproximadamente 0.85), el aceite del motor iría al fondo de la cámara y sería desplazado rápidamente por el fluido del pozo, es decir, si la gravedad específica del fluido del pozo es muy cercana o menor a la gravedad específica del aceite del motor, éste tipo de protector no debería ser utilizado.

Los protectores de laberinto tampoco deben ser aplicados en pozos horizontales o altamente desviados. El diseño de la separación por gravedad requiere que la unidad este en posición vertical, o casi vertical. Mientras mayor

es el ángulo, menor será la capacidad de expansión de aceite. Cuando se hacen inspecciones en el campo de los equipos recuperados del pozo la inspección del protector tipo laberinto debe hacerse “antes” de que el protector sea acostado. Una vez que el protector ha sido puesto en posición horizontal la restricción del tubo “U” es removida y el fluido del pozo se puede distribuir en todas las cámaras.

Para aplicaciones donde las gravedades específicas del fluido del pozo y del aceite del motor son similares o en pozos demasiado desviados, se utilizan protectores de “sello positivo” o “bolsa” los cuales mantiene separados físicamente los dos fluidos. El material de esta bolsa es un elastómero de alta temperatura y alto rendimiento que puede resistir las severas condiciones típicas encontradas en los pozos de petróleo.

La bolsa mantiene el fluido del pozo en el exterior y el aceite limpio del motor en el interior. Cuando el aceite del motor se expande o se contrae, la bolsa simplemente se infla o se contrae para adaptarse al cambio de volumen. El protector de sello positivo ofrece una gran ventaja por su flexibilidad y es útil en una amplia variedad de aplicaciones. Sin embargo, se debe tener cuidado en las aplicaciones de éste tipo de protectores en pozos con fluidos que contienen químicos o que son tratados continuamente con químicos. Como con cualquier elastómero que se aplica en el área petrolera, se debe tener en cuenta éste efecto para garantizar que el elastómero no será dañado por el fluido del pozo. Si el sello positivo se rompe, el motor puede ser contaminado fácilmente con el fluido del pozo.

Una conexión en serie es simplemente una cámara en línea después de la otra, al igual que las resistencias en un circuito eléctrico. Para que el fluido del pozo entre a la cámara inferior, este tiene que desplazar antes todo el aceite de la cámara superior. Cuando se tiene dos bolsas en serie, significa que la bolsa inferior es un sello redundante a la bolsa superior y está allí como “seguro” adicional en caso de que la superior falle por alguna razón.

Con sistemas en serie no se incrementa la capacidad de expansión. Cuando se conectan dos bolsas en paralelo se duplica la capacidad volumétrica de expansión disponible. Esto es útil en los motores más grandes ya que tienen más aceite, donde la expansión y contracción puede exceder la capacidad volumétrica de una sola bolsa.

Entre las funciones del protector o sello tenemos:

- Proveer un sello y equilibrar las presiones interna y externa para evitar que el aceite del motor sea contaminado por el fluido del pozo, actuando también como un reservorio de aceite para el motor.
- Soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba.
- Transmitir el Torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través del eje del protector.

**Figura 32. Sello protector**



**Fuente.** Autor, Registro fotográfico práctica empresarial campo Cantagallo

**1.8.2.3 Sección de entrada a la Bomba o Intake.** Hay dos tipos básicos de intake, un intake estándar y un separador de gas. El separador de intake/gas se sujeta a la base de la bomba y a la cabeza del protector. La función de intake es proporcionar al fluido del pozo una trayectoria a la bomba.

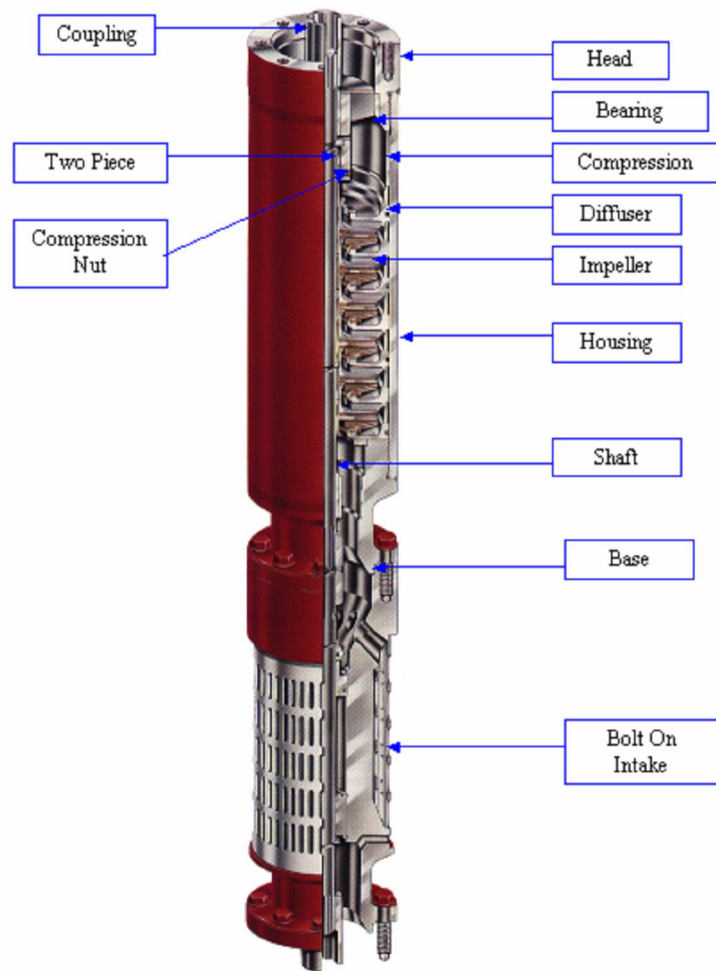
La función del separador de gas es proporcionar una trayectoria para el líquido hacia la bomba pero también separa y quita el gas antes de que alcance la bomba. Cuando la presión del líquido se disminuye, el gas comienza a liberarse de la solución. El gas no es bueno para la bomba. Si hay demasiado gas, las burbujas afectan drásticamente el funcionamiento de la bomba desplazando el líquido y causándole a la bomba un bloqueo por gas, es decir, que la alta cantidad de gas, ha tomado demasiado volumen en las paletas del impeler y el líquido no puede ser levantado a superficie.

**1.8.2.4 Cable de Potencia.** Es uno de los componentes más importantes y sensible en el Sistema de B.E.S. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y transmitir las señales de presión, temperatura, registradas por el sensor de fondo a la superficie. Éste cable debe ser pequeño (depende de la potencia requerida, puede ser No. 1, No. 2 ò No. 4) en diámetro, debe estar protegido de esfuerzos mecánicos e imprevistos que puedan deteriorar sus propiedades en el fondo del pozo. En términos generales el cable está compuesto por tres elementos: Tres conductores en cobre, elemento aislante para cada conductor fabricado en caucho-polipropileno de alta rigidez dieléctrica, Una chaqueta protectora y un blindaje en acero galvanizado o inoxidable.

La selección del tipo de cable está basado principalmente sobre las condiciones de fluidos, temperatura de fondo y limitaciones de espacio anular; el cable de configuración redonda se usa cuando hay suficiente espacio anular y el cable de configuración plana se debe utilizar cuando hay límites de espacio anular.

**1.8.2.5 Bomba Centrífuga.** Está conformada por un determinado número de etapas, cada etapa en sí permite bombear un caudal determinado por el diseño de la misma, el número de etapas va a depender de la necesidad de cabeza que se requiere levantar.

**Figura 33. Partes Bomba centrífuga**



**Fuente.** SCHLUMBERGER -WCP-Artificial Lift System

Las bombas electro-sumergibles son centrífugas multietapa. Cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor estacionario. El cambio de energía

cinética a energía de presión es conseguido cuando el líquido que está siendo bombeado rodea el impulsor y como el impulsor rota a gran velocidad éste le imparte una moción rotatoria al líquido. La moción impartida por el impeller al líquido es de dos tipos:

- Radial debido a los esfuerzos centrífugos y donde el líquido tenderá a ser desplazado desde el centro hacia los bordes del impulsor.
- Tangencial al diámetro exterior del impulsor.

La resultante de estas dos fuerzas es la dirección de flujo desarrollada por la bomba.

Las etapas se designan de acuerdo al punto de máxima eficiencia (BEP) en barriles por día a 60 Hz. Por ejemplo, la etapa DN 1750 está diseñada para producir 1750 BPD en su punto de máxima eficiencia. La letra "N" en el nombre de la bomba (DN 1750) indica que el material de las etapas es Ni-Resist, el cual es el material estándar del que se construyen los impulsores y difusores. La ausencia de la letra "N" en la denominación de la etapa indica que el material del impulsor es plástico.

Una bomba A1200 tiene impulsores de plástico (Ryton) y están diseñados para operar a máxima eficiencia aproximadamente cuando manejan un caudal de 1,200 BPD a 60 Hz. La bomba AN 1200 tiene la misma geometría y tendrá casi exactamente el mismo comportamiento, pero sus impulsores metálicos son de Ni- Resist. Los difusores son metálicos de Ni-Resist en los dos casos. Esta nomenclatura es válida para las series: 338 (A), 400 (D), 540 (G), 562 (H) y 625 (J) pero no aplica en las bombas más grandes.

Las bombas M520, M675, N1500 y P2000 tienen etapas de Ni-Resist, aunque la letra "N" no aparece en el nombre. Adicionalmente, estas bombas no están

clasificadas en “BPD” sino en “gpm”. Esto se debe a que estas bombas se usan generalmente en sistemas de bombeo horizontal “HPS”.

Por ejemplo, una M675 está diseñada para ser más eficiente alrededor de los 675 gpm (a 60 Hz).

Para aplicaciones especiales tales como ambientes extremadamente corrosivos, producción de fluidos con abrasivos o con problemas de asfáltenos o escamas, aleaciones y revestimientos especiales que mas adelante son mostrados.

Las bombas electro-sumergibles se clasifican en:

- ✓ Según el tipo de fluido
- ✓ Según sus etapas
- ✓ Según el tipo de flujo
  
- ✓ **Según el tipo de flujo**

Pueden ser Radiales (Diseñada para flujos pequeños, el impeler descarga el flujo en dirección radial) o mixtas.

- ✓ **Según sus etapas:**
  - **Bombas compresoras o de etapas fijas.** Son utilizadas a medida que el diámetro de la bomba aumenta alrededor de 6 pulgadas, los impulsores son asegurados en dirección radial y el empuje no es absorbido por la fricción del impulsor contra el difusor. Como resultado el cojinete del sello debe soportar el empuje de los impulsores y del eje de la bomba.

- **Bombas con etapas flotantes.** El impulsor puede flotar libremente sobre el eje y el empuje de cada impulsor es absorbido por unos cojinetes ubicados en el difusor. Por lo tanto el cojinete del sello únicamente debe absorber el empuje del eje de la bomba. La ventaja de éste diseño es que pueden colocarse numerosas etapas sin tener que ajustar los impulsores axialmente en el eje teniendo demasiado cuidado en el alineamiento.

### **1.8.3 Ventajas y desventajas del sistema de bombeo electro-sumergible.**

#### **1.8.3.1 Ventajas:**

- ✓ Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- ✓ Elevado aporte de energía al fluido.
- ✓ Alta eficiencia (70 %).
- ✓ El sistema no se ve afectado por la desviación.
- ✓ Buena recolección de datos e información relacionada.
- ✓ Tasas de producción elevadas.
- ✓ Sistema fácil de controlar.
- ✓ No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- ✓ Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de incrustaciones.
- ✓ Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

#### **1.8.3.2 Desventajas:**

- ✓ Tolerancia limitada a la arena.
- ✓ Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- ✓ Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.

- ✓ Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- ✓ El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- ✓ Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- ✓ Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- ✓ No aplicable a completamientos múltiples.
- ✓ Poco práctico en pozos someros.
- ✓ Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- ✓ Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- ✓ Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

## **1.9 DESCRIPCIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS**

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión. Dichas correlaciones se clasifican en:

Las correlaciones Tipo A, que consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendell & Thomas y Fancher & Brown.

Las correlaciones Tipo B, que consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de ésta categoría la Hagedorn & Brown.

Las correlaciones Tipo C, que consideran que existe deslizamiento entre la fases y los patrones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

**1.9.1 Perdidas de presión en tuberías.** La mayoría de investigadores para desarrollar las correlaciones de flujo multifásico, usaron datos obtenidos en pruebas de laboratorio, otros usaron datos de campo. Los datos usualmente incluyeron tasas volumétricas de líquidos y gas, Propiedades físicas de cada fase, diámetro de la tubería y presiones de entrada-salida de la tubería. En algunos casos, patrones de flujo fueron observados y el hold up líquido fue medido con válvulas balón. Los fluidos fueron tratados como mezclas homogéneas, pero las fases líquido y gas, viajan a diferentes velocidades, con efectos de deslizamiento que han sido considerados en las correlaciones empíricas de hold up líquido.

Mapas empíricos de patrones de flujo, a menudo basados en grupos a dimensionales, fueron usados. Ecuaciones de gradientes de presión de estado estable fueron desarrolladas en base a principios de conservación de momento y masa aplicados a mezclas homogéneas. Pérdidas de presión por fricción basadas en ecuaciones de flujo monofásico, usan el número de Reynolds de la mezcla.

Algunos investigadores también usan un factor multiplicativo empírico para representar el incremento en la fricción debido a una segunda fase. En 1970 la industria del petróleo empezó a adoptar algunos mecanismos de física básica, usados en otras industrias, para predecir los patrones de flujo y las velocidades de las burbujas de gas en el líquido<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Brill, J.P. et al., "State of the Art in Multiphase flow". SPE paper 23835. 1992

En este capítulo se muestran algunas de las correlaciones desarrolladas a través de los años y en la cuales se basó este trabajo.

**1.9.2 Correlaciones para flujo vertical.** Varias correlaciones para predecir las pérdidas de presión en tubería vertical han sido publicadas. Debido a la complejidad del flujo multifásico, las correlaciones propuestas por necesidad son altamente empíricas.

La ecuación de gradiente de presión general se define así:

$$\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{ei} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$$

La pérdida de presión causada por el cambio de elevación depende de la densidad de la mezcla y es usualmente calculada usando el valor del hold up líquido. Excepto para condiciones de alta velocidad, la mayoría de pérdidas de presión en flujo vertical son causadas por este componente. La pérdida de presión causada por la fricción requiere la evaluación del factor de fricción. La pérdida de presión debida a la aceleración del fluido es algunas veces despreciable y usualmente es calculada solo para casos de altas velocidades de flujo<sup>8</sup>.

Las correlaciones presentadas son, Fancher y Brown, Hagedorn y Brown, Duns and Ros y Orkiszewki. Las cuales difieren en la manera usada para calcular los tres componentes del gradiente de presión total mostrados en la ecuación

---

<sup>8</sup> Brill, J.P. et al. Two Phase Flow in Pipes. Sexta edición, enero 1991

**1.9.2.1 Poettmann y Carpenter**<sup>9</sup> correlacionaron las pérdidas de energía irreversibles de 49 pozos de prueba, con el término de fricción tipo Fanning. Ellos relacionaron el término de fricción con el numerador del número de Reynolds para la mezcla. No hicieron ningún experimento para representar el hold up líquido, pero hicieron una corrección a la densidad media de los fluidos producidos a condiciones de fondo de pozo. La correlación reproduce los gradientes de presión con una desviación promedio del 1.8% y una desviación estándar de 8.3%. Más tarde fue descubierto que no aplicaba para amplios rangos de valores de variables de flujo encontrados en problemas de producción.

**1.9.2.2 Fanher y Brown**<sup>10</sup> Aplicaron la aproximación de Poettmann y Carpenter a 94 pruebas de un pozo experimental. Ellos introdujeron la relación gas/líquido producido (GLR) como un parámetro adicional en la correlación del factor de fricción. La figura 34 muestra la correlación del factor de fricción de Fanher y Brown.

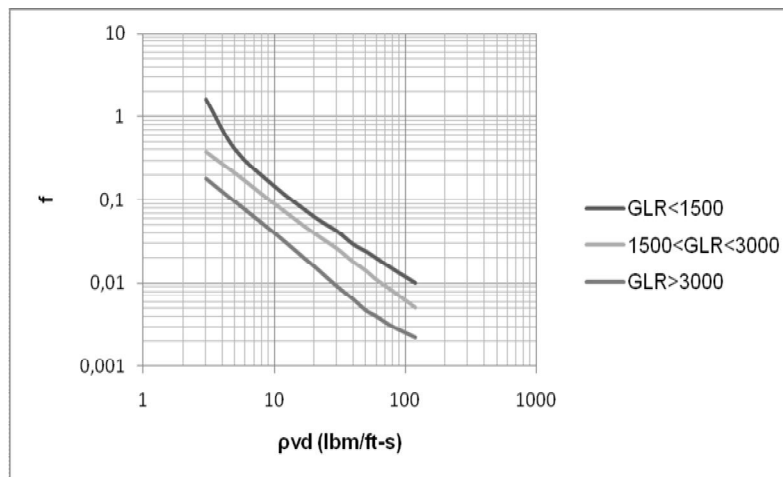
Fanher y Brown no consideran regímenes de flujo, asumen que no existe deslizamiento.

---

<sup>9</sup> Poettmann, F. H., y Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the design of Gas Lift Installations," Drill. And prod. Prac., API 1952

<sup>10</sup> Fanher, G. H., y Brown, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing," Trans., AIME.

**Figura 34. Correlación para el factor de fricción de Fancher y Brown**



**Fuente.** Fancher, G. H., y Brown, K. E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing," Trans., AIME.

**1.9.2.3 Hagedorn y Brown.** Hagedorn y Brown<sup>11</sup> desarrollaron una correlación de 475 pruebas realizadas en un pozo experimental de 1500 ft de profundidad, usando viscosidades por encima de 110 cp. Ellos utilizaron una densidad de mezcla promedio corregida a condiciones de fondo de pozo para calcular las pérdidas de presión por fricción y aceleración. El holdup líquido fue luego calculado de las pérdidas de presión total y los valores calculados de pérdidas por fricción y aceleración. Correlacionaron esos valores de holdup con variables de flujo y propiedades de fluido, ya que el holdup líquido no fue medido directamente, los valores de holdup dados por la correlación no son físicamente significativos en algunos casos. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

<sup>11</sup> Hagedorn, A. R., y Brown, K. E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits," Trans., AIME

**1.9.2.4 Duns y Ros.** Duns y Ros<sup>12</sup> reunieron datos de laboratorio sobre pérdidas de presión para flujo multifase en tubos transparentes. Esta correlación es resultado de un extensivo estudio en el cual el hold up líquido y gradientes de presión fueron medidos. Ellos observaron la dependencia de los regímenes de flujo sobre parámetros adimensionales. Correlaciones para velocidad de deslizamiento también fueron desarrolladas. Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

**1.9.2.5 Orkiszewski.** Orkiszewski<sup>13</sup> probó varias correlaciones publicadas con datos de campo y concluyó que ninguna fue suficientemente aproximada para todos los regímenes de flujo. Luego seleccionó la correlación que él considero más aproximada para flujo burbuja y flujo niebla, y propuso una nueva correlación para flujo bache basada en un parámetro llamado “coeficiente de distribución líquida”. La correlación compuesta fue probada contra 148 pruebas de pozo y reporto medidas de pérdidas de presión con un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8 %.

Se incluyeron aquellas correlaciones que por muchos autores han sido consideradas las más aceptables por la industria del petróleo, por las amplias gamas de condiciones de flujo. Las correlaciones que no han logrado este grado de uso general pueden ser bastante adecuadas para predecir pérdidas de presión en usos específicos.

---

<sup>12</sup> Duns, H., Jr., y Ros, N.C.J.: “Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells,” proc., Sixth World Pet. Cong., Frankfurt 1963 II.

<sup>13</sup> Orkiszewski, J.: “Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe,” Trans., AIME.

**1.9.3 Correlaciones para flujo horizontal.** Cuando la tubería está en posición horizontal el ángulo, y por lo tanto el seno del ángulo, son cero. Esto significa que no hay caída de presión por elevación y la ecuación del gradiente de presión quedaría así:

$$\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc}$$

Las predicciones para el hold up líquido son menos críticas para cálculos de pérdida de presión en flujo horizontal, pero varias correlaciones requieren un valor de hold up para cálculos de densidad, término usado en los componentes de pérdidas de presión por fricción y aceleración. La caída de presión por aceleración es usualmente menor y es a menudo ignorada en los cálculos de diseño.

Las correlaciones presentadas son Beggs y Brill, Dukler et al, Mukherjee y Brill, Aziz Govier y Fogarasi.

**1.9.3.1 Beggs y Brill.** Beggs y Brill<sup>14</sup> desarrollaron su correlación luego de un estudio de flujo multifásico en tubos horizontales e inclinados. La correlación está basada en un mapa de régimen de flujo, que primero es determinado como si el flujo fuera horizontal. Luego se calcula el hold up horizontal por correlaciones que después serán corregidas para tuberías inclinadas, el sistema de prueba está compuesto por dos tuberías, una de 1-pulgada y otra de 1.5-pulgadas en acrílico de 90 pies de largo, pudiéndose inclinar a cualquier ángulo. Para cada tamaño de tubería, las tasas de líquido y gas fueron variadas, de modo que todos los patrones de flujo fueran observados cuando el tubo estuviera en posición horizontal.

---

<sup>14</sup>Beggs, H. D. y Brill, J. P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," Trans. AIMME 1973

Después que un set particular de caudales fue establecido, el ángulo del tubo fue variado por la gama de ángulos, de modo que los efectos del ángulo sobre el hold up y el gradiente de presión pudieran ser observados. La correlación fue desarrollada de 584 pruebas.

**1.9.3.2 Dukler Et Al.** Dukler et al<sup>15</sup> desarrolló correlaciones para el factor de fricción y hold up, de datos de campo. Esta correlación es recomendada en el manual de diseño publicado por la AGA y API<sup>16</sup>.

**1.9.3.3 Mukherjee y Brill.** Mukherjee y Brill<sup>17</sup> desarrollaron una correlación siguiendo un estudio de comportamiento de caída de presión en flujo multifásico inclinado. Para flujo burbuja y bache, un factor de fricción sin deslizamiento calculado del diagrama de Moody se adecuó a los cálculos de pérdidas de fricción. En flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado en base a un balance de momentum para cada fase asumiendo una interfaz gas-líquidos lisa. En flujo anular, la correlación para el factor de fricción se presentó en función de la relación entre el hold up y el factor de fricción Moody. Los resultados concordaron con los datos experimentales y las correlaciones fueron verificadas con datos de Bahía Prudhoe y Mar del Norte.

**1.9.3.4 Aziz Govier y Fogarasi.** Aziz, et. al.<sup>18</sup> Propuso un método en 1972 el cual dependía de los regímenes de flujo, y presentó una nueva correlación para los regímenes de burbuja y bache. El método de Duns y Ros fue usado para flujo niebla, y la interpolación Duns y Ros fue usada en flujo transición

---

<sup>15</sup> Dukler, A. E., et al: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results," AGA-API Project NX-28, Mayo 1969

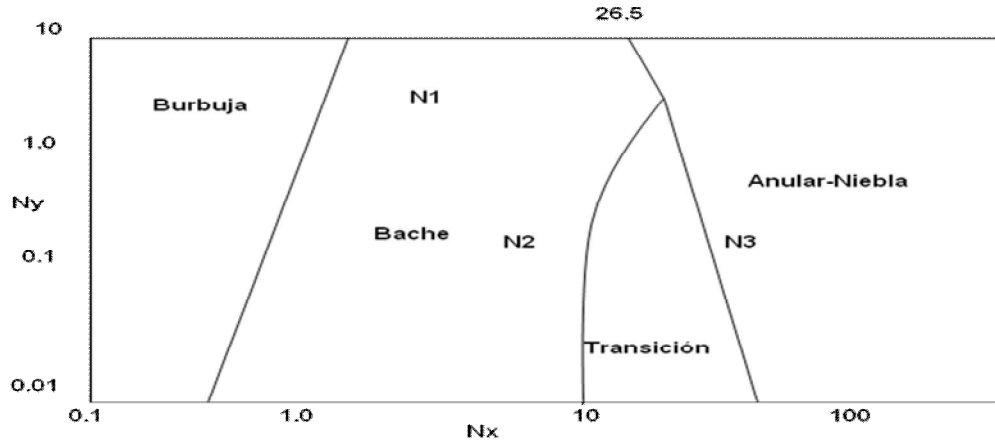
<sup>16</sup> Baker, O.: et al: "Gas-Liquid Flow in Pipelines, II. Design Manual" AGA-API Project NX-28, Octubre 1970

<sup>17</sup> Mukherjee, H. y Brill, J. P.: "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow," JPT mayo 1983

<sup>18</sup> Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil y Gas," J. Cdn. Pet. Tech. septiembre 1972.

El mapa de regímenes de flujo de Aziz se muestra en la figura 35.

**Figura 35. Regímenes de flujo Aziz**



**Fuente.** Aziz, K., Govier, G. W. y Fogarasi, M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil y Gas," J. Cdn. Pet. Tech. septiembre 1972.

El régimen de flujo es definido usando las siguientes variables:

$$N_x = v_{sR} \left( \frac{\rho_g}{0.0764} \right)^{1/3} \left( \frac{72\rho_L}{62.4\sigma_L} \right)^{1/4}$$

$$N_y = v_{sL} \left( \frac{72\rho_L}{62.4\sigma_L} \right)^{1/4}$$

$$N_1 = 0.51(100N_y)^{0.172}$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8N_y$$

$$N_3 = 70(100N_y)^{-0.152}$$

Donde,  $V_{sL}$  y  $V_{sg}$  son las velocidades superficiales del líquido y del gas respectivamente, en ft/seg.  $\rho_g$  y  $\rho_L$  son las densidades del gas y del líquido en  $\text{lbm/ft}^3$ , y  $\sigma_L$  la tensión interfacial gas-líquidos en dynas/cm.

**1.9.4 Procedimiento para el cálculo de gradientes de presión.** El procedimiento general para el cálculo de gradientes presión con las diferentes correlaciones de cálculo de flujo multifásico es el siguiente:

- Determinación de las propiedades de los fluidos como viscosidad y densidad.
- Cálculo de las velocidades superficiales de las fases
- Determinación del Patrón de Flujo a partir de correlaciones o de mapas.
- Cálculo de las fracciones In-situ de las fases.
- Cálculo de las propiedades de mezcla, como viscosidad, densidad y velocidad Superficial.
- Cálculo del Número de Reynolds y del Factor de fricción, y
- Cálculo del gradiente total presión.

**1.9.5 Flujo a través de restricciones.** El flujo de fluidos a través de restricciones es muy común en la industria del petróleo y del gas natural. Este ocurre cuando líquido o gas es medido con medidores de orificio, fluidos fluyen en superficie a través de válvulas de seguridad, fluidos fluyen a través de chokes y cualquier tipo de válvula en superficie o en subsuelo. Las restricciones al flujo también las puede causar formaciones de hidratos o parafinas, y otros tipos de accesorios.

La mayoría de estudios publicados sobre flujo multifase a través de restricciones implica dos tipos de flujo llamados comúnmente flujo crítico o sónico. Esta es una consecuencia del extensivo uso de chokes los cuales operan normalmente bajo condiciones de flujo crítico.

**1.9.5.1 Descripción de restricciones.** Dos de las restricciones comúnmente encontradas en tuberías son los chokes y las válvulas de seguridad en superficie. Los chokes son instalados frecuentemente en pozos para restringir las tasas de flujo a cantidades deseadas. Las válvulas de seguridad son normalmente instaladas en todos los pozos offshore y pueden operar a varias distancias controladas en base a la temperatura o a la velocidad, todas están abiertas completamente al flujo a menos que algo cause su cierre.

**1.9.5.2 Flujo crítico y subcrítico.** La onda del sonido y la onda de presión son ondas mecánicas. Cuando la velocidad del flujo en un flujo estrangulado alcanza la velocidad del sonido en el fluido bajo condiciones locales, el flujo se conoce como flujo crítico o sónico. Si existe un flujo sónico en un estrangulamiento depende de la relación de presión (downward- upward). Si la relación es menor que la relación de presión crítica, se tiene flujo crítico. Si la relación de presión es mayor o igual a la relación de presión crítica, existirá flujo sub-crítico. La relación de presión crítica en un estrangulamiento se puede expresar como:

$$\left(\frac{P_{sal}}{P_{ent}}\right) = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$$

Donde  $P_{sal}$  es la presión a la salida del estrangulamiento,  $P_{ent}$  es la presión upward, y  $k = C_p/C_v$ , es la constante politrópica. El valor de  $k$  es alrededor de 1,28 para gas natural. De esta forma, la relación de presión crítica es alrededor de 0,55 para gas natural.

**1.9.5.3 Caída de presión en chokes.** La caída de presión a través de restricciones se basa en las propiedades del fluido computadas a la presión y capacidades caloríficas a condiciones upward.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO

### 2.1 RESEÑA HISTORIA<sup>19</sup>

Desde que se inició su desarrollo en septiembre de 1943 hasta Diciembre de 2008, el Campo ha producido bajo desarrollo primario, en él se han realizado tres campañas de perforación y se han perforado 105 pozos (25 en Cantagallo y 80 en Yariguí), de los cuales 86 pozos fueron productores comerciales y 19 se abandonaron, cinco (5) de ellos por problemas mecánicos durante la perforación (CG-5, YR- 1, 2, 6 y 50), seis (6) porque fueron perforados en el bloque levantado de la falla de Cantagallo (CG- 1, 3, 9, 16, 20 y YR- 40) y ocho (8) porque fueron declarados productores no comerciales (CG- 7, 8, 11 y YR- 7, 8, 12, 32, 33). De los 105 pozos perforados, 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2, 58, 19, 5, 18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1) alcanzaron la discordancia del Eoceno Medio y 7 (CG-4, 8, 14, 15 y YR-1, 3 y 66) penetraron la Formación La Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, 1500 pies, de los cuales se logró una producción de 150 BOPD en las pruebas iniciales de el Miembro Salada.

Los pozos en su mayoría son direccionales y fueron perforados desde islas naturales o construidas artificialmente, debido a que los yacimientos se encuentran debajo del río Magdalena. Inicialmente, produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas – aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico (excepto el Bloque IV), por lo tanto fue necesario producir los yacimientos con sistemas de levantamiento artificial, en su orden se utilizaron: gas – lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico y recientemente bombeo electro sumergible.

---

<sup>19</sup> NIETO, J. GÓMEZ, V. FERNÁNDEZ, F. Ardila, J. Caracterización y plan de desarrollo de los yacimientos del campo Yariguí Cantagallo VMM Colombia

Actualmente (Diciembre de 2009), el 73% de los pozos (67 pozos) producen por bombeo mecánico y el 27% (21 pozos) por bombeo electro sumergible (BES).

Inicialmente, para la explotación de los yacimientos se cañoneó las arenas Cantagallo (CG), sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas. Solo en los pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas C y en menor proporción las arenas B (producción conjunta). Posteriormente, debido básicamente a la declinación de los pozos en las arenas CG, el 86% de los pozos se completó en las arenas C o B y produce conjuntamente las zonas en la mayoría de ellos.

El Campo alcanzó su máximo desarrollo en agosto de 1962, con una producción de 20340 BOPD, un BSW del 2% y con 43 pozos activos. La producción actual (Diciembre de 2009) de petróleo del Campo es de 13534 BOPD, de los cuales las arenas Cantagallo aportan el 61% de la producción con 8256 BOPD. La producción de agua y gas es 6970 BWPD y 5443KPCD respectivamente, el corte de agua promedio (BSW) de 24% y la relación gas aceite (GOR) de 363 SCF/BL. La Figura 36 resume la historia de producción de petróleo, del Campo hasta Diciembre de 2008. Las arenas B, C y Cantagallo producen en forma conjunta en la mayoría de los pozos y su distribución.

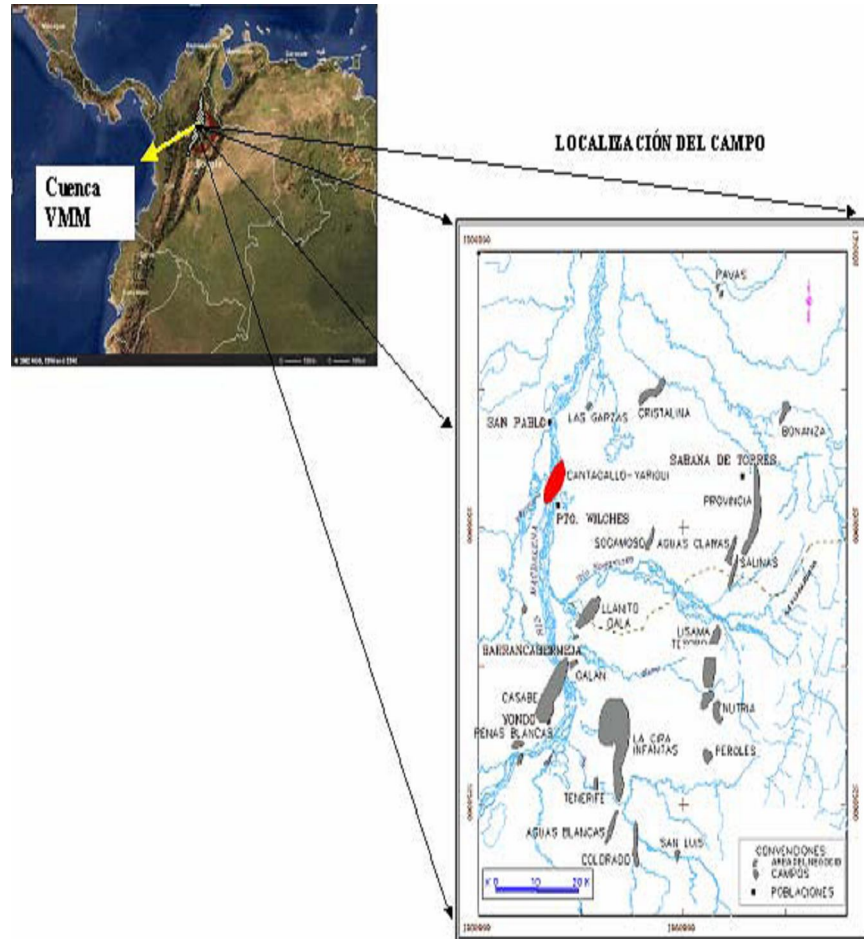


CG o C en ocho pozos y la perforación de cuatro pozos “infill”. En el año 2004 se perforaron cuatro pozos más, se recompletaron en arenas C o B once pozos y se optimizaron tres pozos con bombeo electro sumergible (BES). En este año (2009) se han perforado tres pozos de tres programados. Adicionalmente, durante los años (2004-2005) se trabajó en este estudio: “Factibilidad de Inyección de Agua en el Campo YR-CG”, en el cual en la primera fase que se desarrolló en el año 2004 con la asesoría del Dr. William Cobb se concluye que la recuperación secundaria de hidrocarburos mediante inyección de agua es factible y se plantea la ejecución de un piloto mediante la perforación de cuatro pozos inyectoros.

## **2.2 LOCALIZACIÓN**

El Campo Yariguí – Cantagallo, localizado en la sección Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en territorio de los departamentos de Santander y Bolívar, entre las márgenes oriental y occidental del Río Magdalena Figura 37, fue descubierto en 1943 con la perforación y terminación del pozo Cimitarra-2 (Cantagallo–2) en las arenas Cantagallo, B y C.

Figura 37. Localización del Campo Yariguí - Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A.

### 2.3 GEOLOGIA

Debido a que la información sísmica es escasa y de muy baja resolución, el modelo geológico del Campo, es un modelo conceptual que ha sido preparado con base en la información de registros de pozos, presiones, información de corazones y el comportamiento de producción de los yacimientos.

## 2.4 ESTRUCTURA

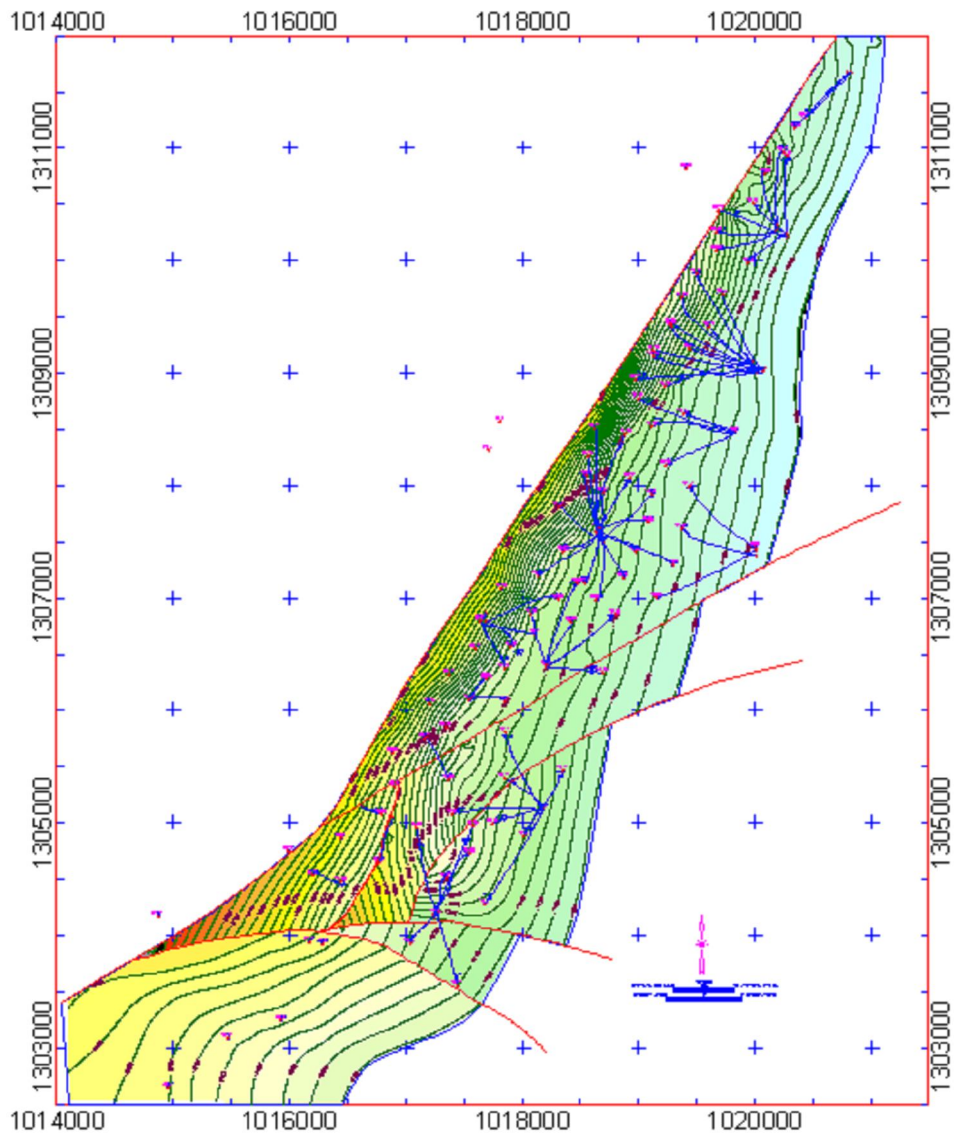
La estructura del Campo, al tope de las arenas Cantagallo consiste en un monoclinal fallado de una longitud aproximada de 7 Km. de largo por 2 Km. de ancho, orientado NE-SO con buzamiento general E-SE y con mayor ángulo de buzamiento en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50° y que disminuye hacia el Este hasta alcanzar los 9° en cercanías de los pozos Yariguí-1 y Yariguí-8 Figura 38. La reinterpretación realizada con la información de los pozos perforados recientemente, no sugieren cambios esenciales en la interpretación estructural del Campo presentado en estudios previos únicamente se propone la presencia de cuatro discontinuidades adicionales (tres en el Bloque V y una en el Bloque III).

La Falla de Cantagallo, es el principal control estructural del Campo al Oeste, tiene un rumbo aproximado de N33°E y es considerada de tipo normal con un buzamiento casi vertical, su trazado fue verificado con la perforación del pozo YR-77 el cual perforó 50 pies de basamento cristalino del bloque Oeste de la falla. En general se estableció que en el sector norte, la falla está desplazada horizontalmente unos 100 m al Oeste. El desplazamiento vertical asociado a esta falla alcanza los 7000 pies, que en parte es debido a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de Terciarios al oeste de la falla. A pesar de esta interpretación de la Falla de Cantagallo, el estudio de geomecánica realizado recientemente para el Campo indica la dirección del esfuerzo principal máximo actual perpendicular a esta falla, lo que sugiere una componente importante compresiva de la misma. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y junto con la discordancia del Eoceno, son las responsables de la acumulación en el Campo

Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinal en cinco bloques Figura 38, de los cuales el bloque V contiene la

mayoría de las reservas del Campo y el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos, Cáceres 1976 y 1982 .Adicionalmente, un acuífero natural actúa al N-E de la estructura, a una profundidad entre -7200 TVDSS (bloque III) y -7950 TVDSS (bloque V).

**Figura 38. Mapa estructural al tope de las Arenas CG, interpretación**



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

La secuencia estratigráfica perforada por los pozos del Campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del Terciario, como se muestra en la Figura 39.

**Figura 39. Columna estratigráfica para el área del Campo Yariguí - Cantagallo.**

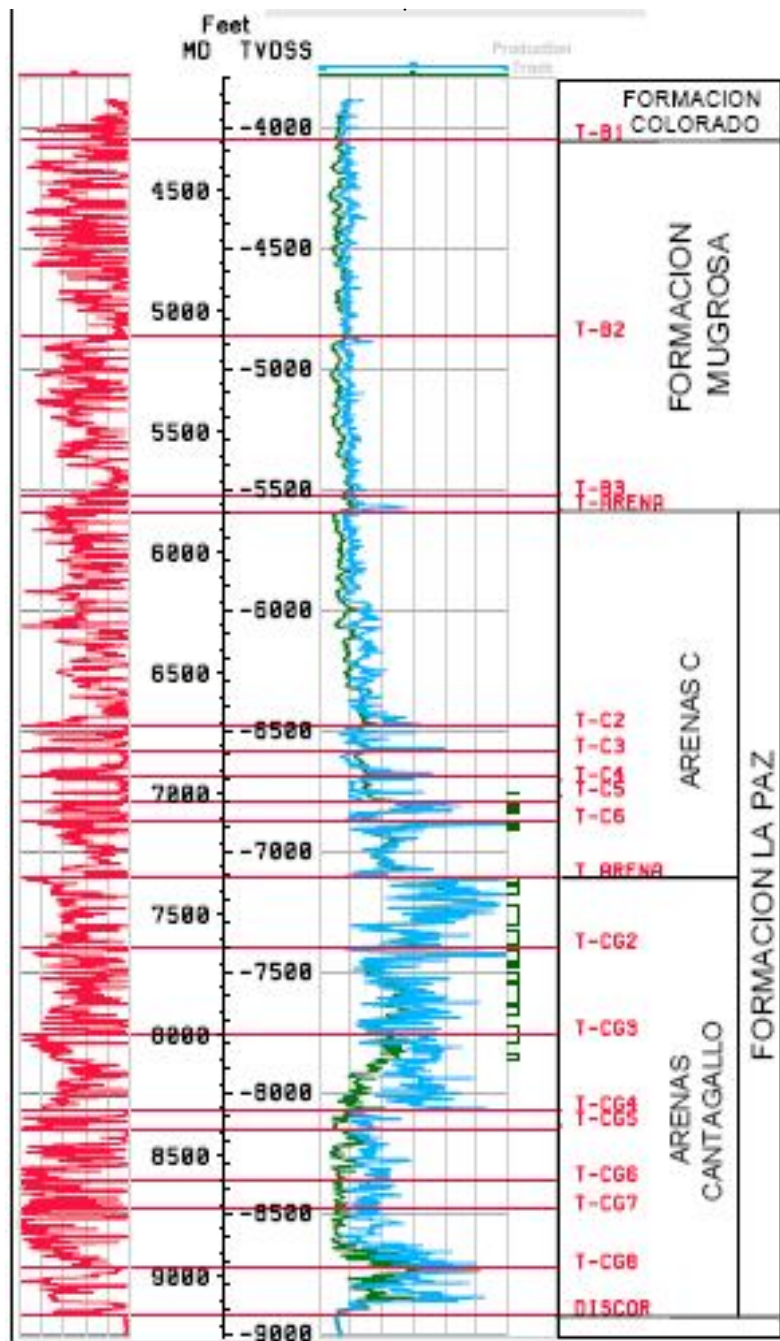
PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)		
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Tco)	La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
EOCENO	FM. MUGROSA (Tom)	Arenas B2		
		Arenas B3		
		Arenas C		
Cretaceo	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo		
	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kis)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (Kt)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Kirb)			
VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kits)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

Fuente: ECOPETROL S.A.

La reinterpretación estratigráfica realizada subdivide los yacimientos productores, en 17 unidades, de manera similar a la caracterización del estudio de Nieto et al. (2002) ocho en arenas CG, seis en arenas C y tres en arenas B. En ella, se reinterpretaron los marcadores renombrándolos como secuencias tratando de ubicar los topes en arcillas considerando que estas son estratigráficamente más continuas y fáciles de seguir Tabla 1. Así mismo, se interpretaron los topes de las formaciones Colorado (Cira Shale), Tope Arenas A, Mugrosa, B1 y B2 con el fin de que sirvieran para el control geológico durante la perforación de nuevos pozos. Adicionalmente, considerando la importancia que tendría la continuidad lateral de los “shales” que separan las secuencias CG1 a CG4 en un proceso de recobro secundario, principalmente en el Bloque V (Arenas CG), se interpretó el tope y la base de los mismos para construir mapas isópacos que mostraran la posible conexión vertical de estas secuencias.

La Figura 40 muestra el registro eléctrico de la secuencia Terciaria atravesada por el pozo UIS 13 con estas subdivisiones.

Figura 40. Registro pozo UIS – 13



Fuente: Autor.

**Tabla 1. Comparación entre las unidades estratigráficas definidas en el modelo del 2002 y la interpretación estratigráfica para el modelo actual del Campo Yariguí – Cantagallo.**

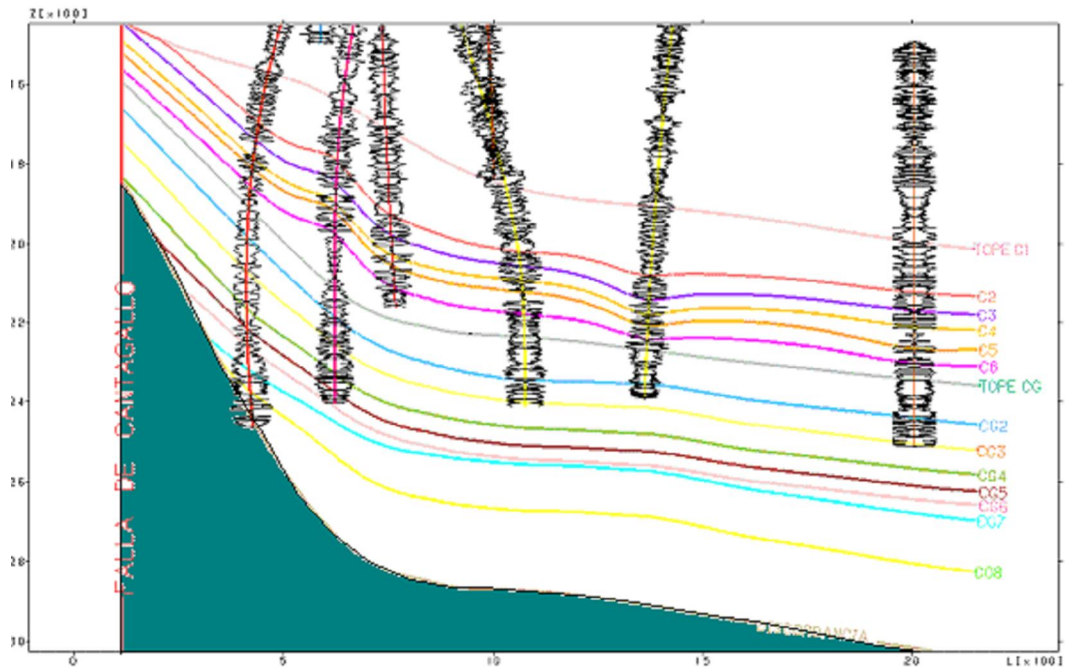
Formación	Yacimiento	Modelo 2002 Unidad	Modelo 2005 Secuencias
Colorado			Tope-Colorado (Cira Shale)
			Tope-Arenas A
Mugrosa	Arenas B		Tope Mugrosa
		B1	Secuencia B1
		B2	Secuencia B2
La Paz	Arenas C	B3	Secuencia B3
		C1	Secuencia Arenas_C
		C2	Secuencia C2
		C3	Secuencia C3
		C4	Secuencia C4
		C5	Secuencia C5
	Arenas CG	C6	Secuencia C6
		CG1	Secuencia Arenas_CG
			Shale CG1-CG2 Tope
			Shale CG1-CG2 Base
		CG2	Secuencia CG2
			Shale CG2-CG3 Tope
			Shale CG2-CG3 Base
		CG3	Secuencia CG3
			Shale CG3-CG4 Tope
	Shale CG3-CG5 Base		
CG4	Secuencia CG4		
CG5	Secuencia CG5		
CG6	Secuencia CG6		
CG7	Secuencia CG7		
CG8	Secuencia CG8		

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

La Formación La Paz, en el sector Occidental de la cuenca (Campo Yariguí – Cantagallo), se adelgaza, alcanza espesores de 2000 pies, se encuentra discordantemente sobre las formaciones del Cretáceo y está compuesta predominantemente por areniscas grawáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. A pesar que el ambiente de depósito inicialmente interpretado en los corazones de los pozos YR-13 y YR-14 como un sistema de abanicos aluviales, la interpretación obtenida del corazón del pozo CG-24 refleja un ambiente de depósito de canales fluviales amalgamados tipo

trenzado. La Figura 41 es un corte Este - Oeste para el Campo, que muestra el acúñamiento de la Formación La Paz sobre las Formaciones Cretáceas.

**Figura 41. Corte W-E Bloque V Central, reflejando el control estratigráfico ejercido por la discordancia. Se aprecian las 14 unidades genéticas subdivididas en los yacimientos de las Arenas C y Arenas Cantagallo**



Fuente: ECOPETROL S.A.

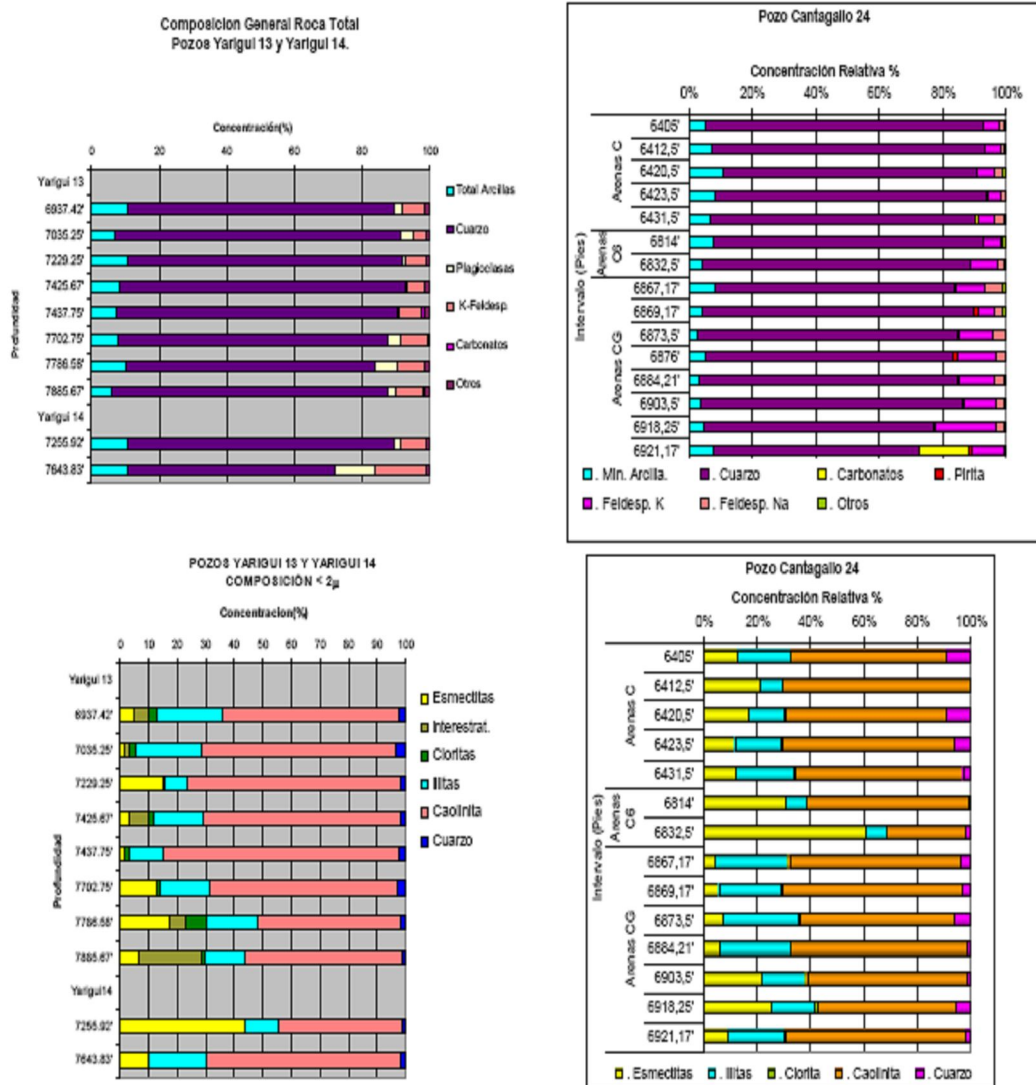
## 2.5 YACIMIENTOS PRODUCTORES

En el Campo hay tres yacimientos productores de hidrocarburos. El yacimiento principal, denominado Arenas CG y las arenas C y B3. Las arenas CG y C corresponden a la Formación Terciaria de La Paz y las arenas B3 corresponden al miembro basal de la Formación Mugrosa.

**2.5.1 Arenas cantagallo.** Las arenas Cantagallo son el yacimiento productor más importante del Campo, tienen un espesor total que varía entre 1000 y 2000 pies y se encuentran a profundidades entre los 5000 y 7900 pies bajo el nivel del mar. Se considera que fue depositada en un ambiente fluvial dominando por ríos de muy baja sinuosidad, con un nivel energético alto en un régimen de baja acomodación, en los cuales los depósitos de materiales arcillosos no presentan una extensión considerable en la horizontal debida la baja sinuosidad y a la superposición de otros canales fluviales. En la vertical los intervalos arcillosos fueron rodeados por nuevos canales, permitiendo de esta manera una buena continuidad de las arenas verticalmente. Las arenas CG son poco consolidadas y corresponden a areniscas de grano fino a grueso y conglomerados con intercalaciones de arcillolitas y esporádicos mantos de carbón. Las areniscas están compuesta principalmente por granos de cuarzo (65-85%), feldespatos (5-25%) principalmente potásicos y minerales arcillosos que varían entre un 3 y 11%, principalmente caolinita (50-80%) y esmécticas (5-20%).

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 300 pies y el área productora en el Campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad del orden de 136 mD.

Figura 42. Composición roca total y fracción de arcilla arenas CG y C.



Fuente: ECOPETROL S.A.

**2.5.2 Arenas C.** Las arenas “C” es el segundo yacimiento en importancia del Campo, tienen un espesor total que varía entre 800 y 1800 pies y se encuentran a profundidades entre los 4600 y 6600 pies bajo el nivel del mar. Se considera que los niveles de energía dominantes durante la depositación de este miembro disminuyeron y el régimen de acomodación aumentó, generando

un espacio mayor para la depositación de los cuerpos arenosos, lo que les confiere a estos cuerpos una discontinuidad mayor en la horizontal.

La energía con la que se depositaron los canales fue baja, lo que resultó en una baja capacidad erosiva de estos canales, permitiendo de esta manera una mayor preservación de la parte superior de los ciclos estratigráficos que corresponde a niveles arcillosos. De esta manera si los intervalos arcillosos que separan los desarrollos arenosos depositados por diferentes canales se preservan, la continuidad de estas arenas en la vertical es muy baja. Esta situación se presenta más notoriamente en la parte superior de estas arenas.

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 80 pies y el área productora en el Campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 19%.

**2.5.3 Arenas B3.** Las arenas B3, ubicadas en la parte basal de la formación Mugrosa, es el tercer yacimiento productor en importancia del Campo, tienen un espesor total aproximado de 60 pies y se encuentran a profundidades entre los 4500 y 6550 bajo el nivel del mar. Consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con shales de color azul a gris

El espesor promedio neto petrolífero (Net Pay) es de aproximadamente 40 pies y el área productora en el Campo es de 700 acres aproximadamente con una porosidad promedio de 20%.

## **2.6 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN**

De acuerdo con el comportamiento general de la producción primaria y los análisis de los diferentes estudios, se puede afirmar que en las arenas B y C de

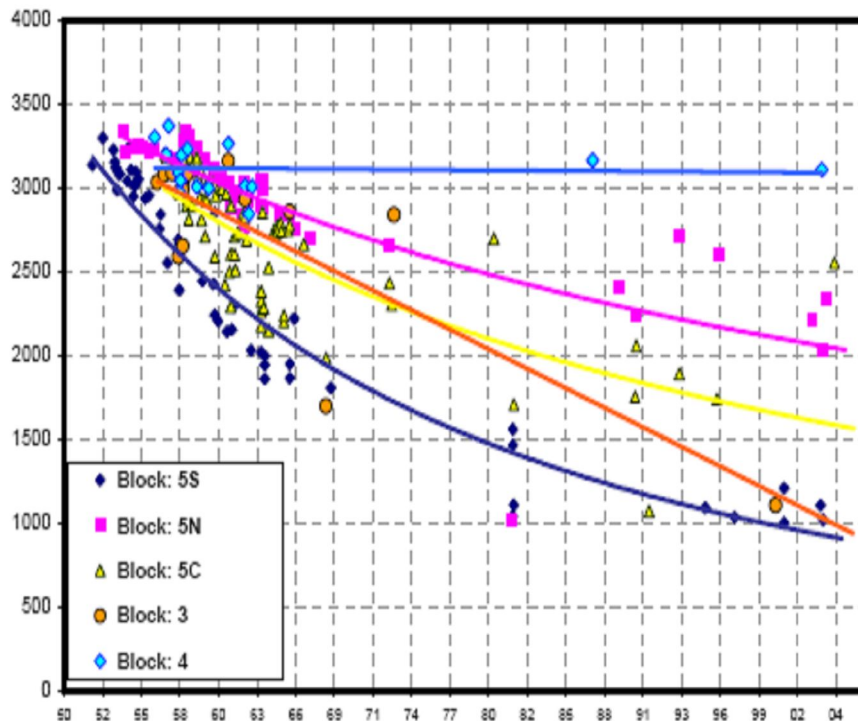
todos los bloques, el principal mecanismo de producción ha sido el de gas en solución; este mecanismo predomina igualmente en las arenas CG de los bloques II y III. En las arenas CG del bloque IV se ha producido principalmente por el empuje natural del acuífero y en las arenas CG del bloque V, se ha producido por un efecto combinado de expansión de gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional teniendo en cuenta el alto buzamiento (45-50°) cerca de la falla Cantagallo, los bajos acumulados de producción de los pozos localizados en ese sector y los altos volúmenes de los pozos localizados en su parte central (Figura 43). El comportamiento de la presión en cada bloque, es un indicativo de la importancia que tiene en cada uno de ellos el mecanismo de producción.

En las arenas CG del bloque V, el comportamiento de presión durante los 50 años de explotación (40% de abatimiento), el comportamiento de la producción de agua y la baja relación gas - petróleo de los pozos, demuestran un mayor efecto de empuje de agua en el sector norte del bloque, evidenciado en los pozos localizados bajos en la estructura (Figura 43, pozos YR-31, 37 y 69). En el Centro y Sur del bloque, de acuerdo con la historia de producción, predomina la expansión de gas en solución como mecanismo de producción, así lo demuestra el GOR a nivel de pozo, el cual varía desde la solubilidad en la parte baja de la estructura, del orden de 300 SCF/STB, hasta valores alrededor de 7,700 SCF/STB en los pozos localizados estructuralmente altos (pozos CG-10, 15, 17, 18 y 21, Figura 43). Sin embargo, en la parte baja, en el extremo Sur - Oriental, se han aislado parcial o totalmente las Arenas CG por su alta producción de agua en algunos pozos (YR-03, 17, 30, 24, 43, 54), lo que demuestra que el acuífero podría estar actuando a través de un canal preferencial en ese sector y que la falla que limita el bloque V al Sur no es completamente sellante, es decir habría entrada de agua desde el bloque III hacia el bloque V en esa área.



desarrollo adelantada entre los años 2003 y 2004, se actualizó la historia de presiones y se estima que la presión promedio actual del yacimiento en las arenas CG podría estar entre 900 y 2500 psi en el bloque V, en los bloques II y III podría estar entre 800 y 1200 psi y en el bloque IV estaría entre 2900 y 3200 psi. En las arenas C, de igual forma que en las arenas CG, la presión de yacimiento varía de bloque a bloque y depende del grado de desarrollo en cada uno de ellos; en el bloque V la presión promedio del yacimiento varía entre 900 y 2600 psi. Las arenas B, son las que mayor presión, tienen actualmente en el Campo una presión del orden de 2600 Psi, debido a que han sido explotadas en muy pocos pozos a lo largo del Campo.

**Figura 44. Comportamiento histórico de presiones, arenas CG, Campo Yariguí – Cantagallo.**



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

## 2.8 PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS

Las propiedades de rocas para las arenas CG se obtuvieron del estudio de caracterización petrofísica realizada por el Departamento de Yacimientos de ECOPETROL. El estudio integra la información geológica, registros de pozo, producción y la data existente en los estudios realizados por SHELL en los corazones de los pozos YR-13 y 14 y en los análisis complementarios realizados a esos mismos pozos durante el año 2000, así como los análisis realizados en los corazones recientes, tomados en el pozo CG-24.

Para la definición de las principales propiedades de los fluidos, se revisó la información de los doce estudios de PVT existentes: seis realizados al inicio de la explotación del Campo, tres en arenas CG, uno en C y dos con producción conjunta de arenas C y CG; los siete restantes fueron realizados posteriormente, mucho tiempo después de haberse iniciado la producción, dos en arenas CG, dos en C y tres con producción conjunta de arenas C y CG. Considerando el hecho que al momento del muestreo el pozo estaba produciendo de más de una zona (producción conjunta), cinco PVT no se consideran representativos de los fluidos originales de los yacimientos. La Tabla 2 muestra la información general de los PVT tomados en las arenas CG.

**Tabla 2. Propiedades básicas de los PVT arenas CG, Campo Yariguí-Cantagallo**

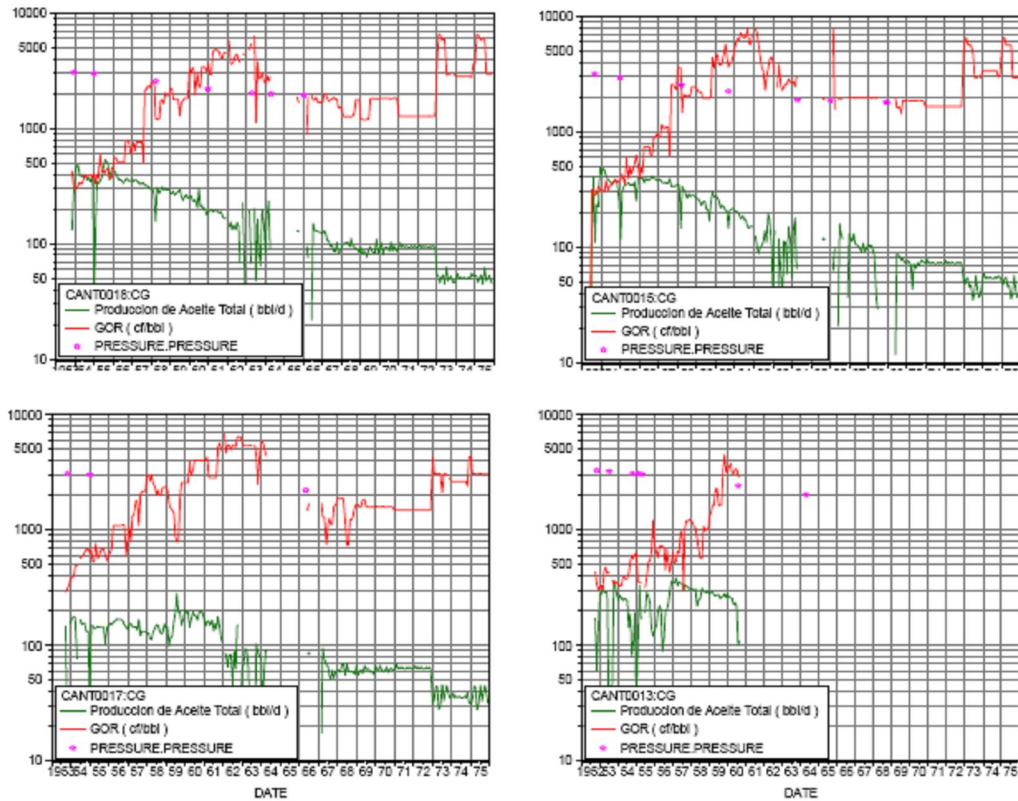
<b>POZO</b>	<b>CG-12</b>	<b>CG -13</b>	<b>CG -15</b>	<b>YR -2A</b>	<b>YR -44</b>
<b>INFORMACION GENERAL</b>					
Bloque	5S	5S	5S	5S	4
Arena	CG	CG	CG	CG	CG
Prof. Pozo TVD (pies)	6387	6913	6443	7124	-
Tope Perforaciones (pies)	6437	6918	6286	7190	7322
Base Perforaciones (pies)	6805	7358	7060	7924	7340
Facha Terminación (cañoneo)	14/09/49	21/10/52	17/07/53	19/08/54	22/01/79
Fecha Muestreo PVT	01/01/86	13/12/52	28/09/53	22/04/55	12/08/98
<b>PROPIEDAD</b>					
Temperatura yacimiento (°F)	140	140	135.9	138	137.5
GOR Recombinación (scf/bbl)	316	322	283	345	-
<b>Pb Flash (psig)</b>	<b>3000</b>	<b>2911</b>	<b>2425</b>	<b>3248</b>	<b>1340.3</b>
<b>Pb Diferenc (psig)</b>	<b>3000</b>	<b>2911</b>	<b>2430</b>	<b>3270</b>	<b>3270</b>
Gravedad específica Oil	0.9340	0.9314	0.9292	0.9311	0.903
Gravedad específica Gas	0.6050	0.634	0.62	0.62	-
Viscosidad Crudo aTycto (cP)	14.5	43.8	22.5	12.5	14.2

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

Con base en las presiones de burbuja (Pb), reportadas en los PVT's de las arenas CG, y los registros iniciales de presión realizados en el Campo, los cuales indican que la presión original del yacimiento era aproximadamente 3250 psi, a un DATUM de 7000 pies TVDSS, este yacimiento se encontraban inicialmente subsaturado a una temperatura promedio de 138.5 °F, es decir, no existía capa de gas inicial. Sin embargo, las diferencias en las presiones de burbuja de los PVT realizados en las arenas CG, generan un alto grado de incertidumbre y cuestiona la representatividad de las pruebas. Estas diferencias, son debidas principalmente al GOR de recombinación, teniendo en cuenta que el GOR de producción de los primeros pozos perforados en el bloque V, en promedio fue de 300 SCF/BL. Con base en estas consideraciones, la presión de yacimiento en el momento del muestreo y el hecho que la presión de burbuja reportada en el PVT es similar a la presión de yacimiento observada cuando los pozos comenzaron a incrementar su GOR el

PVT del pozo YR-2A se considera el más representativo para el petróleo crudo contenido en las arenas CG.

**Figura 45. Comportamiento histórico de presiones, arenas CG, Campo Yariguí – Cantagallo**



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

Adicionalmente, se dispone de estudios de caracterización que determinan que el petróleo contenido en las arenas Cantagallo y C, es de tipo asfálténico y presentan propiedades muy similares. Las arenas Cantagallo producen un crudo de 20° API y las arenas C un crudo muy similar de 20.6° API.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de las propiedades promedio de rocas y fluidos de para las arenas CG.

**Tabla 3. Propiedades básicas de los PVT de Yariguí – Cantagallo**

PROPIEDADES	Arenas CG
Datum	7000
Presión inicial Ycto: Piy (Psi)	3250
Temperatura Yacimiento: Ty (°F)	138
<b>ROCA</b>	
Porosidad (%)	19
Permeabilidad (mD)	136
Saturación de agua inicial (Swi-%)	32
Saturación de agua irreducible (Swir-%)	32
Saturación de aceite residual (Sor-%)	23
<b>FLUIDOS</b>	
Presión de burbuja (Psi)	3000
RGA Inicial (Scf/bbl)	300
FVF Inicial : Boi (Rb/STB)	1.12
Gravedad específica Oil	0.93
Gravedad específica Gas	0.63
Gravedad API (°API)	20
Viscosidad Crudo a Pb y Ty (cP)	10
Fracción Molar C7+ (%)	52.4

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

**2.8.1 Porosidad ( $\Phi$ )** De acuerdo con los datos de la evaluación petrofísica, la porosidad (promedio aritmético) para las arenas CG en el bloque V es de 19%. A nivel de unidades la porosidad es uniforme como se muestra en la Tabla 4. Sin embargo, se resalta que la mayor representatividad la tienen las primeras cuatro unidades, ya que estas fueron atravesadas por un mayor número de pozos, entre 43 y 67 pozos; la unidad CG5 fue penetrada por 20 pozos y las unidades CG6 a CG8 solo fueron penetradas entre 5 y 12 pozos.

**Tabla 4. Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí – Cantagallo.**

PROPIEDAD	SUBUNIDADES								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Porosidad promedio (aritmético)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.18	0.20	0.19

Fuente: ECOPETROL S.A.

**2.8.2 Permeabilidad (K)** En forma similar que para porosidad, los valores de permeabilidad (promedio aritmético) para las ocho subunidades de las arenas CG en el mismo bloque, son similares, como se muestra en la Tabla 5. Adicionalmente, la poca diferencia existente (6 a 9%) entre los promedios aritmético y geométrico de permeabilidad para cada unidad es un indicativo de homogeneidad de esta propiedad a lo largo de todo el Campo, contrario a lo que se esperaría, puesto que se considera que el yacimiento es bastante heterogéneo.

**Tabla 5. Permeabilidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí – Cantagallo.**

PROPIEDAD	SUBUNIDADES								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Permeabilidad promedio (aritmético)	183	197	189	173	173	122	95	118	156
Permeabilidad promedio (geométrico)	171	182	172	157	149	94	78	105	136

Fuente: ECOPETROL S.A.

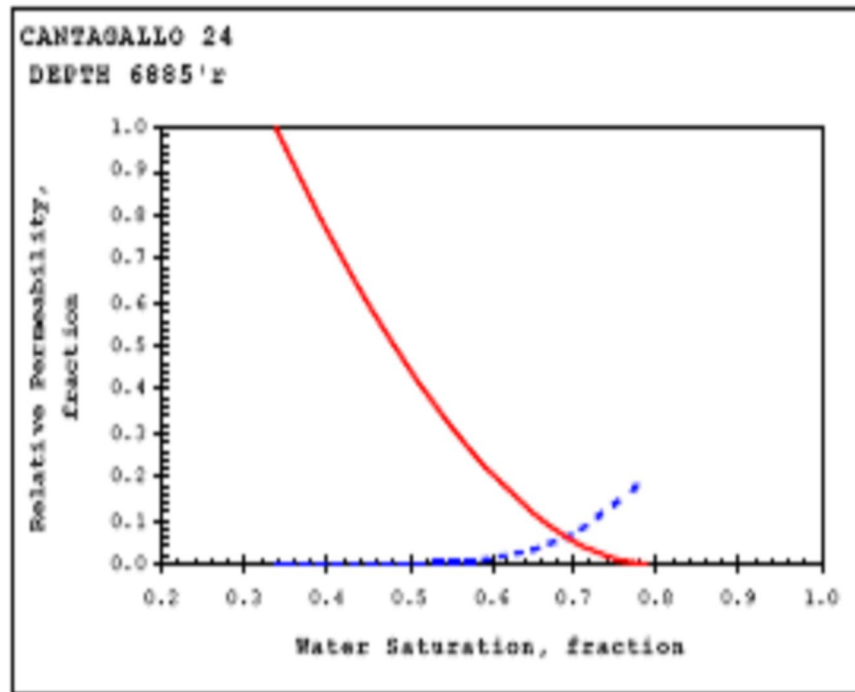
**2.8.3 Saturación de agua (Swir)** Para la determinación de la saturación de agua irreducible, se consideró los análisis de presión capilar con mercurio realizados por SHELL y los análisis complementarios realizados por ECOPETROL sobre núcleos de los corazones de los pozos YR-13, 14 y CG-24 durante los años 2000, y 2004. Adicionalmente, se contó con análisis de permeabilidades relativas realizados en muestras nativas y en muestras con restauración y sin restauración de mojabilidad. La saturación de agua irreducible promedio determinada para las arenas CG es de 32%, la cual es muy similar a la reportada por SHELL.

**2.8.4 Saturación de aceite (Sor)** La saturación de aceite residual se determinó a partir del análisis de las permeabilidades relativas realizadas en los núcleos del pozo CG-24. Las saturaciones residuales obtenidas para las arenas CG, varían entre el 19 y el 50%, siendo especialmente altos en los análisis realizados en las muestras nativas, con un promedio de 48% y exhibiendo en general una tendencia humectante al crudo. La saturación de aceite residual determinada para las arenas CG es de 23%, la cual es similar a la reportada por SHELL.

**2.8.5 Permeabilidades relativas (Kro, Krw)** Con el fin de soportar el proyecto de inyección de agua se realizaron análisis complementarios de permeabilidad relativa agua - aceite en los núcleos del pozo CG-24, porque los análisis existentes realizados en los pozos YR-13 y 14 fueron considerados no representativos. Los análisis que se realizaron en muestras de las arenas C y CG en el pozo CG-24, cuyas propiedades básicas se muestran en la Tabla 6, cuatro de ellos se realizaron en muestras nativas, una de arenas C y tres de arenas CG. Además, se realizaron dos análisis adicionales en arenas CG para determinar las permeabilidades relativas de dos formas: con y sin restauración de mojabilidad. Los resultados muestran que las muestras 6405', 6868' y 6885 presentan tendencia a ser mojadas por agua mientras que las muestras 6882' y 6916' exhiben una tendencia humectante al crudo, estas tendencias fueron confirmadas observando el comportamiento de producción de aceite después

de la irrupción. Con los resultados de la Tabla 7 y los datos reportados en estudios previos, se determinó como representativo el análisis realizado en la muestra con restauración de mojabilidad Figura 46.

**Figura 46. Curva de permeabilidades relativas, representativa de arenas CGO**



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

**Tabla 6. Propiedades básicas, muestras para permeabilidades relativas arenas C y CGO**

Basic Core Properties Cantagallo 24						
Sample No.	Depth (feet)	Porosity (%)	Pore Volume (cc)	Air Permeability (%)	Core Length (cm)	Core Diameter (cm)
6405n	6405.5-6405.58'	23.9%	26.6	175	10.296	3.709
6868n	6868-6868.21'	23.5%	35.6	372	13.454	3.784
6882n	6882-6882.17'	22.2%	43.4	524	11.84	3.799
6916n	6916-6916.17'	24.4%	35.4	591	13.03	3.763
6885e	6885'	25.6%	21.5	678	7.51	3.802
6885r	6885'	25.6%	21.5	678	7.51	3.802

e = extraída  
n = nativa  
r = restaurada

Fuente: ECOPETROL S.A.

**Tabla 7. Resumen de resultados de permeabilidades relativas arenas C y CG.**

Summary of Water-Displacing-Oil Production Data Cantagallo 24							
Sample No.	Depth (feet)	Pore Volume (cc)	Core Length (cm)	Swir (%)	Oil Perm @Swir (md)	Swr (%)	Water Perm @Swr (md)
6405	6405.5-6405.58'	26.6	10.296	30.0%	111.1	28	4.7
6868	6868-6868.21'	35.6	13.454	32.3%	324.4	38	15.8
6882	6882-6882.17'	43.4	11.84	25.0%	689.1	47.3%	32.7
6916	6916-6916.17'	35.4	13.03	25.5%	495.5	50.0%	41.4
6885	6885'	21.5	7.51	32.4%	496.7	19.3%	86.9
6885r	6885'	21.5	7.51	33.9%	580.8	19.1%	126.2

Fuente: ECOPETROL S.A.

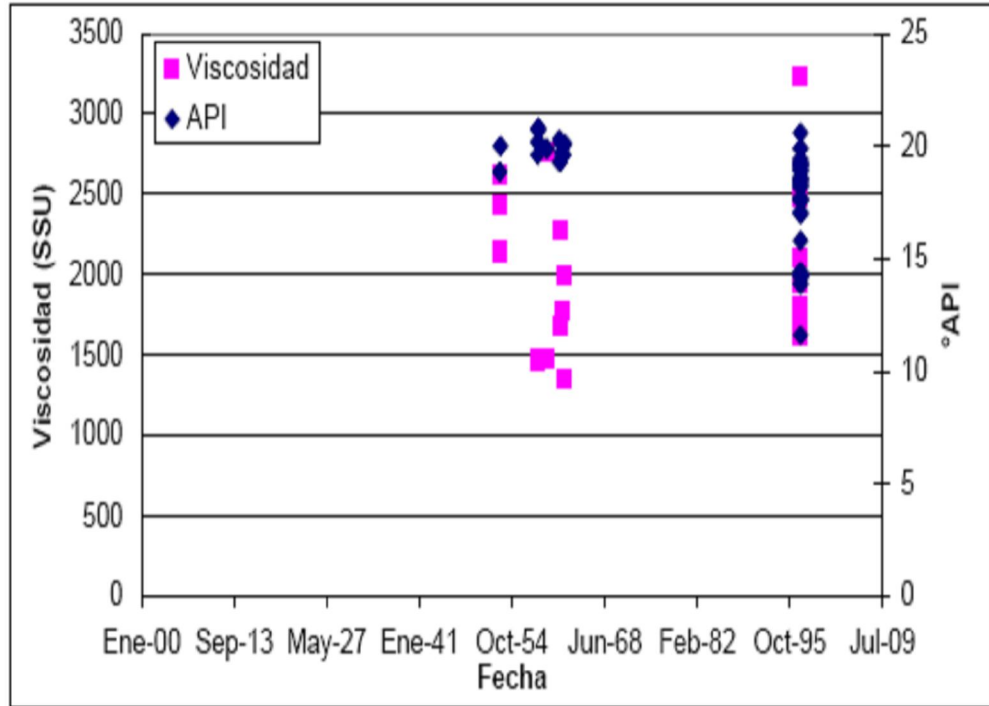
**2.8.6 Gravedad API y viscosidad.** La gravedad API y la viscosidad del petróleo del Campo Yariguí - Cantagallo varían dependiendo del bloque, la posición estructural y la zona productora. Con la información existente se determinó los valores promedio iniciales para cada uno de los yacimientos Tabla 8. Sin embargo, no se logró determinar la variación de la gravedad API y la viscosidad con el tiempo, pero se cree que estas han cambiado, debido a la desgasificación del petróleo, así lo parecen indicar la Figura 47, en la que se presentan dos muestreos realizados en diferentes pozos y se observa que hay variación de las propiedades a este nivel.

**Tabla 8. Rango de Viscosidades y Gravedad API para los crudos del Campo Yariguí - Cantagallo.**

YACIMIENTO	VISCOSIDAD (SSU) a 85 °F		GRAVEDAD API	
	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
Arenas B	4620	4620	18.3-18.5	18.4
Arenas C	1200-1670	1435	20.1-20.8	20.6
Arenas CG	1200-3500	2100	18.2-21.1	20

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

Figura 47. Comportamiento de la °API y la viscosidad del crudo Arenas Cantagallo.



Fuente: ECOPETROL S.A.

### **3. METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO**

#### **3.1. ANÁLISIS NODAL DEL POZO:**

**3.1.1. Oportunidades de aumentar la oferta de energía y fluidos de yacimientos.** El impacto de la remoción de daño y/o pseudo daño sobre la producción del pozo puede ser cuantificado en bpd cuando se conocen los parámetros que definen el comportamiento de la afluencia de la formación productora, por ejemplo , la permeabilidad relativa, espesor de arena neta asociada al cañoneo, radio de la zona dañada , radio de drenaje radio del pozo, densidad de cañoneo (tiros por pie), longitud del túnel perforado , área de las perforaciones (calibre del cañón), permeabilidad vertical, penetración parcial ó cañoneo parcial.

**3.1.2. Oportunidades de disminuir la demanda de energía para levantar fluidos del yacimiento.** De la misma forma se debe cuantificar el impacto de la eliminación de restricciones (cuellos de botella) encontrados en la infraestructura instalada, sobre la producción del pozo, por ejemplo: bajar el punto de inyección del gas de levantamiento a través de un rediseño de la instalación, bajar la presión de separación en la estaciones donde se pueda hacer dicho cambio, cambiar el diámetro de la línea de flujo, cambio de método de producción etc.

## **3.2. PRESELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS**

Para el campo cantagallo serán valorados los pozos activos que cuenten con sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible y de los mismos aquellos con los que se disponga de toda la información requerida para el *ANALISIS NODAL* y la simulación en *WELLFLO™*.

**3.2.1. Pozos BES.** El campo cantagallo cuenta con 25 pozos activos BES con una producción neta de 6440 bpd estos pozos se encuentran distribuidos en los bloques IV Y V C del campo.

## **3.3 NODO SOLUCIÓN PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES Y CABEZAL**

Se tomo la decisión de emplear estos 2 nodos para la evaluación del sistema pues permite observar el comportamiento de la producción en función de los cambios de skin y de radios de tubería de superficie, solo se tendrán en cuenta estos 2 parámetros de optimización dadas las recomendaciones del tutor de la empresa y tutor uis puesto que la empresa cuenta con la viabilidad técnica y económica de hacer cambios en superficie, adicional a esto el crudo del campo no posee problemas de depositacion de parafinas lo cual sería un limitante a la hora de escoger dicha opción y a futuro se prevé una campaña de fracturamiento y acidificaciones para el campo con lo que de este análisis podrían salir los pozos candidatos para dicha campaña.

### 3.4 METODOLOGÍA.

Para hacer sistemática la aplicación del análisis nodal a cada pozo, la metodología propuesta está estructurada en cuatro secciones para facilitar su entendimiento. Estas secciones corresponden a:

- Recolección y validación de la información de los pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible en las Estaciones de Flujo en estudio.
- Utilización del simulador *WELLFLO™* para obtener el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos.
- Optimización del sistema de producción de la Unidad de Explotación aplicando el simulador *WELLFLO™*.
- Aplicación, análisis de los resultados y recomendaciones.

A continuación se presenta paso a paso como se realizó la construcción y optimización tomando como base el pozo **UIS -113**

**3.4.1 Recopilación de la información.** La información recopilada para efectos de la simulación se puede dividir en tres tipos: data permanente, semi-permanente y variable. La data permanente es aquella que no varía con el tiempo como tipo de completación, diámetro y longitud de las líneas de flujo, gravedad específica del gas de inyección, gravedad del gas de formación y grados API.

La data semi-permanente es aquella que varía poco con el tiempo como yacimiento o zona productora, presión de yacimiento, presión de múltiple, diámetro de reductor. La data variable es aquella que varía con el tiempo como tasa de producción, RGP de formación, corte de agua y sedimentos, presiones de Casing, Tubing y línea entre otras.

Para lograr un mejor desarrollo de esta fase, es conveniente realizar una secuencia lógica de recopilación de la información en función de la data necesaria para realizar las simulaciones. La secuencia de recolección es la siguiente:

En primer lugar, validación de la información en cuanto a pozos activos asociados al sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible, mediante el trabajo en conjunto con los Ingenieros de Optimización y Control de Producción del campo los cuales a través de tablas de datos suministran: número de pozos activos de la Estación, nombre y condiciones de operación actuales de cada pozo.

Continuando con la estrategia planteada se revisan las carpetas de archivos de pozos, con el fin de actualizar y verificar las condiciones mecánicas y de completación de cada pozo, así como también, verificar el registro de las últimas pruebas fluyentes, estáticas y Build Up.

*Las Carpetas de Archivos de Pozos*, están localizadas en la unidad de sistema (L) en la sección de control de producción de acceso a todo el personal de la misma. Estas carpetas contienen información referente a detalles de la completación del pozo y otros datos de producción, cuya actualización es responsabilidad de la Unidad de control de Producción.

En las carpetas se encuentran los diagramas mecánicos de los pozos y en las carpetas de vida se verifica información correspondiente a: características de la tubería de producción y revestidor de producción, punto medio de las perforaciones, profundidad total del pozo, intervalos abiertos, tipo de reductor, yacimiento completado entre otros.

Una vez obtenida la data correspondiente a la completación de los pozos, se recopila la información referente a la longitud y diámetros de las líneas de flujo la cual es suministrada, por intermedio del Ingeniero custodio de cada Estación, directamente por el personal de infraestructura.

#### **Los datos recopilados:**

##### **➤ DATOS DE YACIMIENTO:**

- Presión estática (Pws)
- Temperatura del yacimiento
- Mecanismo de producción
- Ubicación geográfica
- Profundidad.

##### **➤ DATOS DEL POZO:**

- Método de producción
- Potencial
- Longitud media de las perforaciones
- Ubicación geográfica
- Completación mecánica
- % AyS.
- Relación Gas - petróleo (RGP)
- Tendencia / histórico de producción

- Arenas productoras
- Gravedad API

➤ **DATOS DE SUPERFICIE:**

- Diámetro y longitud de las líneas de producción.
- Presión / temperatura del separador general
- Presión de entrada a los múltiples de producción y prueba
- Últimos trabajos realizados
- Presiones de operación

**3.4.2 Simulaciones en wellflo™.** Esta fase representa el elemento de mayor importancia para cumplir con los objetivos propuestos en este trabajo. Una vez recopilada y validada la información derivada de las anteriores etapas se procede a la simulación de los pozos en estudio. Para esto se usa el simulador *WELLFLO™*, que permite analizar el comportamiento de cada pozo por separado, teniendo en consideración que los pozos a simular tienen como característica especial el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible, debido a que el simulador permite evaluar pozos en BES solo en esta forma.

**3.4.2.1. Introducción wellflo™.** El software de análisis de sistemas *WELLFLO™* es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio. El uso del software *WELLFLO™* resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

**3.4.2.2 Aplicaciones.** El paquete de software *WELLFLO™* es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado *WELLFLO™* puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo
- Diseño de completación para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo
- Diseño de levantamiento artificial
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo

- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio.

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

- Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio
- Múltiples modelos de completación y perforación
- Análisis detallado de skin
- Modelado detallado de PVT de fluidos
- Modelos de crudo negro para petróleo y gas
- Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil
- Ajuste de data de laboratorio
- Predicción de comportamiento del fluido

**3.4.2.3 Modelado de influjo de pozo y completación** El influjo de pozo es un factor importante en el desempeño de un pozo. La interfaz de *WELLFLO<sup>TM</sup>* permite ingresar un PI, presión de reservorio y modelo de influjo tal como Vogel, si la información es limitada. Alternativamente, data detallada de completación, incluyendo zona dañada, desviación del pozo, penetración parcial, especificación de perforación, información de empaque de grava y geometría de la fractura puede ser toda ingresada para predecir el efecto sobre

la productividad del pozo (esto puede ser lograda para pozos tanto verticales como horizontales).

Un modelo multicapas es incluido para sistemas compuestos, con cada capa teniendo su propio modelo de fluido, completación e influjo. Esto beneficia a los ingenieros petroleros que diseñan nuevas completaciones ó diagnostican problemas de desempeño. Un sofisticado modelo de influjo de tasa de flujo másico constante puede ser usado para incluir efectos de permeabilidad relativa. Estos pueden ser ingresados a través de tablas ó coeficientes de Corey. Esto provee una técnica extremadamente precisa para pronóstico de desempeño en reservorios de condensado y casquete gaseoso, y es especialmente útil al predecir el desempeño al cambiar las condiciones del reservorio y de las fracciones de fase en dichos campos.

**3.4.2.4 Sistemas de bombeo electro-sumergible.** Los ingenieros de EPS han trabajado extensamente con los fabricantes de bombas para asegurar que los cálculos ejecutados por el software *WELLFLO<sup>TM</sup>-ESP* sean rigurosamente precisos. El programa cuenta con una base de datos completa de curvas de desempeño de bombas para todos los modelos de los principales fabricantes. Estas curvas son usadas como la base para los cálculos de diferencial que son luego ajustados para densidad de fluido, frecuencia de bombeo, número de etapas y otras variables de sistema. Esto significa que cálculos confiables de desempeño de bomba son ejecutados en toda condición de operación. El beneficio de incluir modelado de bombas dentro del software es que el mismo permite que una bomba sea modelada tal como se instaló en el pozo real, tal como en un pozo horizontal, con un tipo de fluido particular. Esto es más exacto que modelar el desempeño de la bomba sin considerar otras características del pozo.

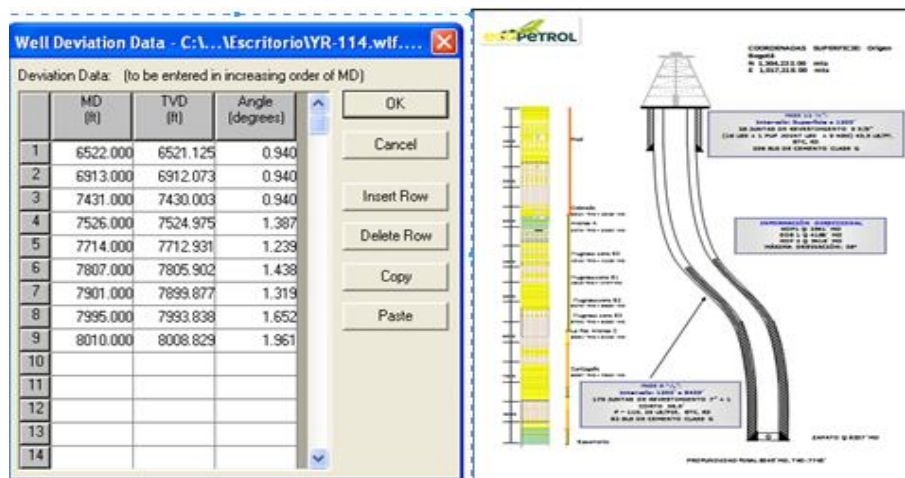


**3.5.1.1** Se procede a dibujar el sistema Subsuelo del pozo usando la sección “Data Preparation o a través de la sección Edit”.

**3.5.1.2** Se verifica el tipo de producción que presenta el pozo: Pozo fluyendo por tubular, Pozo fluyendo por anular. Para esto, se selecciona en el canal “Well and Flow Type”. De ser un pozo que fluye a través del tubular el procedimiento a seguir es el siguiente:

**3.5.1.3** Tomando en cuenta el diagrama de completación mecánica del pozo se verifica si tiene desviación. De ser positivo, a través de la sección de “Deviation Data- Well data”, se procede a cargar la información referente a Measure Depth MD y el ángulo de desviación. Considerando que se debe cargar la información desde la profundidad de la ventana o desviación superior, siguiendo por los picos importantes de desviación hasta la profundidad de las perforaciones. La información de desviación es obtenida de los reportes Survey de cada pozo.

**Figura 49. Ventana para señalar la desviación del pozo Wellflo™**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.1.4** Seguidamente se carga la data correspondiente a diámetros de tuberías, Casing y demás especificaciones de completación por medio de la sección “*Equipment Data*”. Se debe verificar que en la celda “*Type*” se especifique Casing o Tubing según sea el caso en la completación. Ver figura anexa.

**Figura 50. Pantalla “Equipment Data- Well Data”**

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
6522.000	3.500	9.300	2.973	0.00120	6.194	90.000	Tubing	Casing
6913.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		90.000	Casing	MID-PERF
7431.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		90.000	Casing	Casing
8010.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		90.000	Casing	Casing

**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.1.5** Continuando con la sección “*Equipment Data- Surface data*”, se procede a cargar la información de diámetro de Choke, diámetro y longitud de la línea de flujo.

**Figura 51. Pantalla “Equipment Data- Surface Data”**

Lwh (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Insul. Dia (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
424.000	3.500	7.580	2.654	0.00120	0	90.000	Flow Line	Linea 3'
424.000						90.000	Manifold	Manifold
3239.000	6.625	18.970	6.077	0.00120	0	90.000	Flow Line	Linea 6"

**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.1.6** En la opción “ESP data” se procede a cargar la información referente a la profundidad de de la bomba electro-sumergible, frecuencia de operación, temperatura de operación.

**Figura 52. Pantalla “ESP Data”**

**System Editor: ESP Data**

**Pump environment**

Measured depth: 6522.000 ft  
 Min Equ't O.D.: 0 in  
 Max Equ't O.D.: 6.184 in  
 Operating frequency: 48.0 Hz  
 Upstream temperature: 100.000 degrees F  
 Pump name: ESP

**Wear factors/Efficiencies**

Pump wear factor: 1.000 (fraction)  
 Head Factor  Power Factor  
 Motor wear factor: 1.000 (fraction)  
 Gas separator present  
 Separator efficiency: 0.800 (fraction)

**Calculation options**

Viscosity corrections  
 Gassiness corrections  
 Lower threshold: 1.000  
 Upper threshold: 2.000

Design pump only  Analyse pump

**Analysis equipment**

Pump model: [dropdown]  
 Min flow rate: 0 bbl/day  
 Max flow rate: 0 bbl/day  
 Number of stages: [dropdown]  
 Motor model: [dropdown]  
 Nameplate rating: [dropdown]  
 Operating rating: [dropdown]  
 Cable size: [dropdown]

Buttons: OK, Cancel, Delete, Plot

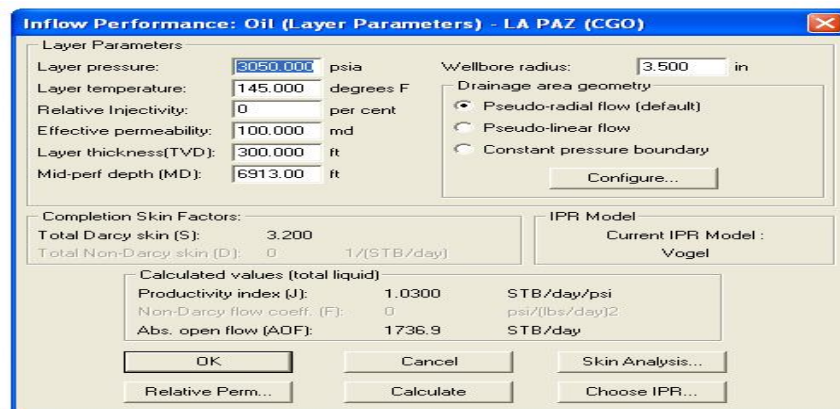
**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.1.7** Para el caso de un pozo que fluye por anular se procede en primer lugar a activar la celda de flujo por anular en la sección “*Well Flow Type*”. En la sección de “*Equipment Data*” se procede a cargar información de completación tal y como se hizo en el paso 4. Pero se debe verificar lo siguiente: Los tramos de tuberías que sean colocados desde el fondo del pozo hasta la profundidad en la cual se fluye por el anular se especificaran en la celda “*Type*” como *Casing* inclusive si se trata de tubería, y desde la profundidad en el cual fluye por el anular hasta superficie se especifica como *Tubing*.

### 3.5.2 Carga de data para la simulación

**3.5.2.1** Una vez cargada la información de completación del pozo se procede de la siguiente manera: haciendo uso de la sección “*Data Preparation - Layer Parameters- Edit Data*”, se monta información de yacimiento: Presión de Yacimiento, temperatura, permeabilidad, espesor efectivo de arena, radio del pozo y daño. En esta misma sección se escoge el tipo de modelo de flujo VOGEL.

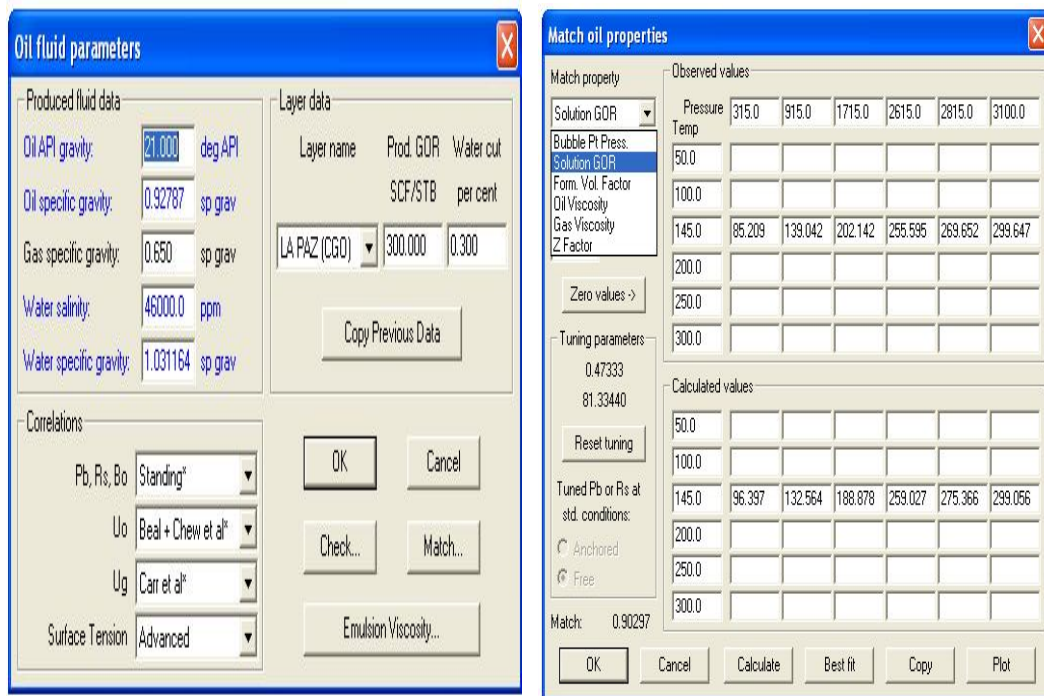
**Figura 53. Pantalla “Layer Parameters”**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

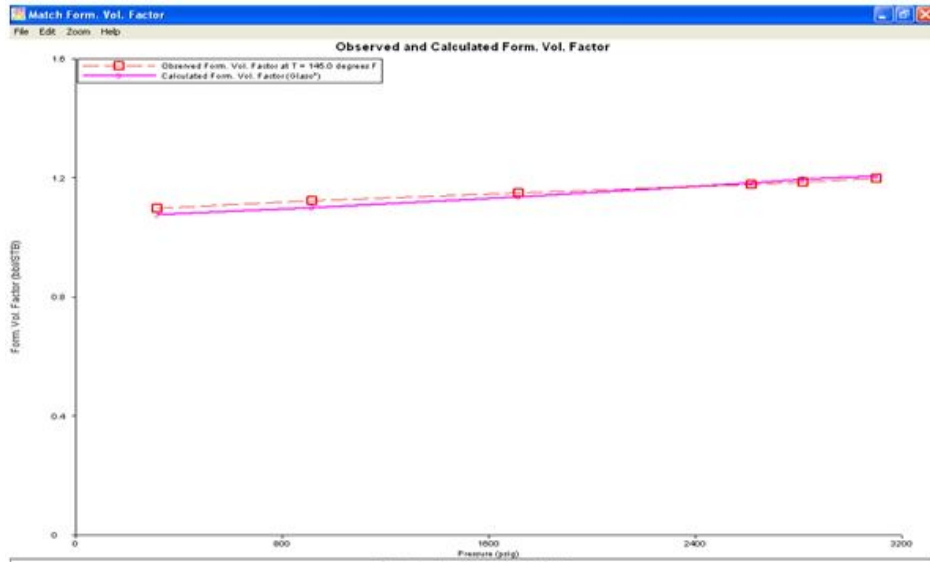
**3.5.2.2** En la sección “Data Preparation- Fluid Parameters” se coloca la información correspondiente a las propiedades del fluido: gravedad API, gravedad específica del gas de formación, gravedad específica del agua de formación, RGP, corte de agua, especificaciones en cuanto a emulsión en el pozo, datos de pruebas PVT los cuales son ajustados con la correlación de Standing.

**Figura 54. Pantallas “Fluid Parameters”**



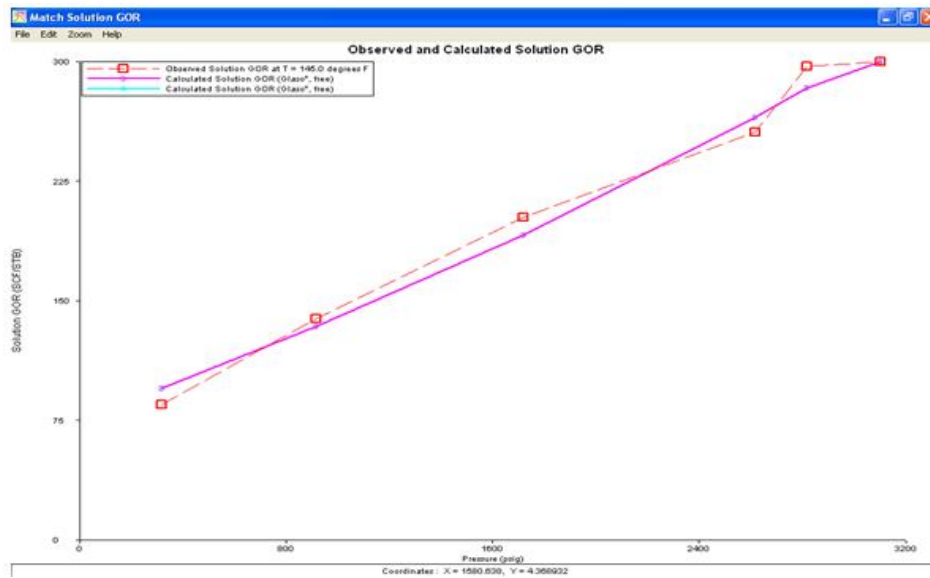
**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 55. Factor volumétrico Bo. correlacionado (glasso).



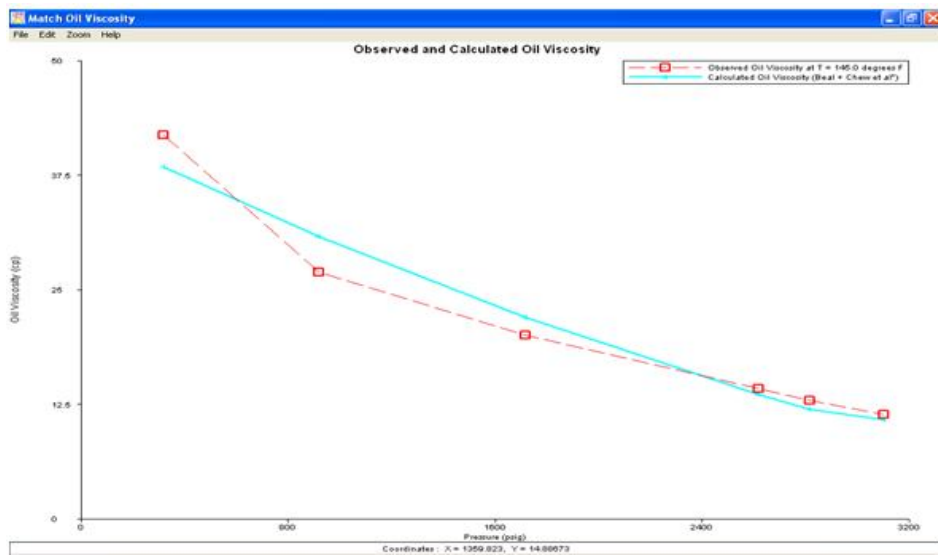
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 56. Relación gas aceite GOR correlacionado (glasso, free).



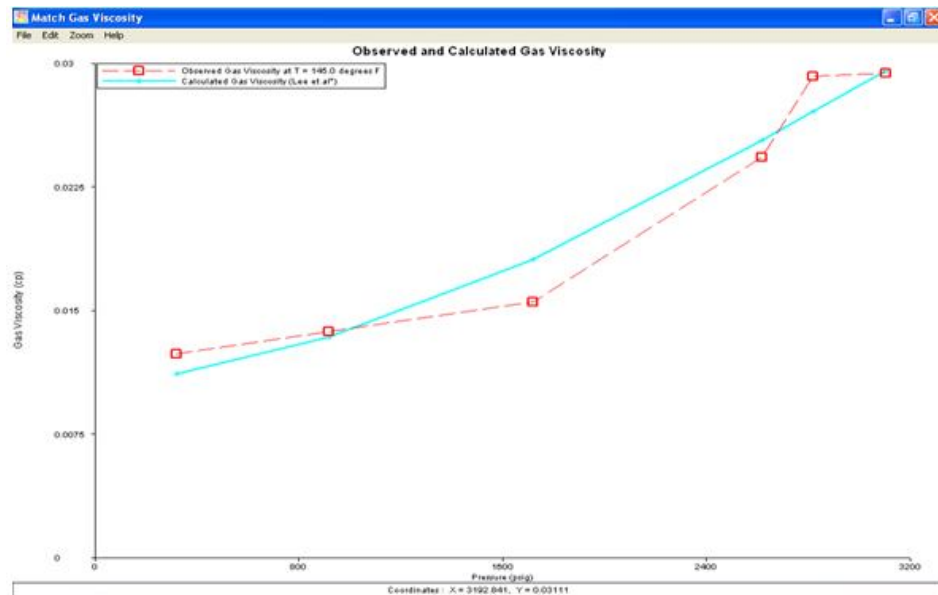
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 57. Viscosidad del aceite correlacionada (beal+ chew et al)



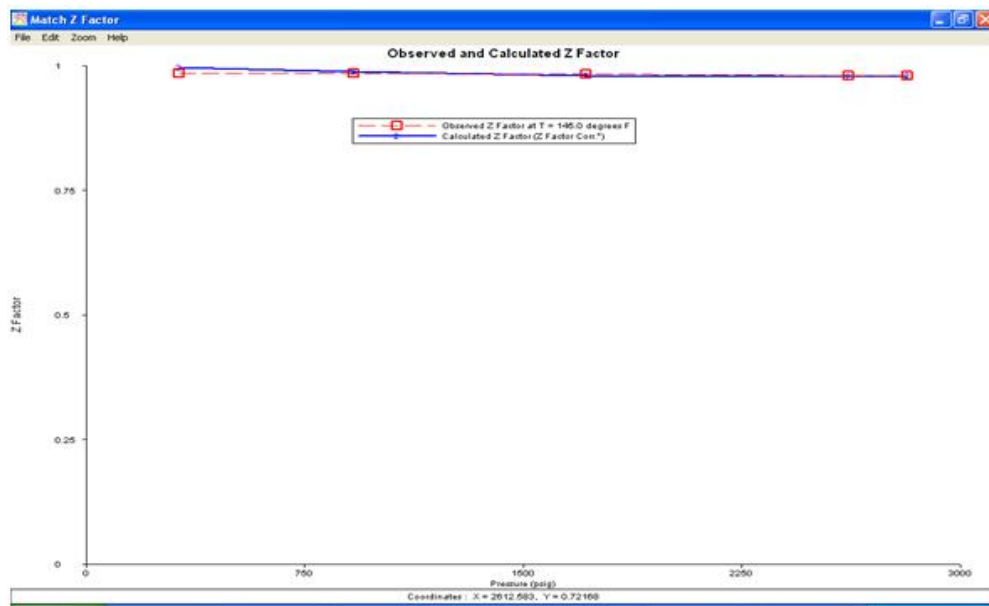
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 58. Viscosidad del gas correlacionada (lee et al).



Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**Figura 59. Factor z correlacionado (z factor corr).**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

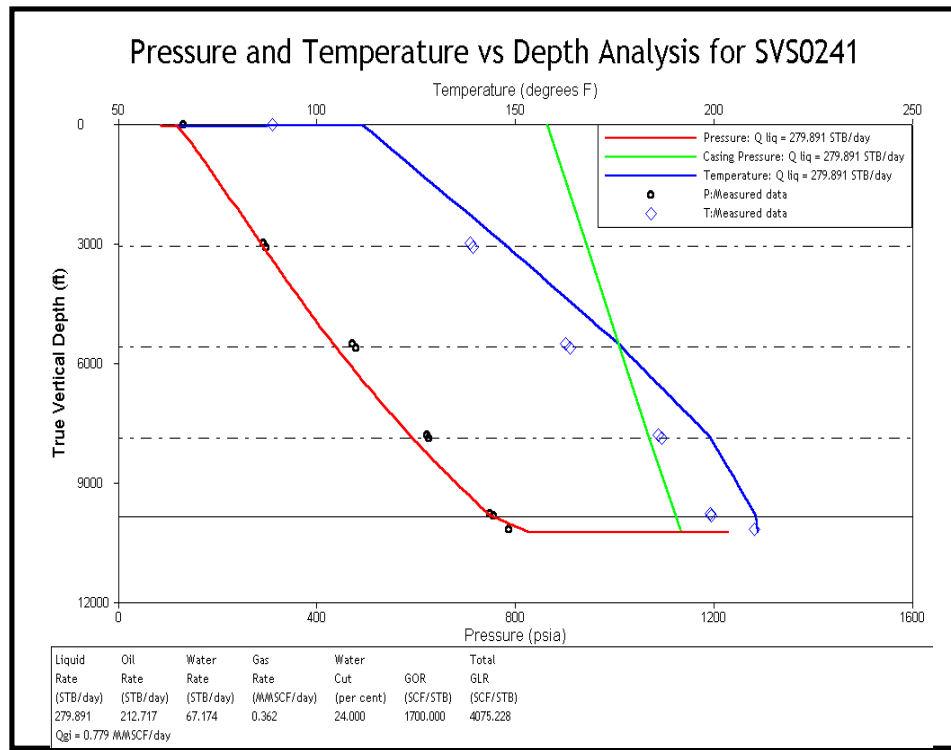
### 3.5.3 Fase de cotejo de la Información:

**3.5.3.1** Para la fase del cotejo, se debe en primer lugar verificar si el pozo cuenta con un flowing actual. De contarse con una prueba fluyente, el procedimiento es el siguiente: Se toman los datos del flowing y se guardan como un archivo \*.txt, considerando el orden en el cual se deben guardar los datos: Profundidad- Presión- Temperatura. Una vez guardados los datos, estos son exportados al simulador a través de la sección “*File- Load Measure Data: Depth (MD) versus Presión (Temp)*”.

**3.5.3.2** Usando el menú “*Analysis- Pressure Drop*”, con la presión en el cabezal Xmas Tree (Pwh) y la tasa Líquida de operación y tomando como nodo

solución el Fondo del pozo, se realizan sensibilidades en la sección “*Flow Correlation - Well and Riser Correlation*”, con el fin de determinar la correlación de Flujo vertical que más se adapta al comportamiento del pozo en estudio. Es importante destacar que al seguir la ruta: “Sensitivities- Flow Correlation- Well and Riser- Calculate- Results- Plot”. Se debe verificar que sea activada la caja “*Measure Data*”. En el gráfico se puede observar el acoplamiento que debe tener la curva de gradiente de presión en tubería generada por la correlación de flujo multifásico en tubería vertical, con los datos obtenidos de la prueba fluyente. La curva de color rojo representa a la generada por la correlación y los puntos negros el registro fluyente.

**Figura 60. Curva fluyente “Presión Y Temperatura Vs Profundidad”**

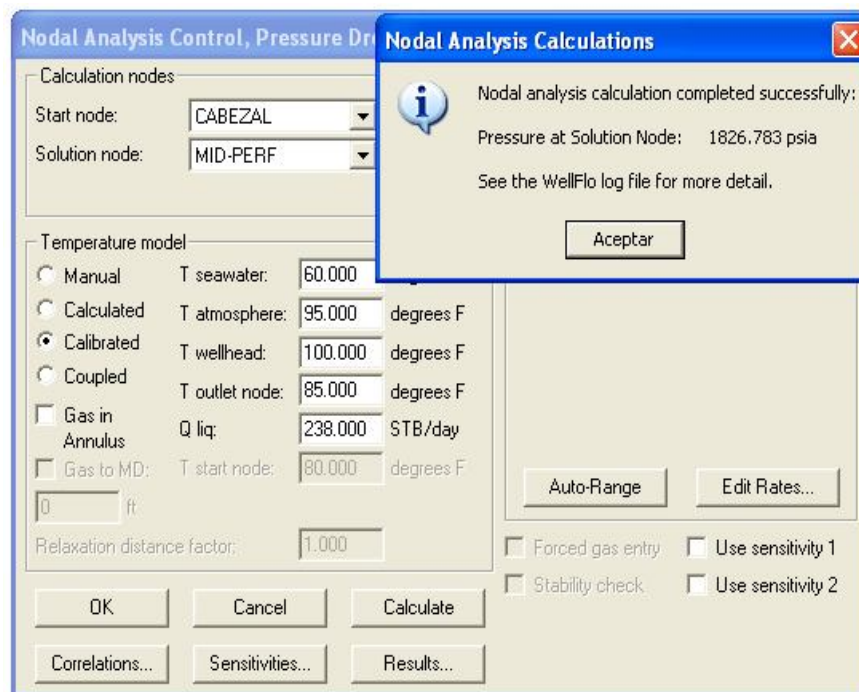


**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.3.3** Una vez seleccionada la correlación de flujo vertical, esta es colocada en la sección “*Correlation*” del menú “*Analysis- Pressure Drop*”, en el cual son también asentadas las correlaciones para flujo horizontal *Beggs and Brill* y las correlaciones de flujo en el choke que son utilizadas solo si el flujo al nivel del mismo es crítico (*El procedimiento seguido es igual para cuando no se cuenta con prueba fluyente reciente solo que se utilizan las ecuaciones de flujo vertical estandarizadas para el área Duns and ros mod, Hagerdon and brown mod, Orkiszewski de forma directa*).

**3.5.3.4** En el mismo menú “*Analysis- Pressure Drop*”, se edita la tasa líquida de operación del pozo y se calcula la presión de fondo fluyente (PWF).

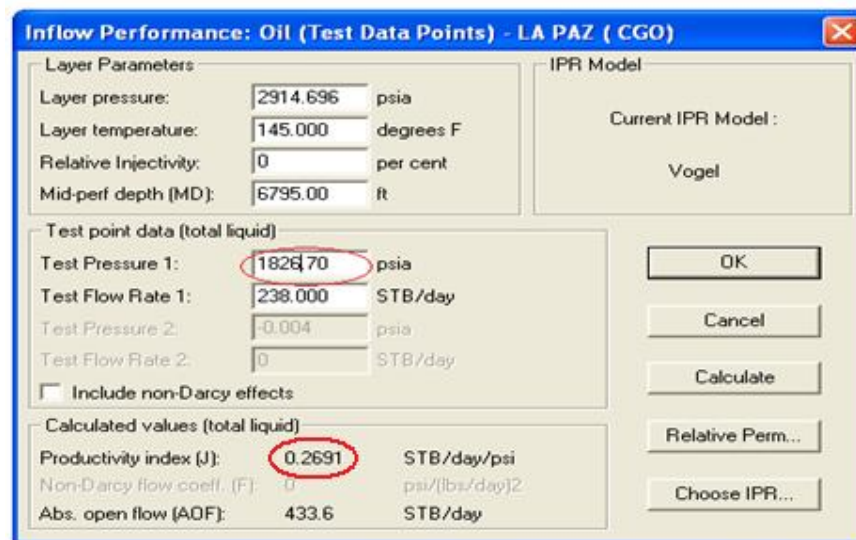
**Figura 61. Pantallas “Análisis Pressure Drop”**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.3.5** Con el valor de Pwf, calculada en el paso anterior, y la tasa líquida de producción del pozo se calcula el índice de productividad (J) utilizando la sección “*Test Point Data*” del menú “*Data Preparation- Reservoir Control*”.

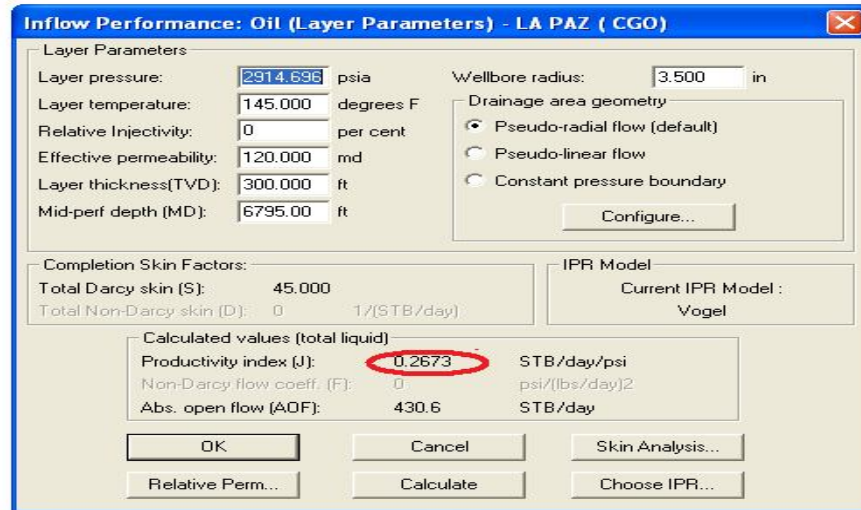
**Figura 62. Pantalla “Reservoir Control- Test Data Points”**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**3.5.3.6** Con el índice de productividad del pozo, determinado en el paso anterior, se compara este valor con el índice de productividad calculado por el simulador en el momento de activar la sección “*Layer Parameters*” del menú “*Data Preparation- Reservoir Control*”. En caso de ser igual continúe con el siguiente paso, de no ser así es necesario ajustar levemente el daño y/o la permeabilidad (es importante que para realizar este ajuste, se cuente con una prueba Build up o en su defecto manejar lo más eficiente el valor de permeabilidad efectiva a fin de no estar en presencia de una solución con infinitos valores).

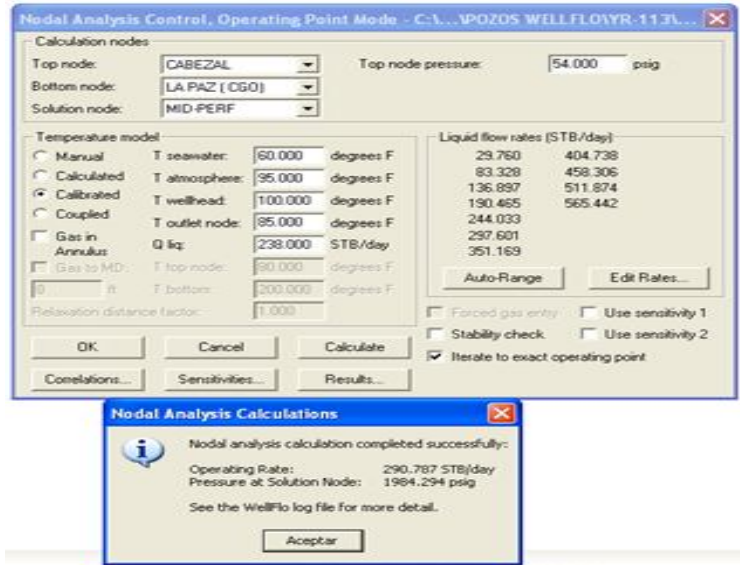
Figura 63. Pantalla “Reservoir Control- Layer Parameters”



Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

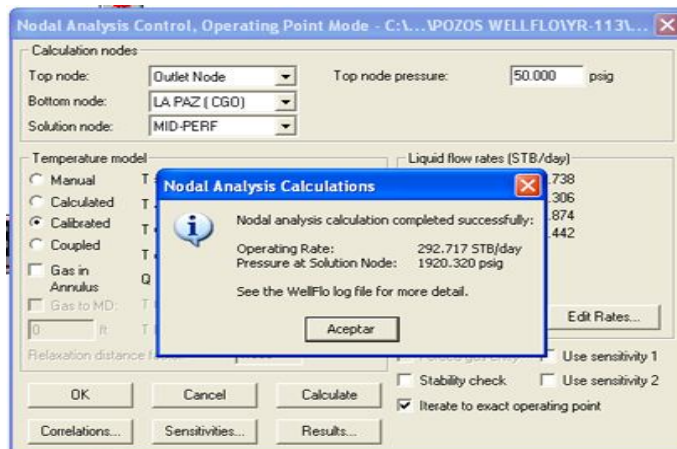
**3.5.3.7** Con el menú “*Analysis- Operating Point*”, tomando como nodo solución el fondo del pozo y nodo superior Xmas Tree, se reproduce la presión  $P_{wf}$  y la tasa líquida de producción ( $q_l$ ) que debe ser igual a la introducida en el paso 14. Seguidamente, conociendo la presión del separador, tomando como nodo solución el fondo del pozo y nodo superior el *Outlet Node* se reproducen la  $P_{wf}$  y  $q_l$ . De no ser igual a los valores ajustados, es probable que exista alguna obstrucción en la línea de flujo o simplemente que para correlación de flujo horizontal seleccionada, esta línea es demasiado grande. En este caso es preciso variar el diámetro interno de la línea de flujo y repetir el cálculo hasta reproducir la  $P_{wf}$  y  $q_l$ . Otra alternativa para lograr el *punto de operación*, es ajustar dentro de rangos tolerables la RGP, por ser esta una de las variables que más incertidumbre genera. Para reducir el número de iteraciones se pueden determinar los valores óptimos utilizando la sección “*Operating Point-Sensitivies*” del menú “*Analysis*”, en donde es posible generar curvas del comportamiento de las variables en función de la tasa de producción y de la  $P_{wf}$  esperada.

Figura 64. Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en cabeza)



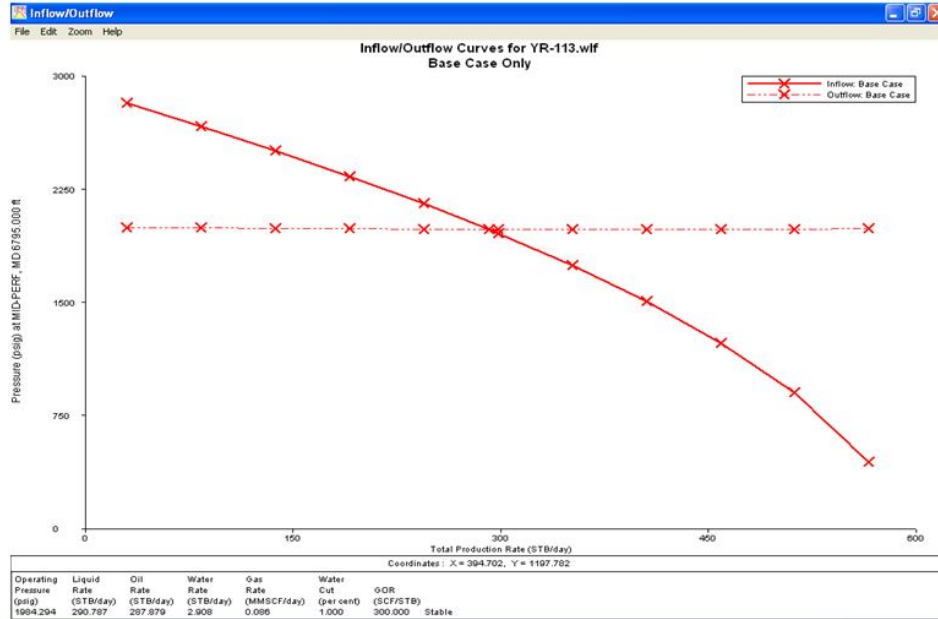
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 65. Corrida con nodo en el fondo (nodo solución fondo e inicial en separador).



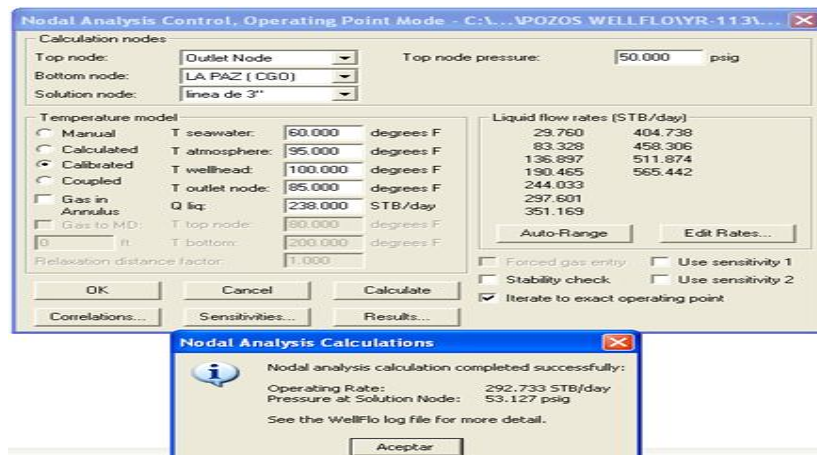
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 66. Grafica de inflow y outflow (vogel ipr) con nodo en el fondo de las perforaciones.



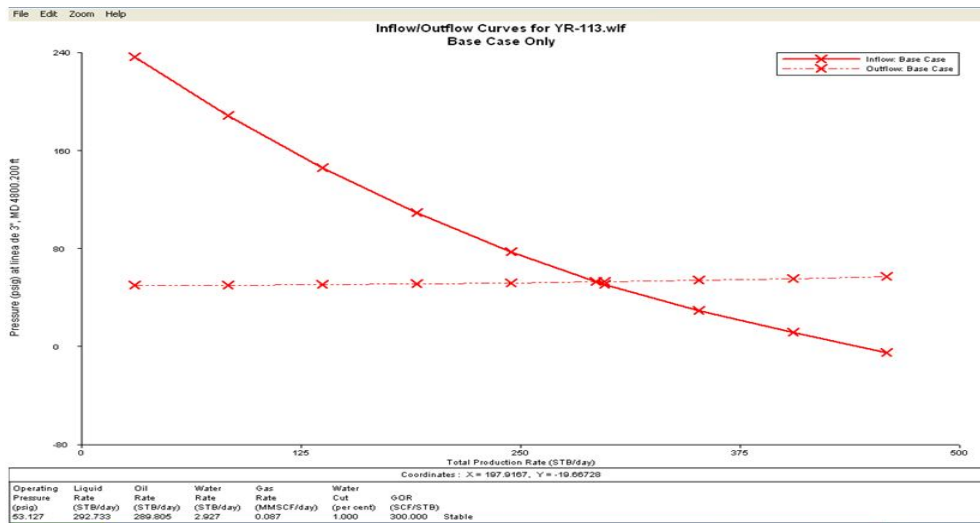
Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

Figura 67. Corrida con en el nodo cabezal (nodo solución en cabeza y final en separador)



Fuente. Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

**Figura 68. Grafica de inflow y outflow (vogel ipr) con nodo en el cabezal.**



**Fuente.** Autor, simulación en wellflo™ pozo UIS-113

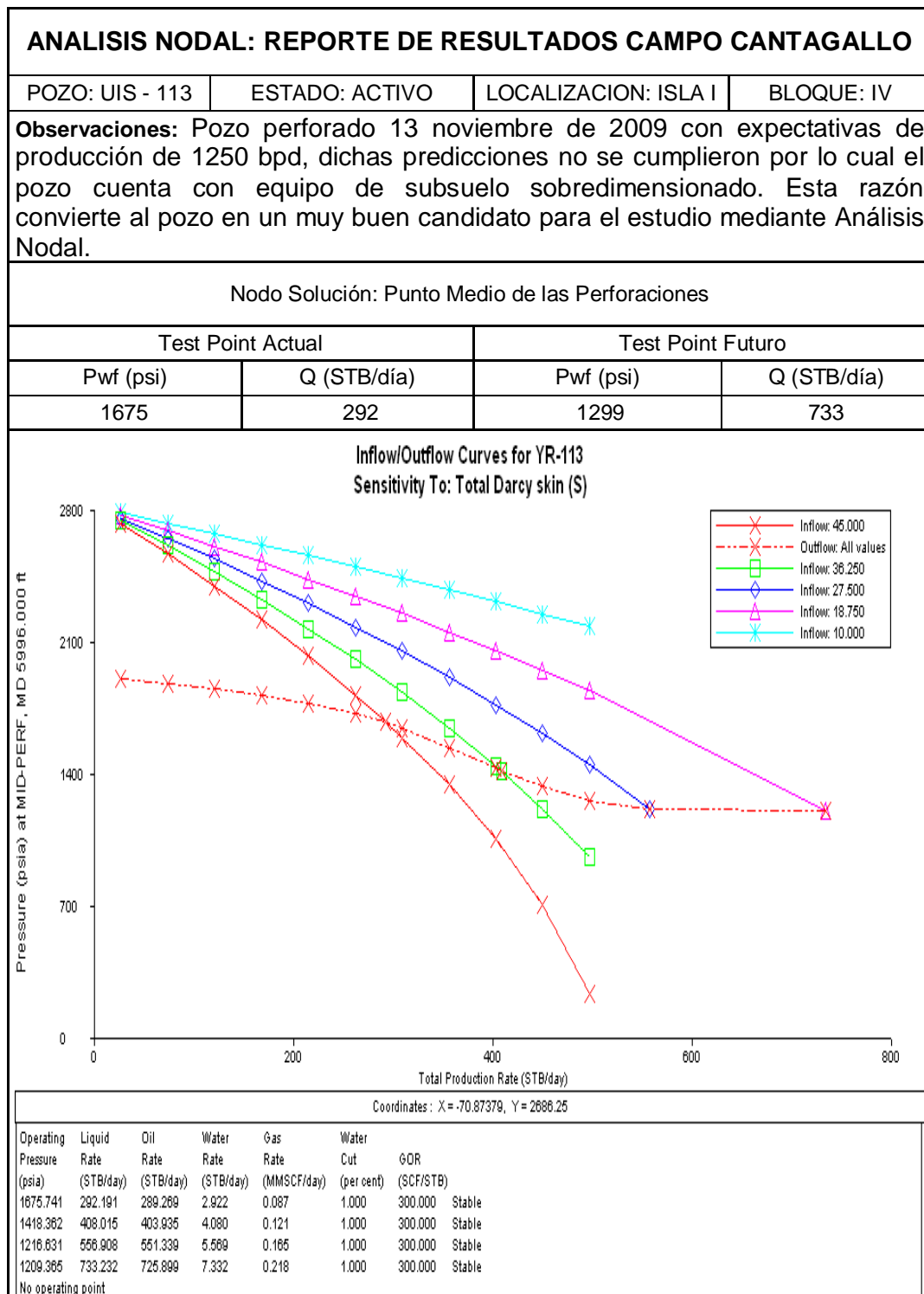
**3.5.3.8** Una vez que se logra reproducir la información, es necesario verificar en el gráfico de la curva de gradiente de fluido del pozo, en su recorrido desde el fondo hasta la superficie, si la presión en el cabezal del pozo y la presión en el separador están representadas en dicho gráfico. Esta curva se obtiene al seguir la ruta "Results - Plot- Pressure/ Depth Plot".

### 3.5.4 Análisis nodal identificación de restricciones al flujo:

Siguiendo la metodología propuesta nos disponemos a optimizar las siguientes variables.

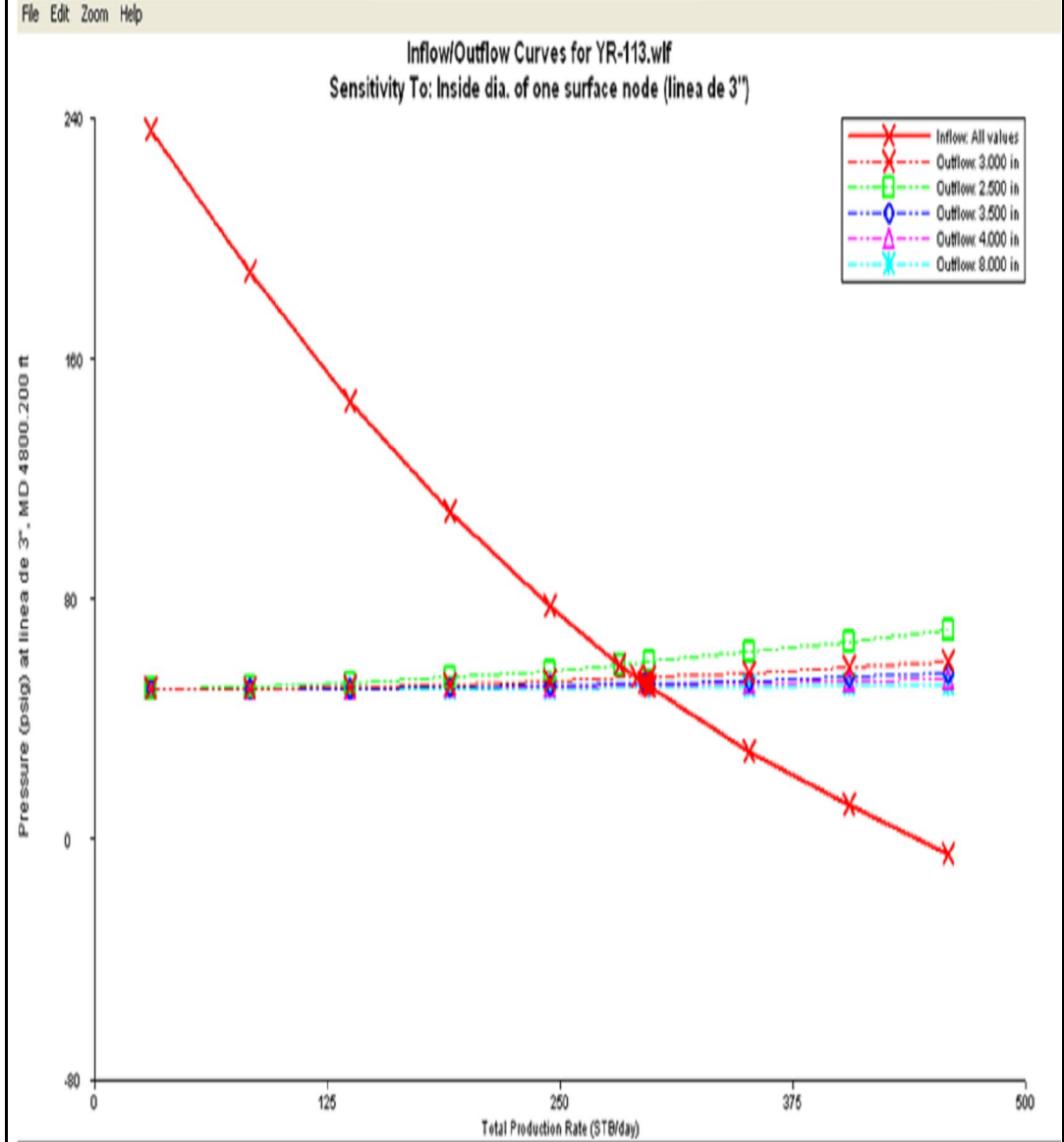
- Daño total. El cual se realiza en el nodo punto medio de las perforaciones
- Diámetro de la línea de superficie. El cual se realiza en el nodo cabezal

**Tabla 9. Reporte de resultados UIS – 113**

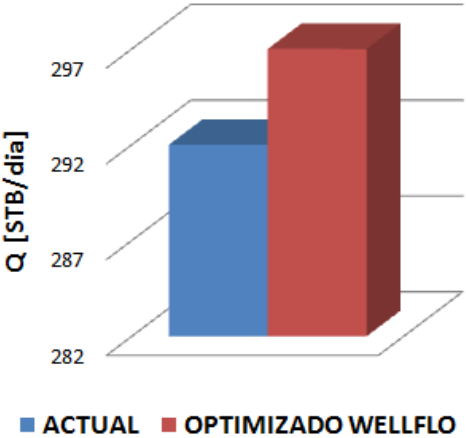


Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
54	292	51	297



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
53.990	290.825	287.917	2.908	0.086	1.000	300.000	Stable
58.261	281.666	278.750	2.916	0.084	1.000	300.000	Stable
52.285	294.670	291.824	2.946	0.087	1.000	300.000	Stable
51.544	296.203	293.241	2.962	0.088	1.000	300.000	Stable
50.774	297.917	294.938	2.979	0.088	1.000	300.000	Stable

Variación de producción nodo fondo de perforaciones	Variación de producción nodo Cabezal						
	 <table border="1" data-bbox="927 338 1390 772"> <caption>Data for Production Variation at Head Node</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Production Q [STB/día]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ACTUAL</td> <td>292</td> </tr> <tr> <td>OPTIMIZADO WELLFLO</td> <td>297</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Production Q [STB/día]	ACTUAL	292	OPTIMIZADO WELLFLO	297
Condition	Production Q [STB/día]						
ACTUAL	292						
OPTIMIZADO WELLFLO	297						
<p><b>Análisis:</b>  Este pozo se encuentra con un valor de skin crítico lo cual indica que está produciendo a una tasa mínima de su máximo potencial. En dicho caso es muy recomendable realizar un estudio PVT para poder determinar las condiciones reales del fluido del pozo y poder descartar que la simulación en el nodo medio de las perforaciones tenga errores, pues para la simulación se utilizaron pruebas PVT que no pertenecían al pozo. En caso de seguir con un skin crítico es necesario intervenir de manera inmediata el pozo y realizar una estimulación pues se está perdiendo más del 80% del potencial real del pozo. En dicho caso se debe Realizar de manera alterna el cambio de los equipos instalados en subsuelo pues para la fecha el pozo cuenta con equipos sobredimensionados, lo que podría estar ocasionando un daño adicional a la cara del pozo. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical <i>Fancher and Brown</i> que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Debido a los resultados en la simulación en el nodo cabezal, no se recomienda cambiar la línea de tubería de producción a 4" con lo cual se obtendría un aumento de producción casi nulo para el pozo.</p>							

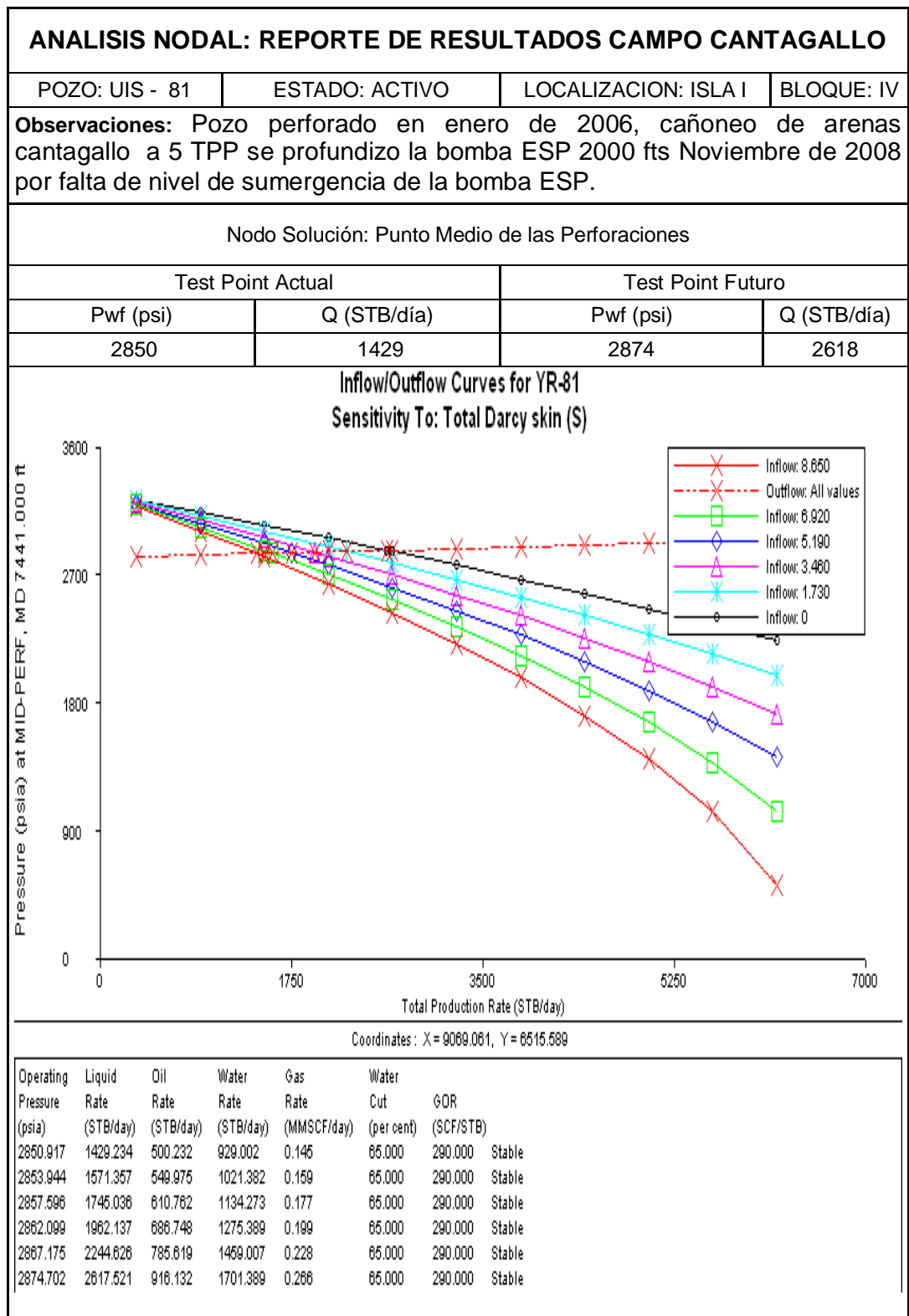
#### 4. ANALISIS DE RESULTADOS

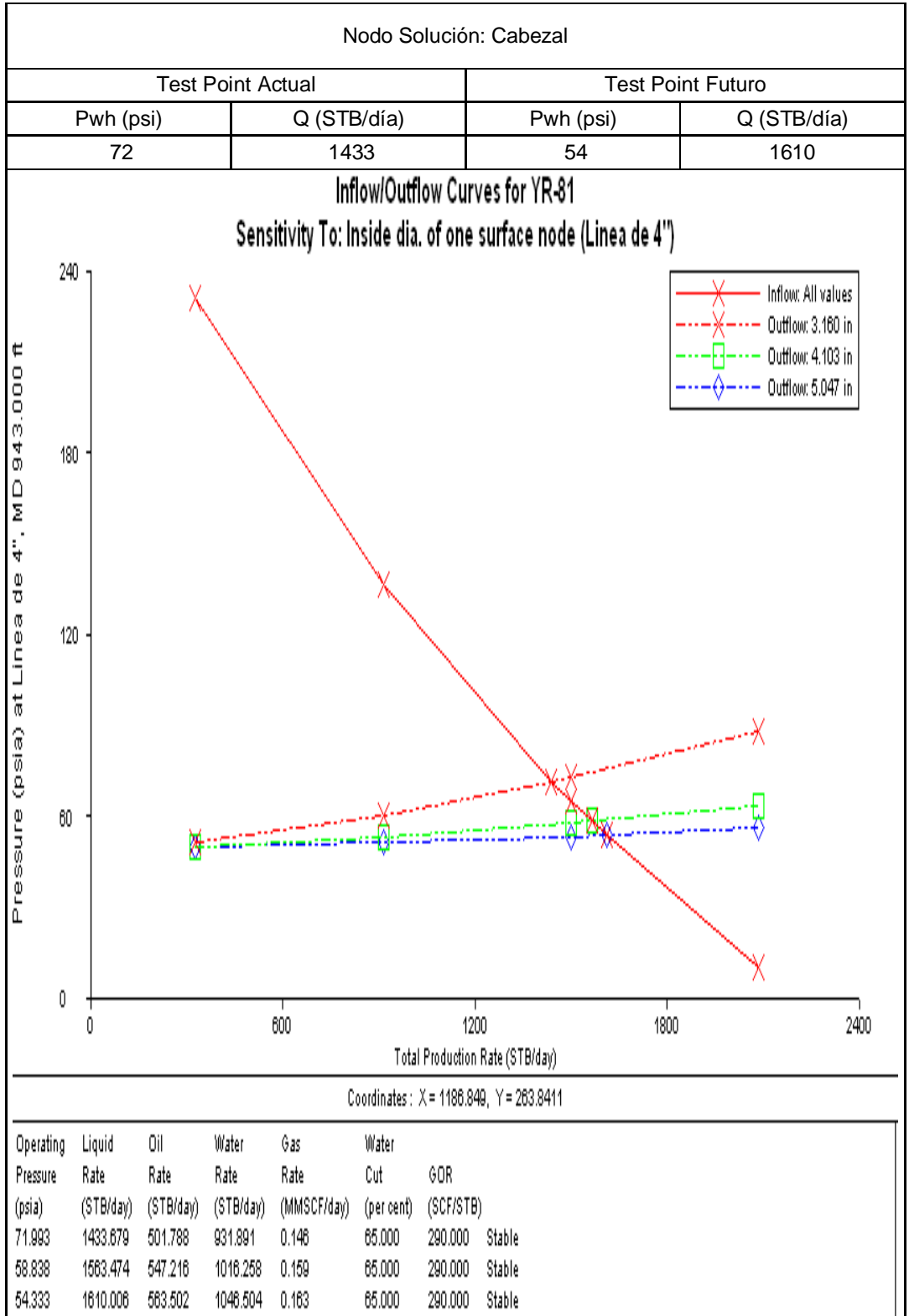
Para la interpretación de los resultados, estos se han organizado como lo sugiere la tabla 9; los campos de la parte superior indican generalidades del pozo como: estado, bloque en donde se localiza y un pequeño resumen de los eventos que han tenido lugar en el pozo.

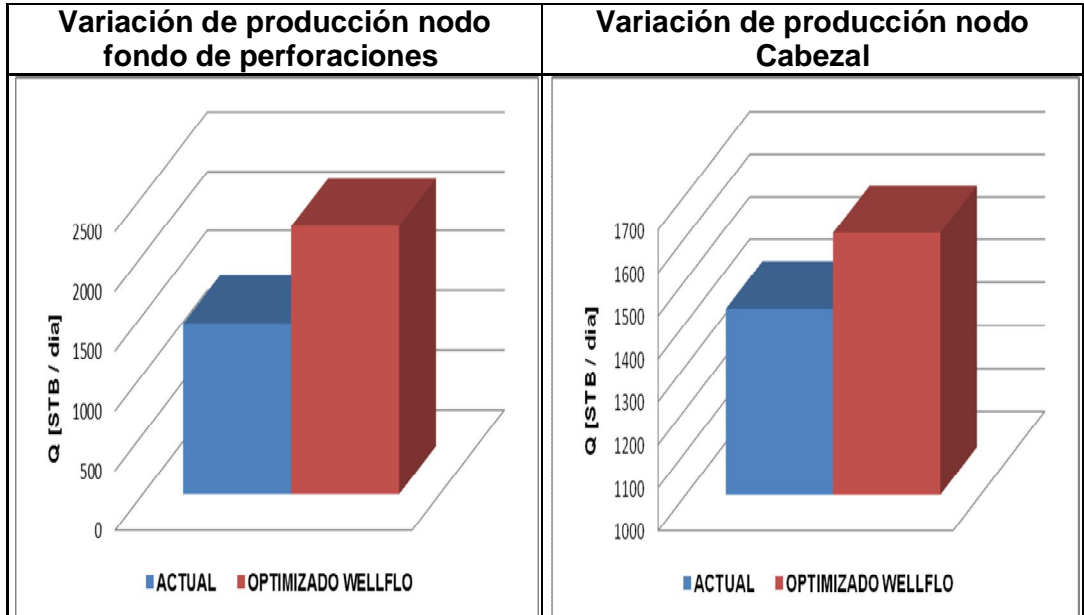
La información que representa los resultados de este trabajo comprende el resto del formato; la variación de las curvas de influjo del pozo en función de el daño presente en la formación, el incremento de la producción en función del diámetro de la línea de producción, y el objetivo principal de este proyecto, el Análisis Nodal por supuesto, donde puede visualizarse el punto que representa las condiciones óptimas para producir el pozo, también se incluye un gráfico comparativo entre la rata de flujo a condiciones actuales y optimizadas empleando el Análisis Nodal.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la simulación en WELLFLO™ y la aplicación de la técnica de Análisis Nodal para optimizar la producción de los pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo electro-sumergible del campo Yariguí-Cantagallo. En su orden de ubicación en el campo

**Tabla 10. Reporte de resultados UIS – 81**

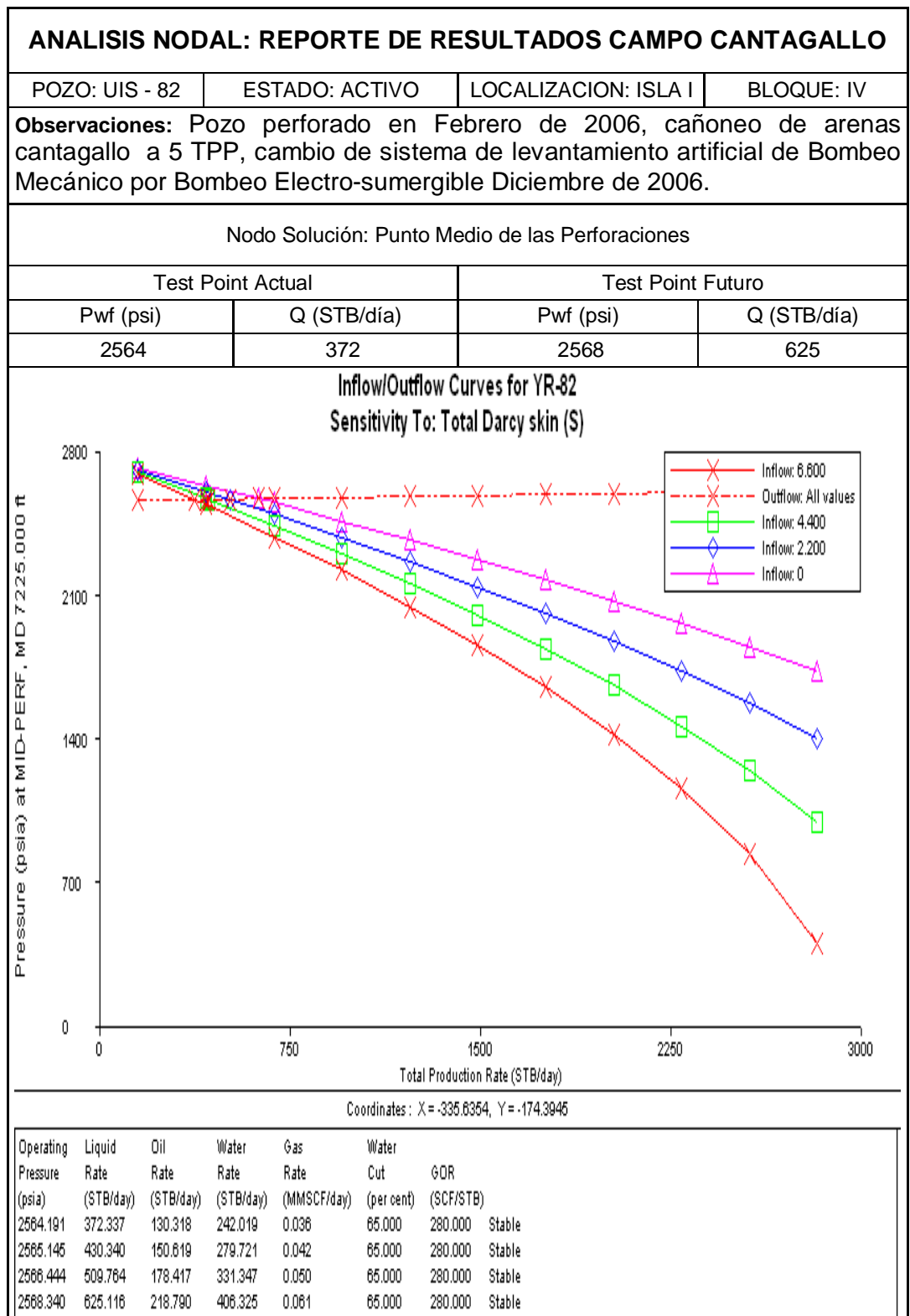


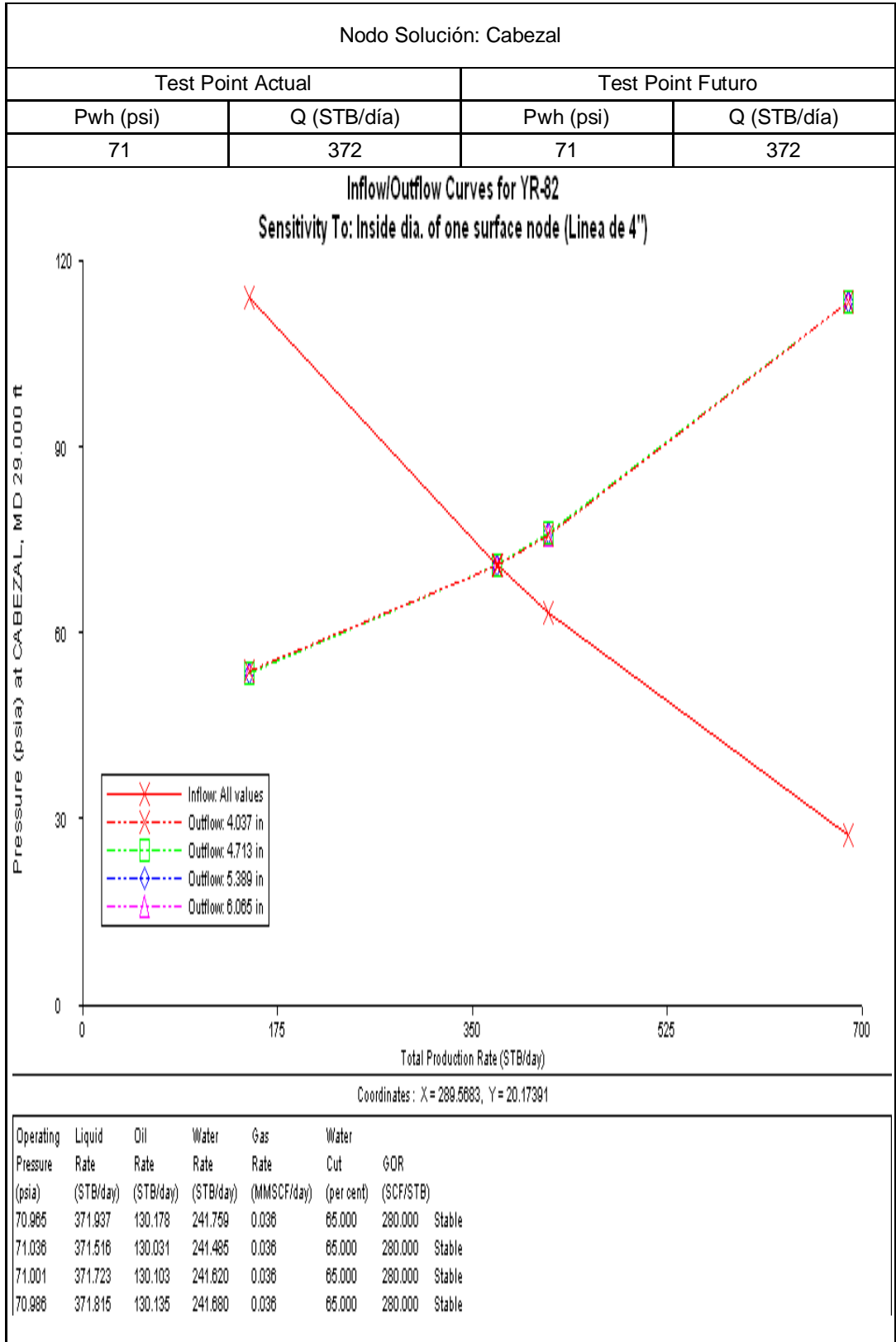


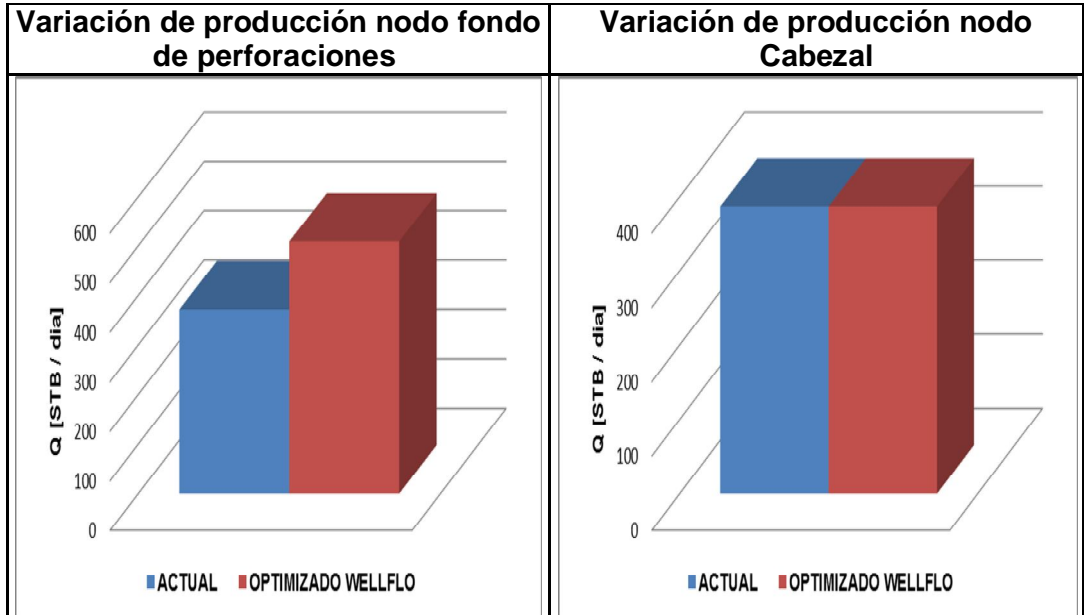


**Análisis:** El daño presente en este pozo no es crítico pero esto no significa que no se pueda mejorar, como se observa en la grafica del nodo solución en fondo de pozo al realizar un método de estimulación no importa cual fuere si se lograra llevar el pozo a un daño promedio entre 3 y 0 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño se obtendrá una optimización del pozo de un promedio del 70% con lo cual cualquier proyecto de estimulación sería viable. Al realizar el análisis de los resultados obtenidos en el nodo cabezal se deduce que el nivel de optimización es bastante optimo teniendo en cuenta que la operación a realizar seria de pasar de línea de 4" a línea de 5" .Debemos tener en cuenta que al día la línea de producción de 3" cuenta con algún nivel de restricción interna pues para efectos de la simulación se dejo con diámetro interno de línea de 3" para poder reproducir la tasa y presión actuales del pozo esto lo que indica es que se puede realizar una limpieza de la línea de flujo de 4" y con esta operación ya se obtendría una optimización de alrededor del 15% del potencial actual del pozo.

**Tabla 11. Reporte de resultados UIS – 82**

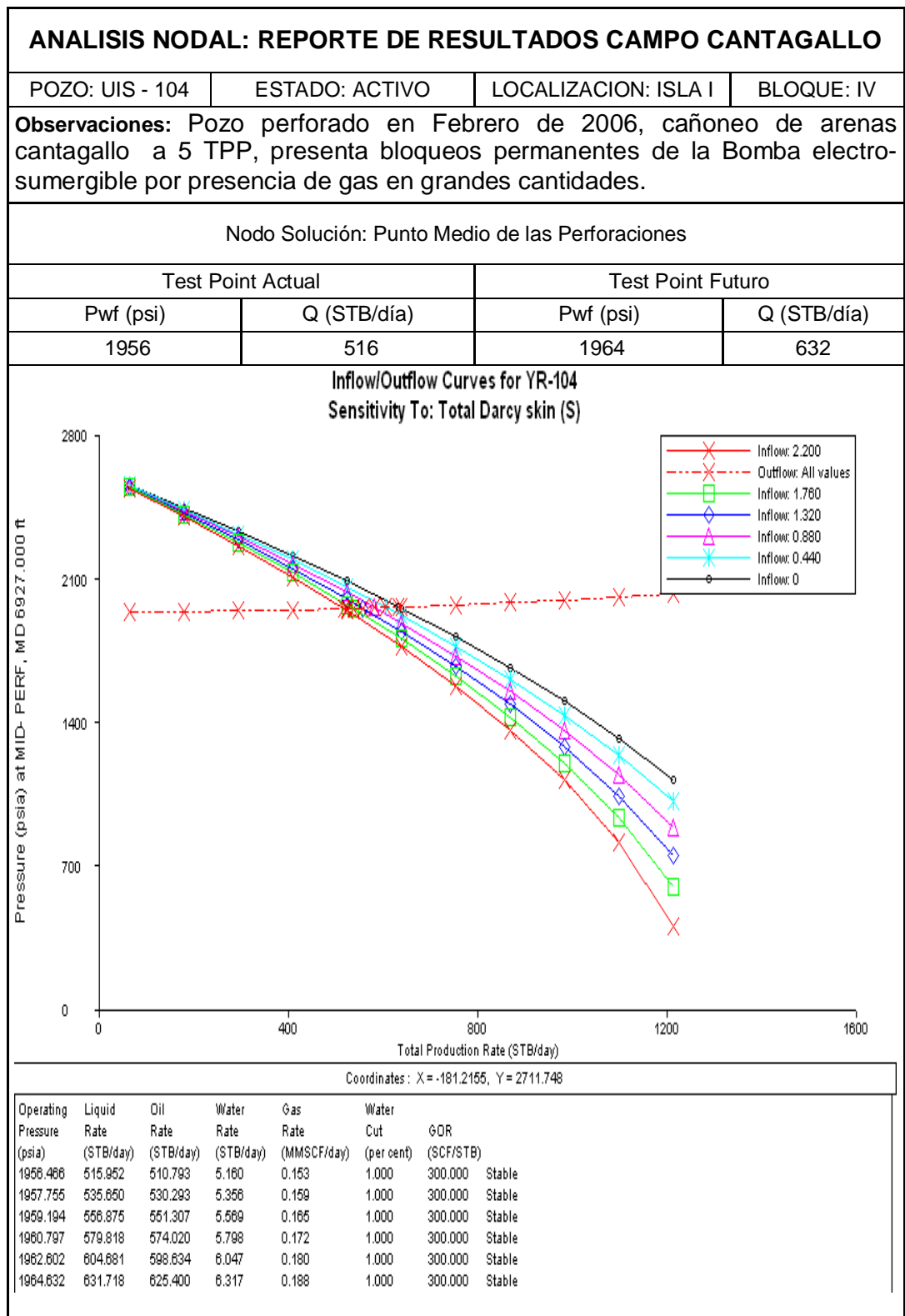






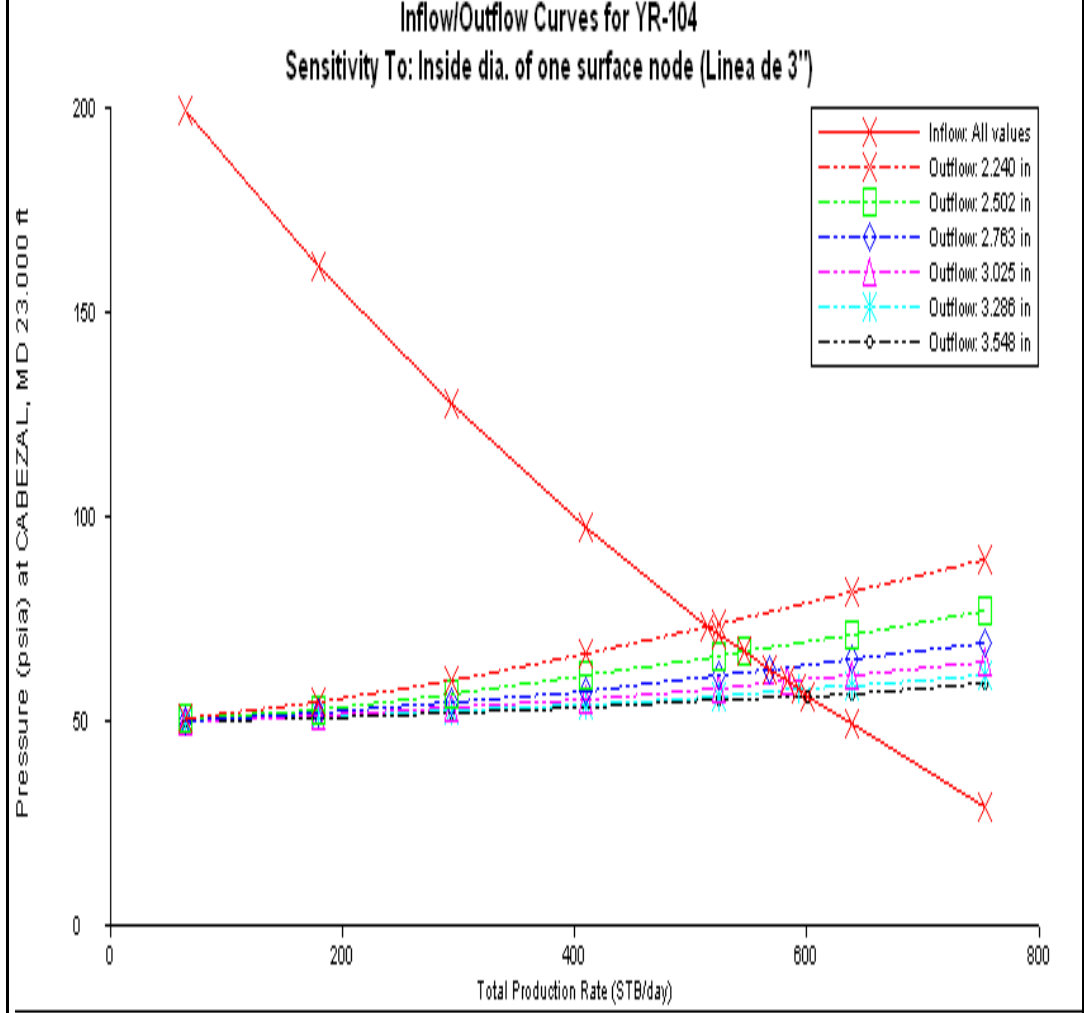
Análisis: Este pozo cuenta con un valor de daño aproximado de 7 lo cual permite realizar una optimización del 36% del potencial actual de producción del pozo al llevarlo por alguno de los métodos de estimulación convencional a un valor de daño 2. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Al analizar los resultados del nodo solución en cabeza se observa de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues al realizar la sensibilización de cambio de tubería no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

**Tabla 12. Reporte de resultados UIS – 104**



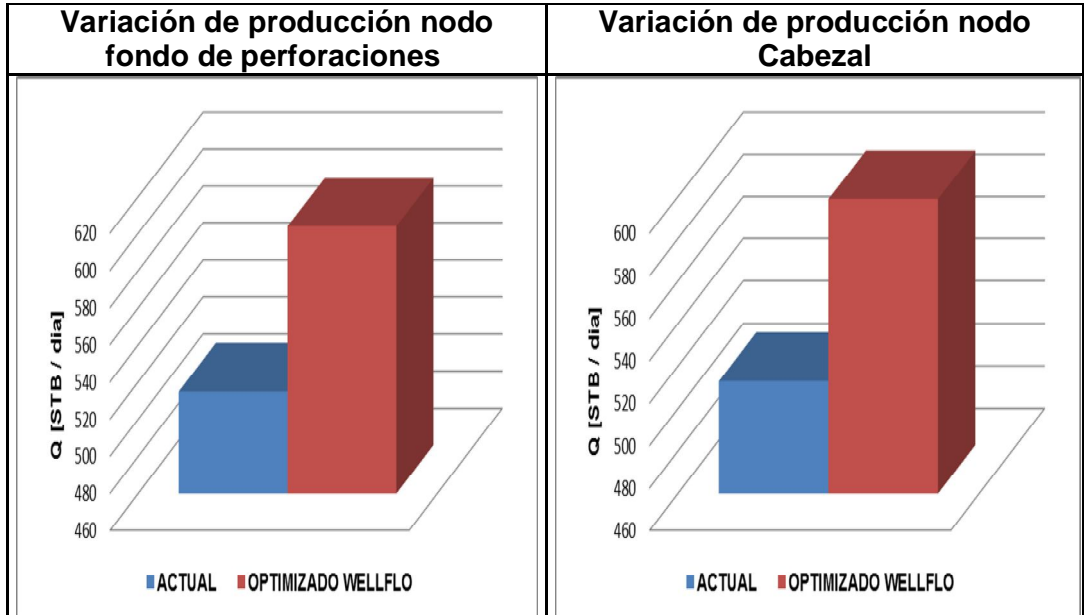
Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
73	514	56	599



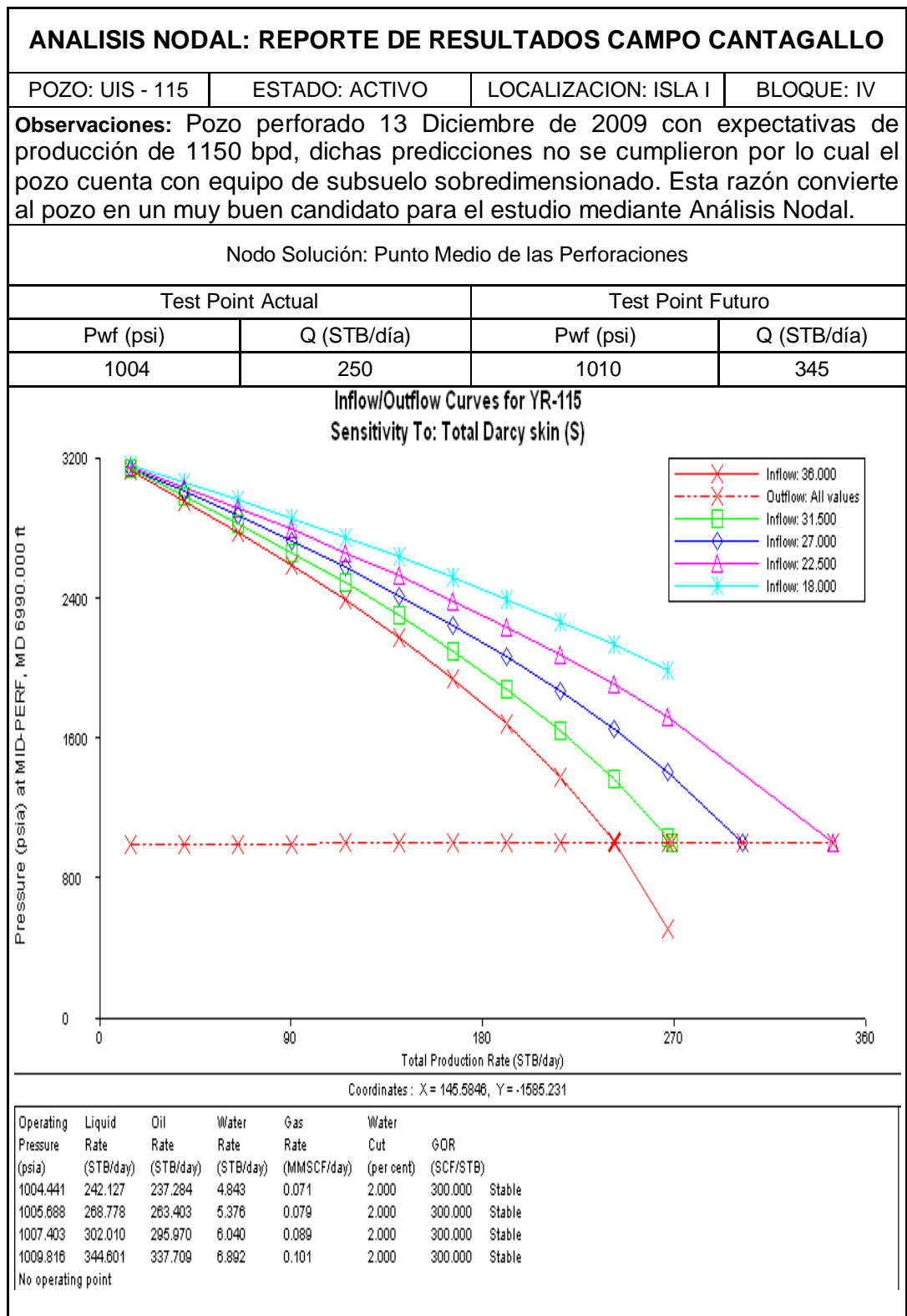
Coordinates: X = 730.1501, Y = -100.6579

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
73.413	513.897	508.758	5.139	0.153	1.000	300.000	Stable
87.010	545.039	539.589	5.450	0.182	1.000	300.000	Stable
82.670	566.729	561.062	5.667	0.188	1.000	300.000	Stable
59.724	581.954	576.135	5.820	0.173	1.000	300.000	Stable
57.737	592.312	586.389	5.923	0.176	1.000	300.000	Stable
56.374	599.486	593.491	5.995	0.178	1.000	300.000	Stable



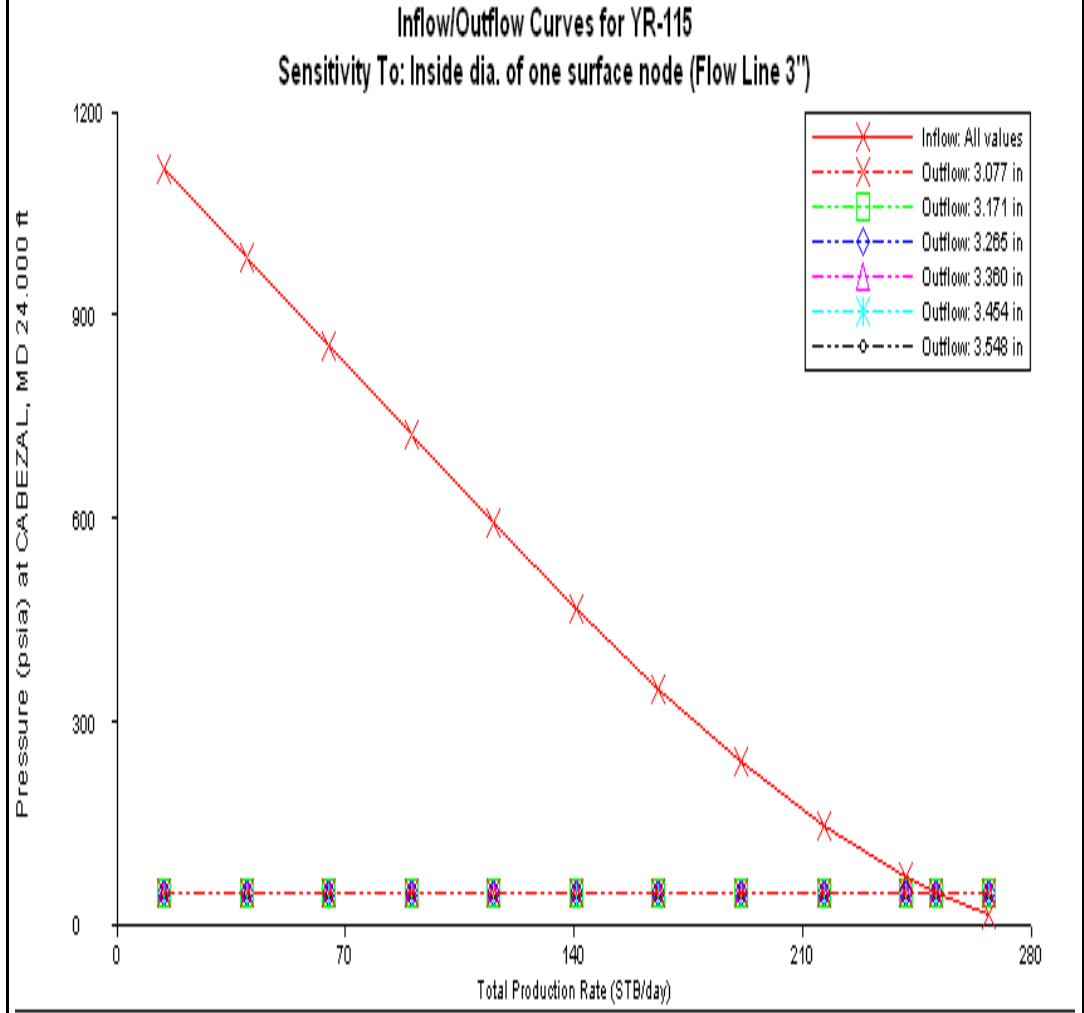
**Análisis:** El daño presente en este pozo es bastante aceptable del valor de 2 al realizar operaciones de estimulación que nos permitan llevar el valor de daño a 0 se estaría recuperando alrededor del 22% del potencial de producción actual del pozo aunque dicha operación no sería recomendable dado que el pozo en su valor de daño actual se ubica en un promedio muy aceptable y se corre el riesgo de causar mayor daño a la formación al realizar estimulaciones Al analizar los resultados del nodo cabezal se observa un comportamiento anormal en la producción del pozo pues se observa que se podría obtener una optimización de alrededor del 30% del potencial de producción del pozo realizando el cambio de tubería de diámetro de 3" a un diámetro de 3.5", se debe resaltar que para lograr el caudal y la presión actual del pozo en el nodo cabezal se adecuo el diámetro interno de tubería a un valor correspondiente de 2" esto indica que la línea de producción de 3" posee restricciones internas que impide el flujo normal de los fluidos lo cual ocasiona de manera contundente una pérdida de producción.

**Tabla 13. Reporte de resultados UIS – 115**

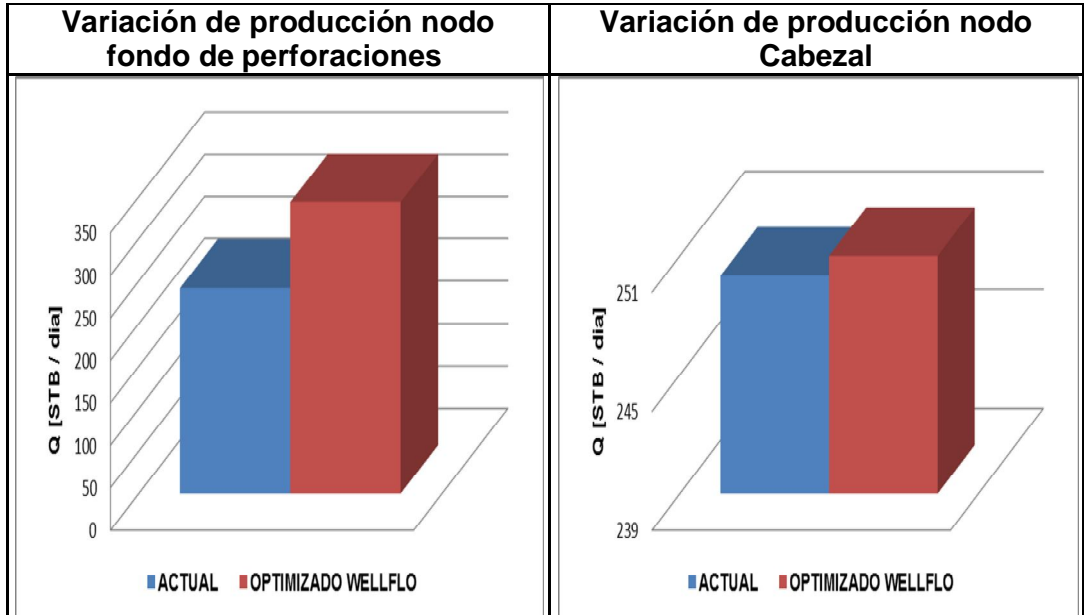


Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
50	250	50	251

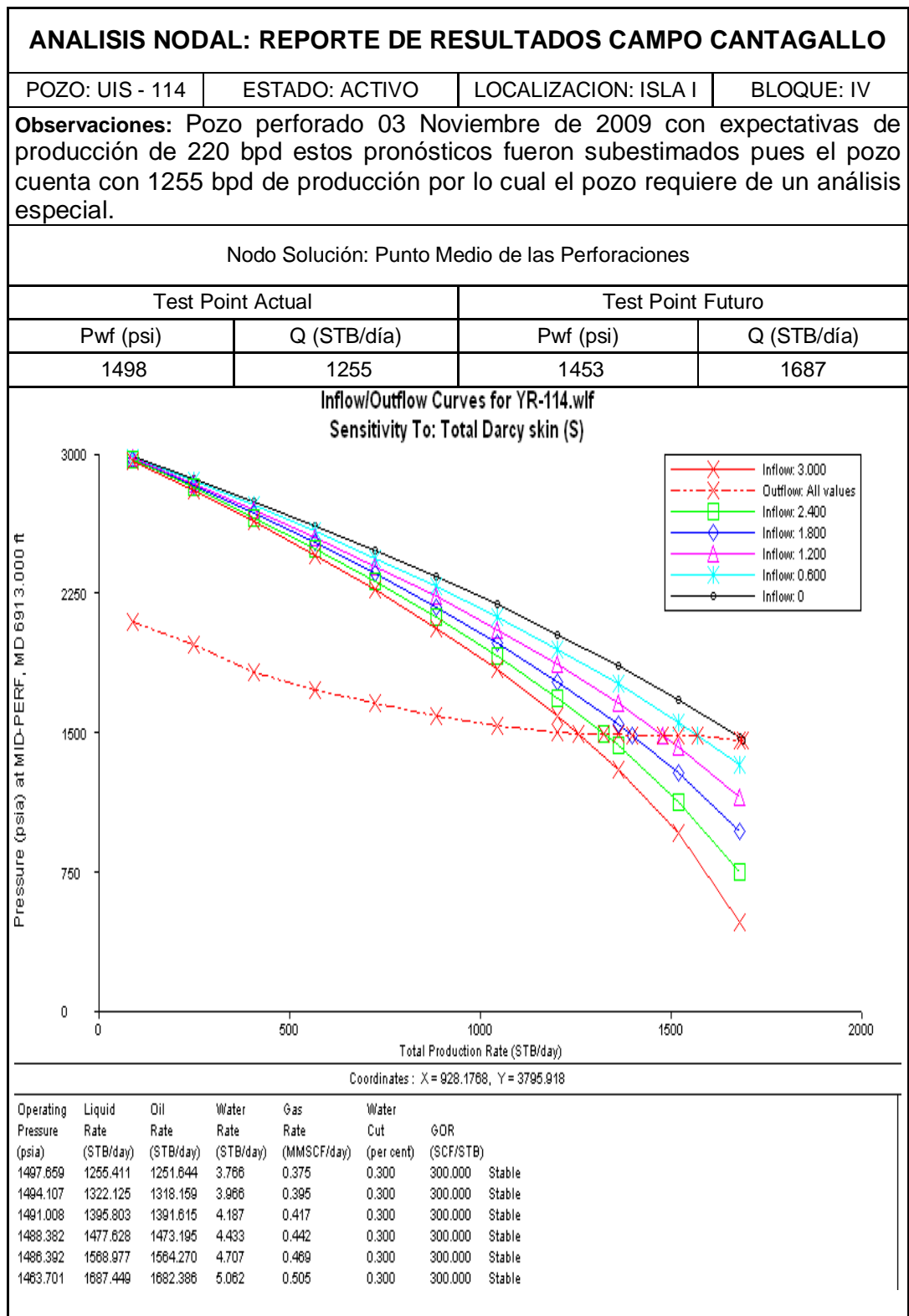


Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
50.334	250.480	245.470	5.010	0.074	2.000	300.000	Stable
50.295	250.497	245.487	5.010	0.074	2.000	300.000	Stable
50.263	250.512	245.502	5.010	0.074	2.000	300.000	Stable
50.236	250.524	245.514	5.010	0.074	2.000	300.000	Stable
50.213	250.535	245.524	5.011	0.074	2.000	300.000	Stable
50.194	250.543	245.533	5.011	0.074	2.000	300.000	Stable



**Análisis:** Este pozo cuenta con un valor de daño crítico de alrededor de 36 por lo cual se convierte en candidato primordial para desarrollo de un proyecto de estimulación convencional que permita reducir de manera sustancial el valor de daño, de lograr este objetivo y ubicar el valor de daño en 22 se estaría optimizando alrededor del 41% del potencial actual de producción del pozo. En dicho caso se debe Realizar de manera alterna el cambio de los equipos instalados en subsuelo pues para la fecha el pozo cuenta con equipos sobredimensionados, lo que podría estar ocasionando un daño adicional a la cara del pozo. Se identifica de los resultados que a valores de daño menores de 18 no se tendrían puntos de operación esto puede ser ocasionado por que se excede el AOF del pozo. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Al analizar los resultados del nodo solución en cabeza se observa de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues al realizar la sensibilización de cambio de tubería no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

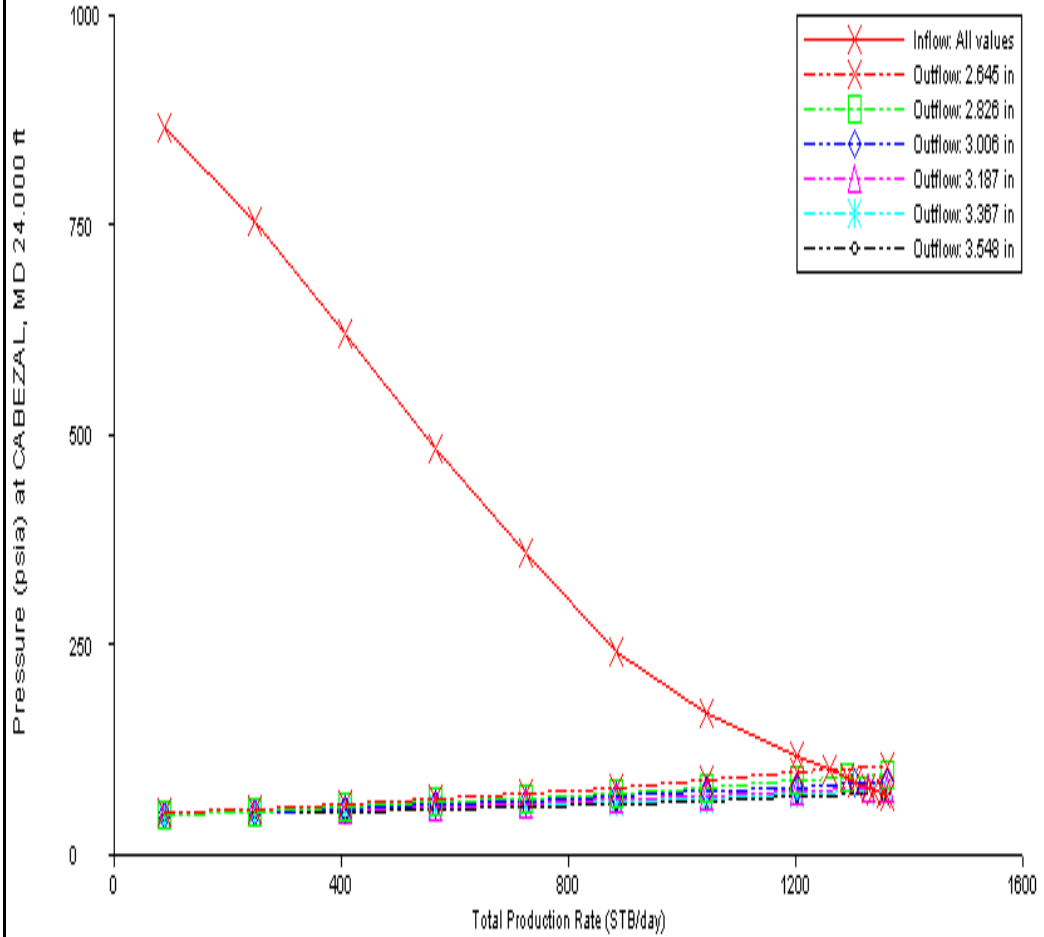
**Tabla 14. Reporte de resultados UIS – 114**



Nodo Solución: Cabezal

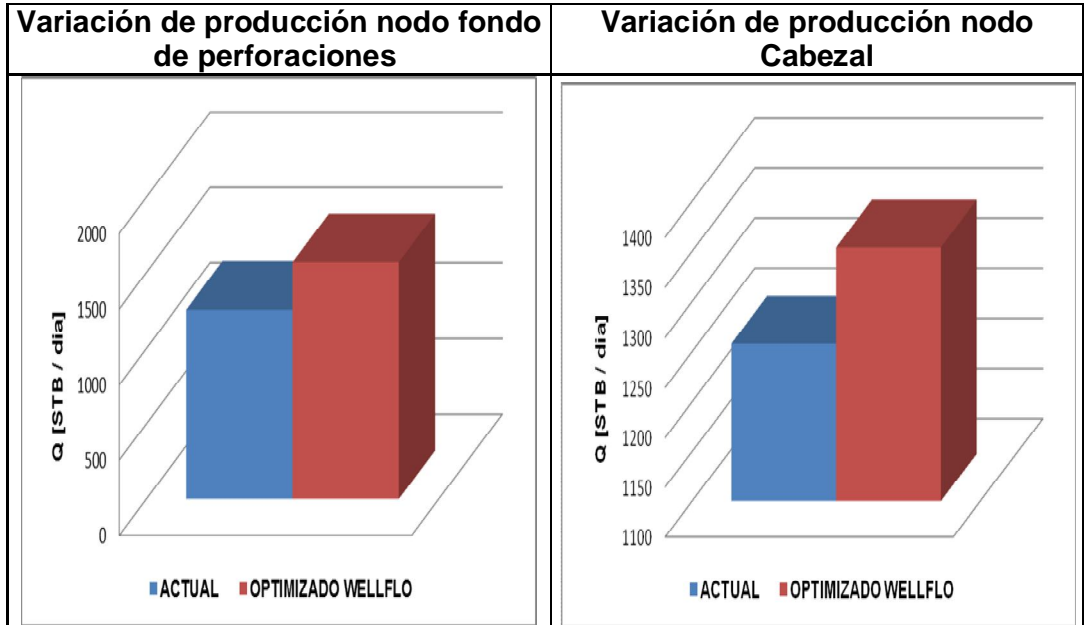
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
102	1258	74	1354

Inflow/Outflow Curves for YR-114.wlf  
Sensitivity To: Inside dia. of one surface node (Linea 3")



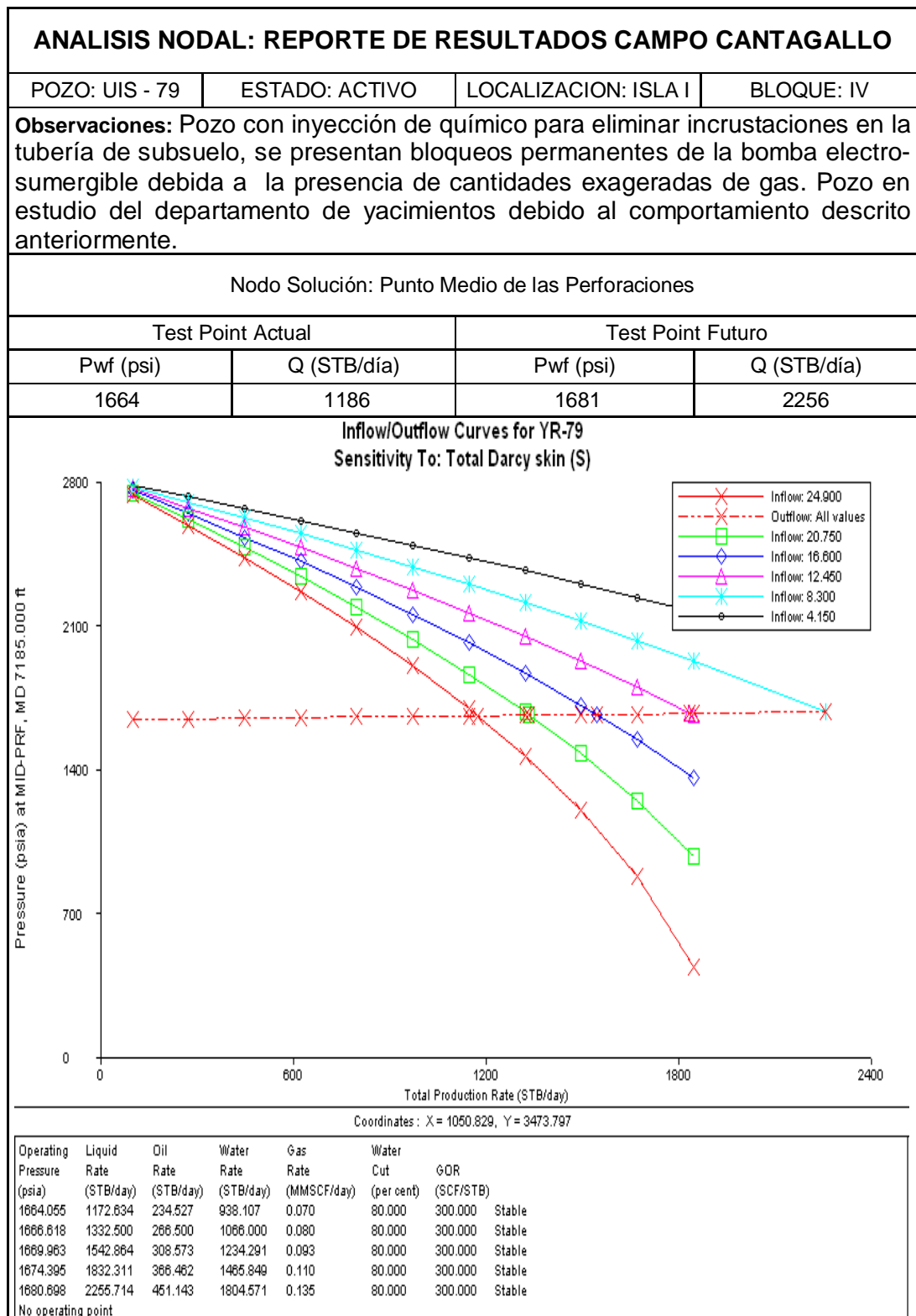
Coordinates: X = -90.60773, Y = 82.80255

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
101.813	1258.072	1254.298	3.774	0.376	0.300	300.000	Stable
93.395	1289.013	1285.146	3.867	0.386	0.300	300.000	Stable
86.250	1303.088	1299.178	3.909	0.390	0.300	300.000	Stable
81.267	1326.693	1322.713	3.980	0.397	0.300	300.000	Stable
77.011	1334.988	1330.983	4.005	0.399	0.300	300.000	Stable
73.966	1353.732	1349.671	4.061	0.405	0.300	300.000	Stable



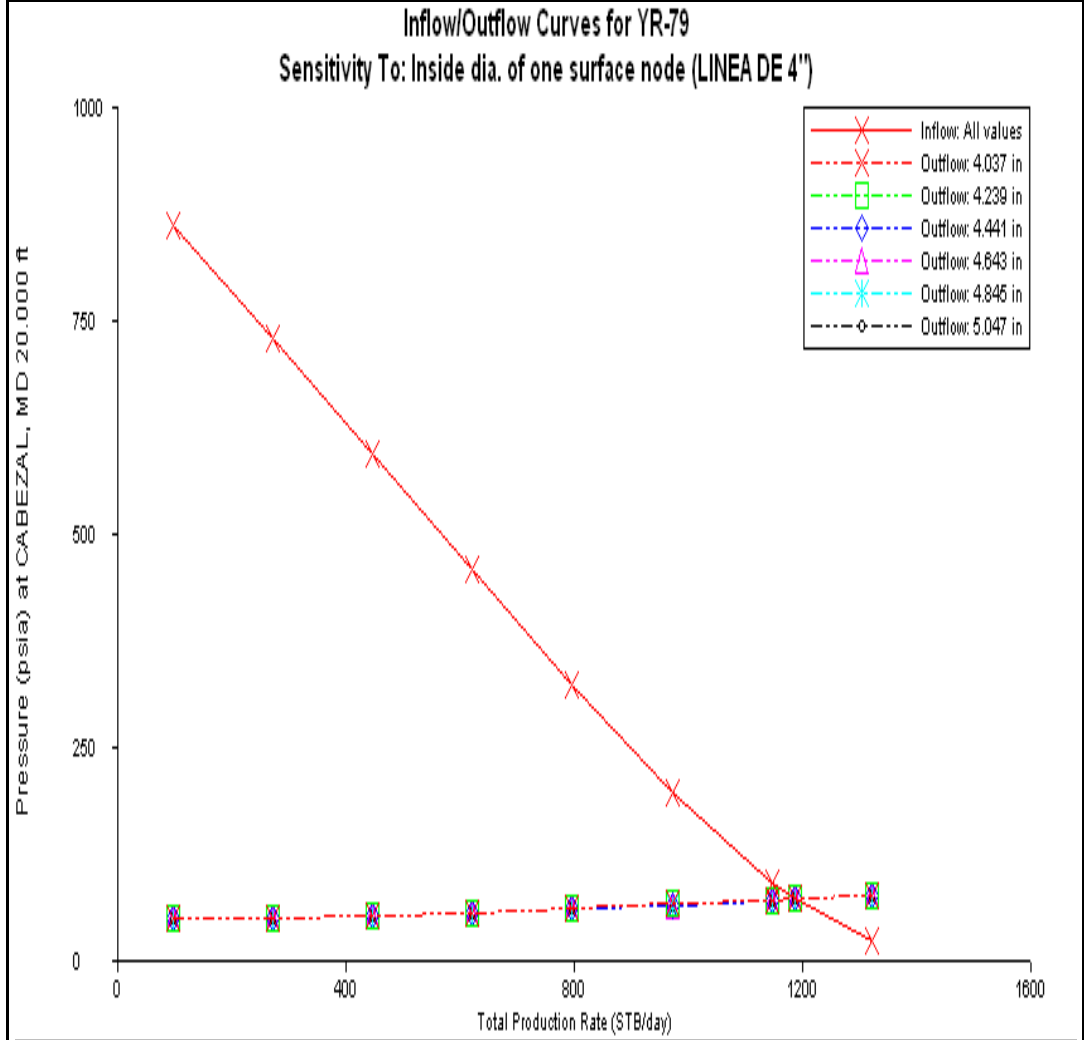
**Análisis:** El daño presente en este pozo es bastante aceptable del valor de 3 al realizar operaciones de estimulación que permitan llevar el valor de daño a 0 se estaría recuperando alrededor del 30% del potencial de producción actual del pozo aunque dicha operación no sería recomendable dado que el pozo en su valor de daño actual se ubica en un promedio muy aceptable y se corre el riesgo de causar mayor daño a la formación al realizar estimulaciones. En el análisis del nodo cabezal se deduce que al realizar cambio de línea de producción de 3" a 3.5" se obtendrá una optimización cercana al 8% del potencial actual de producción del pozo, se recomienda esta operación teniendo en cuenta que la longitud de la línea es relativamente corta cercana a los 300 fts de longitud lo cual hace viable dicha propuesta.

**Tabla 15. Reporte de resultados UIS – 79**



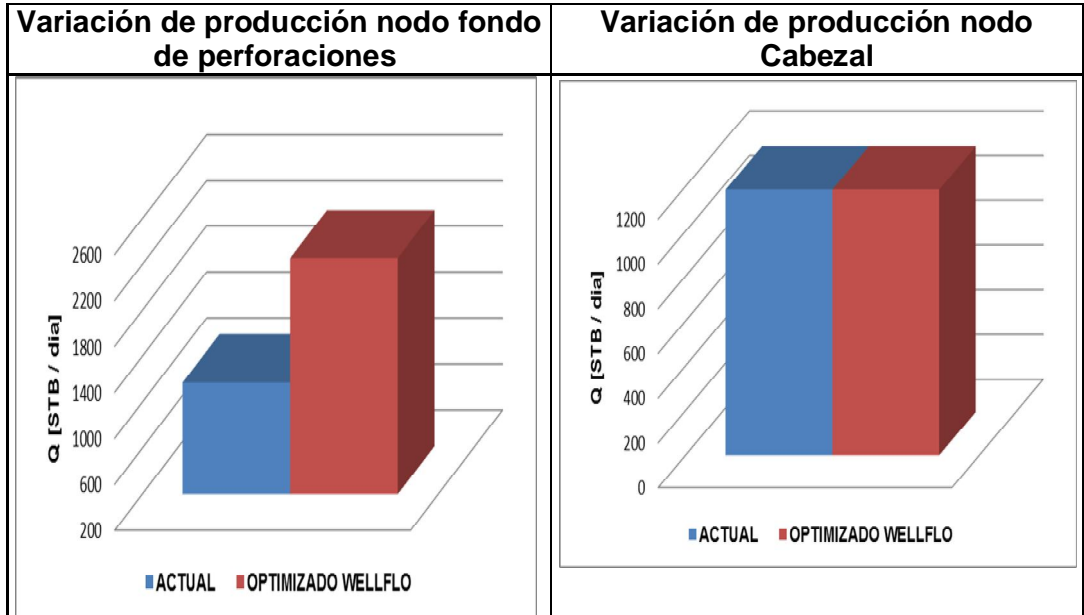
Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
74	1186	74	1186



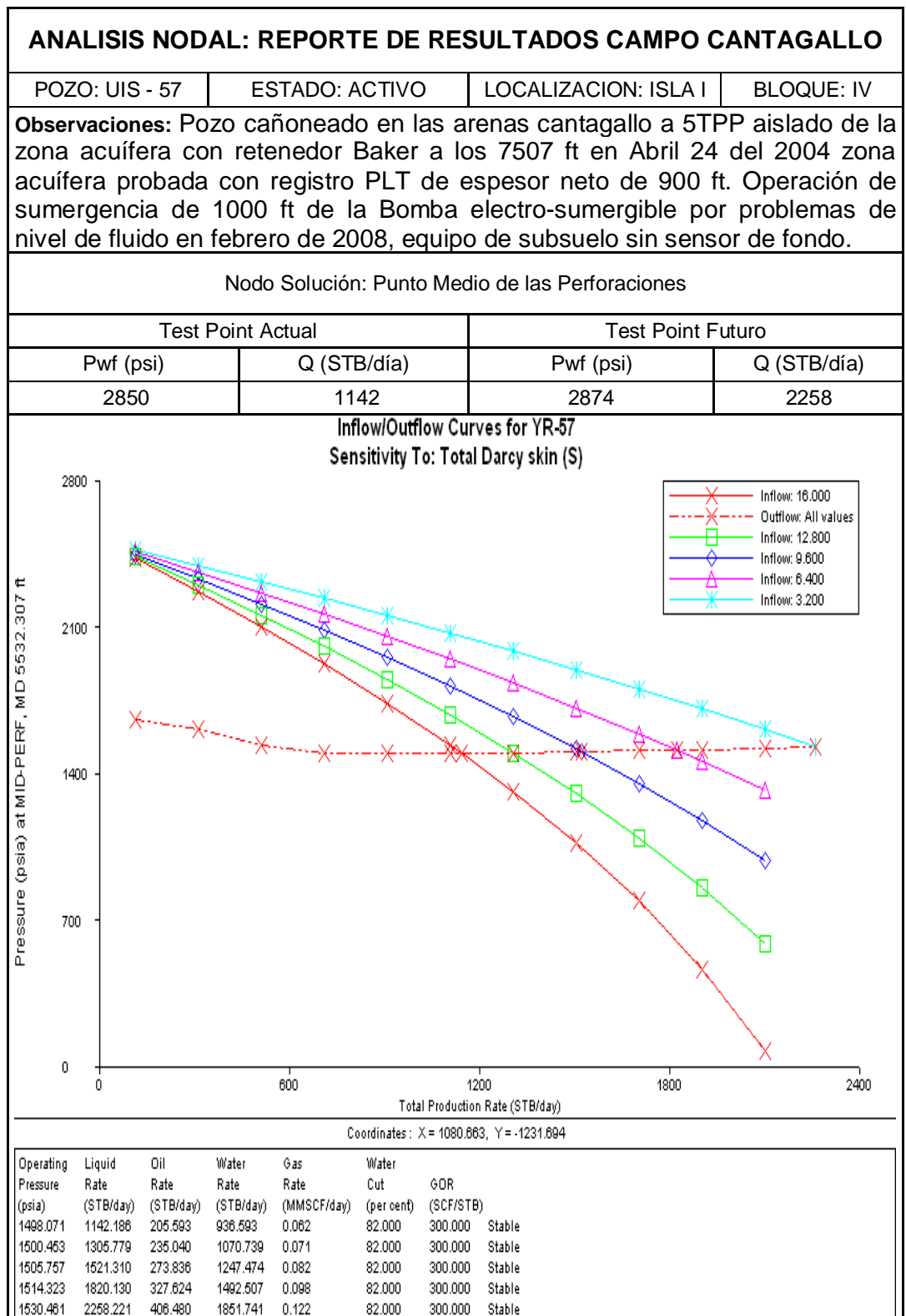
Coordinates: X = 693.9227, Y = 1270.588

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
73.908	1186.870	237.174	948.696	0.071	80.000	300.000	Stable
73.832	1186.041	237.208	948.833	0.071	80.000	300.000	Stable
73.774	1186.171	237.234	948.937	0.071	80.000	300.000	Stable
73.729	1186.271	237.254	949.017	0.071	80.000	300.000	Stable
73.694	1186.350	237.270	949.080	0.071	80.000	300.000	Stable
73.667	1186.412	237.282	949.129	0.071	80.000	300.000	Stable



**Análisis:** El valor de daño presente en este pozo es crítico pues supera el valor de 20 que es el parámetro estándar máximo permitido lo cual convierte a este pozo en candidato para generar algún proyecto de estimulación convencional que permita reducir el daño a valores cercanos a 8 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño se estaría logrando una optimización cercana al 92% del potencial actual de producción del pozo. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Al analizar los resultados del nodo solución en cabeza se observa de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues al realizar la sensibilización de cambio de tubería no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

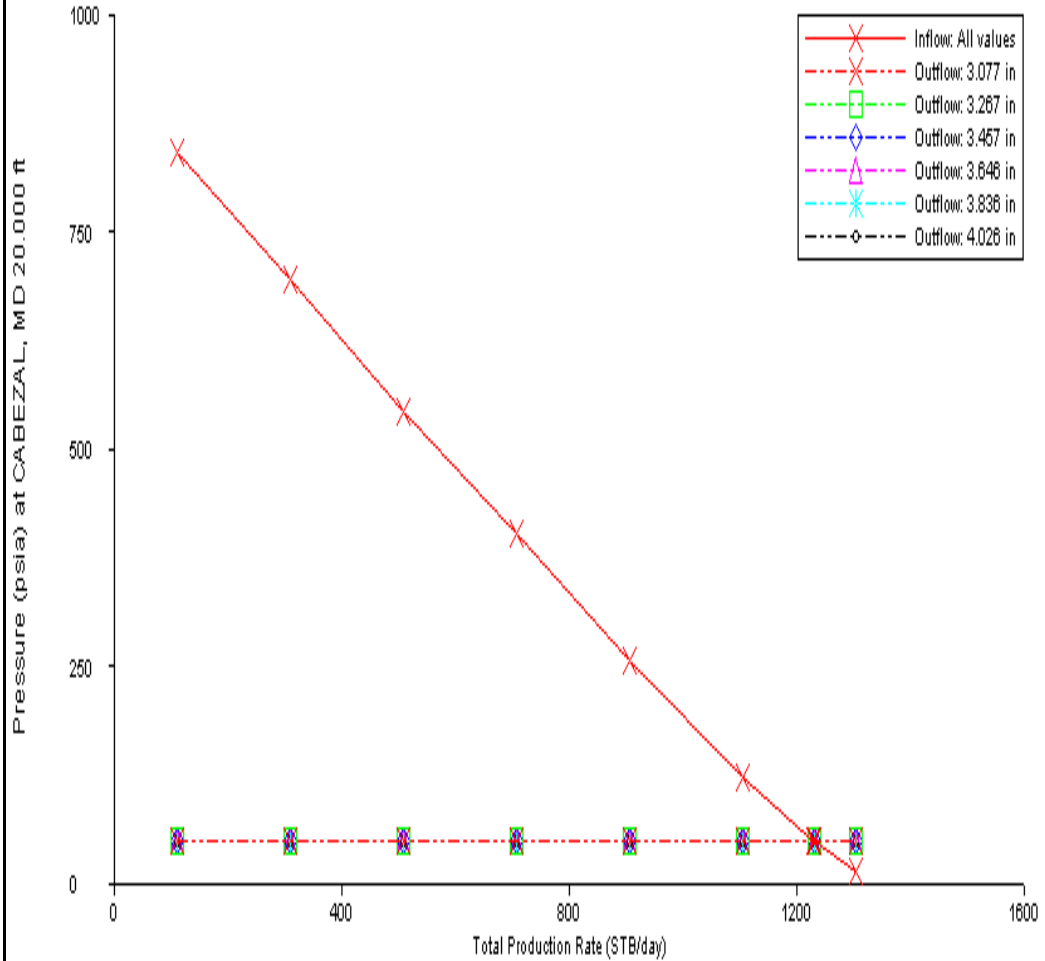
Tabla 16. Reporte de resultados UIS – 57



Nodo Solución: Cabezal

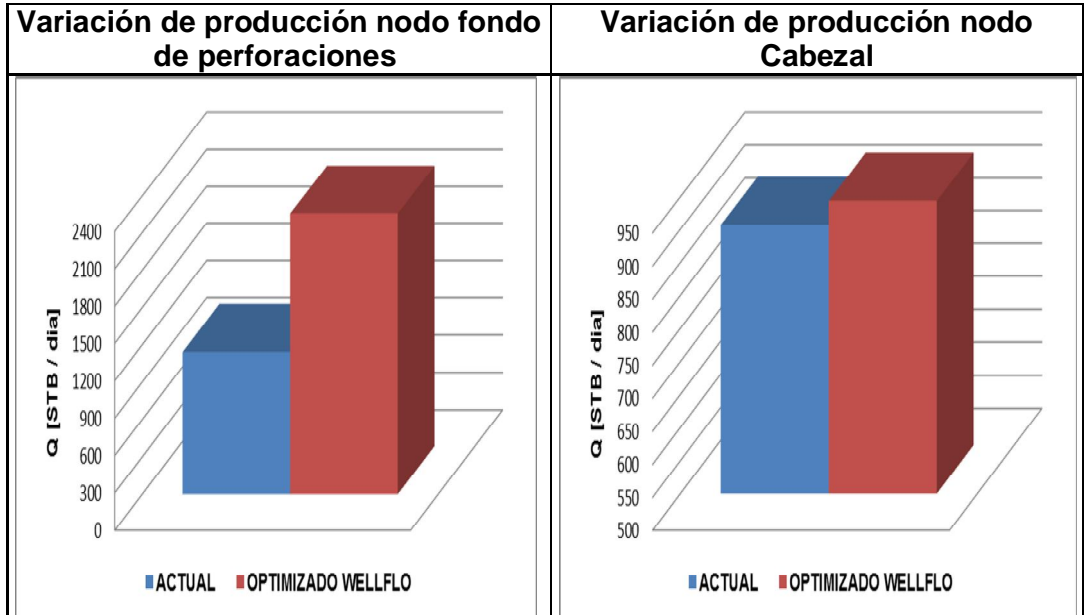
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
52	1228	51	1230

Inflow/Outflow Curves for YR-57  
Sensitivity To: Inside dia. of one surface node (Flow Line 3")



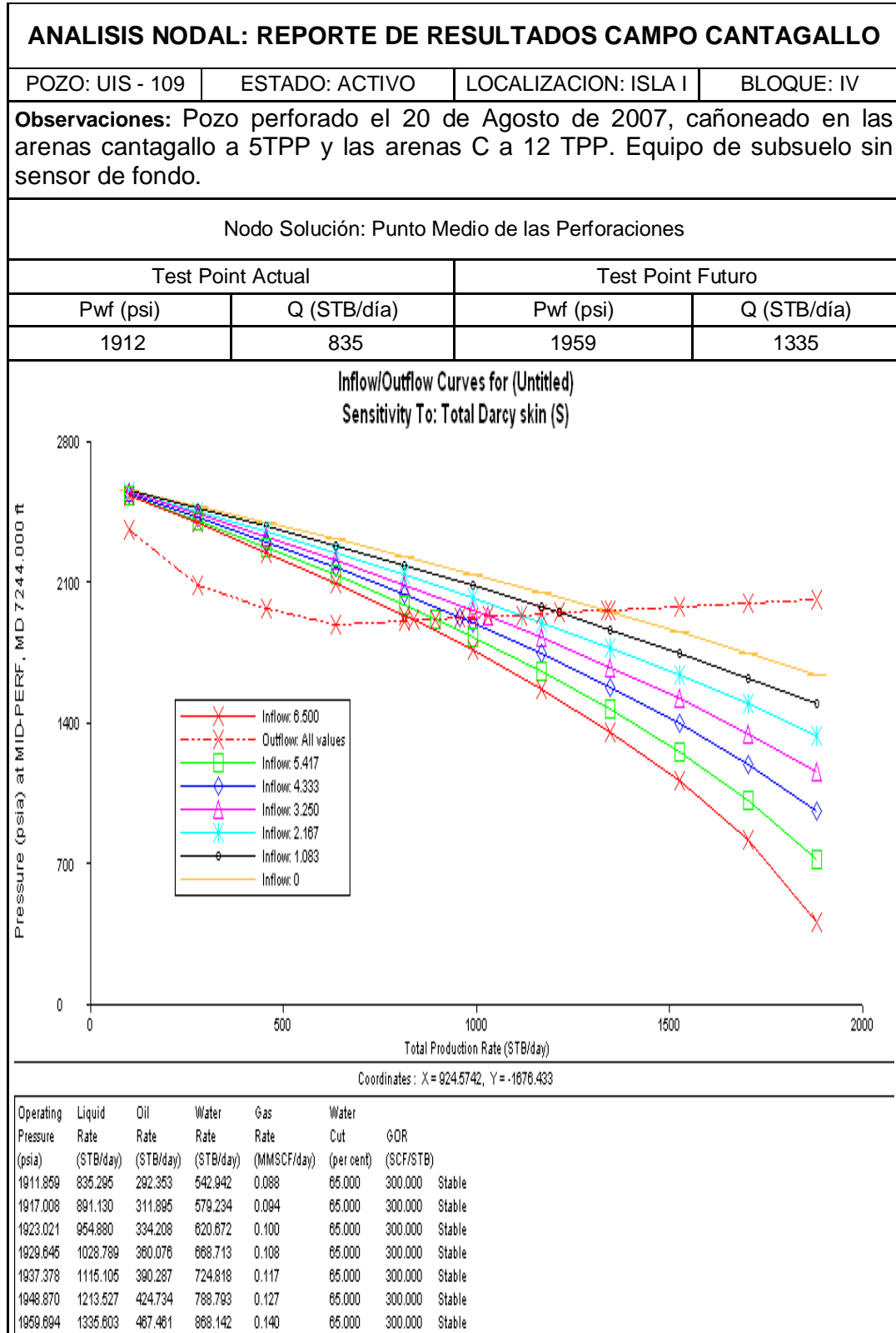
Coordinates: X= 1348.066, Y= 883.0409

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
51.852	1228.598	221.148	1007.450	0.066	82.000	300.000	Stable
51.473	1229.287	221.272	1008.015	0.066	82.000	300.000	Stable
51.200	1229.776	221.360	1008.416	0.066	82.000	300.000	Stable
51.001	1230.128	221.423	1008.704	0.066	82.000	300.000	Stable
50.853	1230.389	221.470	1008.919	0.066	82.000	300.000	Stable
50.741	1230.588	221.505	1009.080	0.066	82.000	300.000	Stable



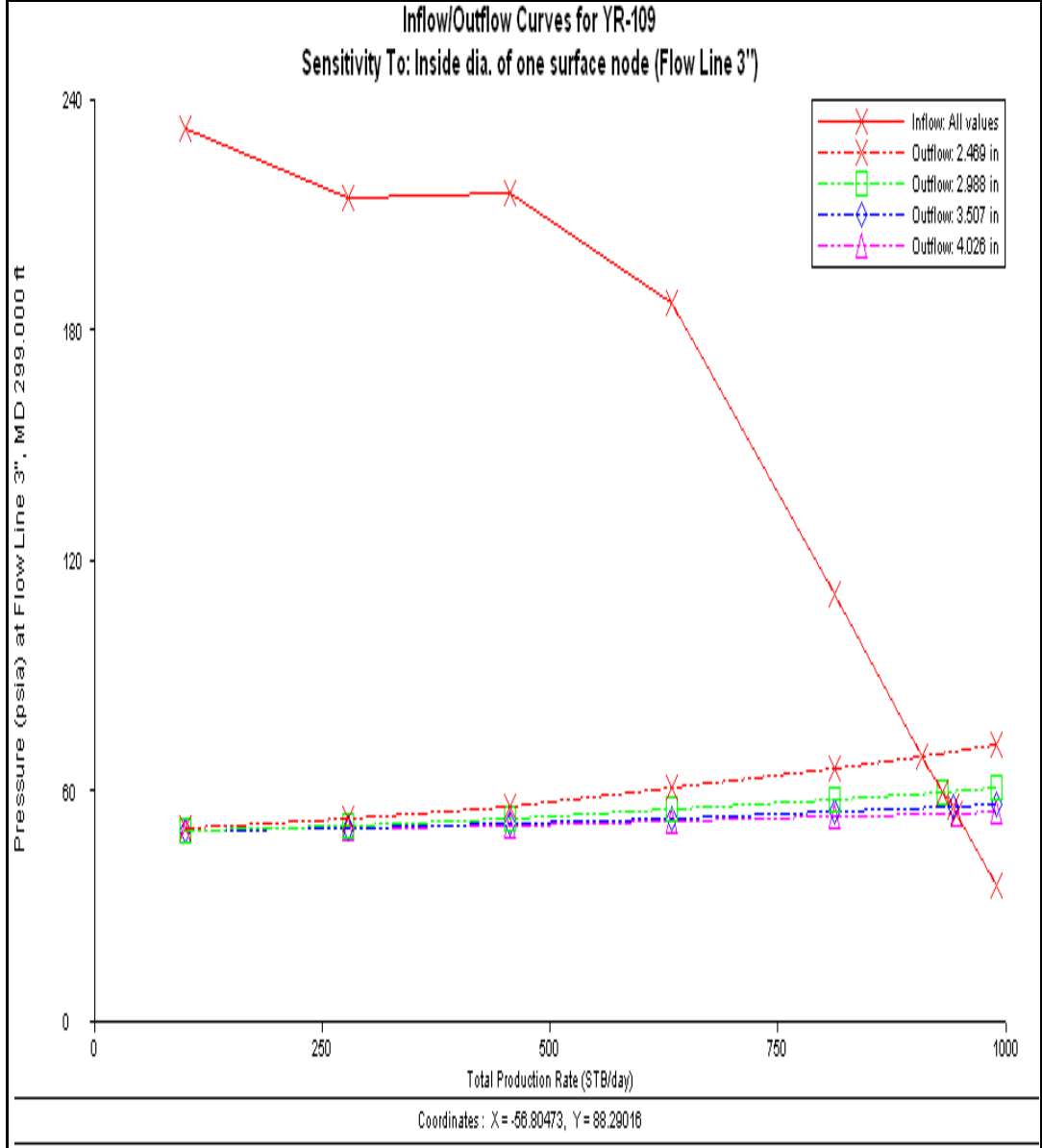
**Análisis:** El pozo presenta un valor de daño bastante alto cercano a 17 por lo cual se recomienda realizar un método de estimulación convencional con el objetivo de llevar el daño a valores cercanos de entre 3 y 6 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño de lograr este propósito se obtendrían una optimización entre el 60% y 90% del potencial actual de producción del pozo lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación. Al realizar el análisis de los resultados de la simulación en el nodo cabezal podemos observar que cambiando el diámetro de la línea de producción de 3" a 4" se obtendría una optimización de alrededor del 0.16% con lo cual se concluye de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues la ganancia en producción no es significativa con lo cual la propuesta de cambio de línea no sería viable.

**Tabla 17. Reporte de resultados UIS – 109**

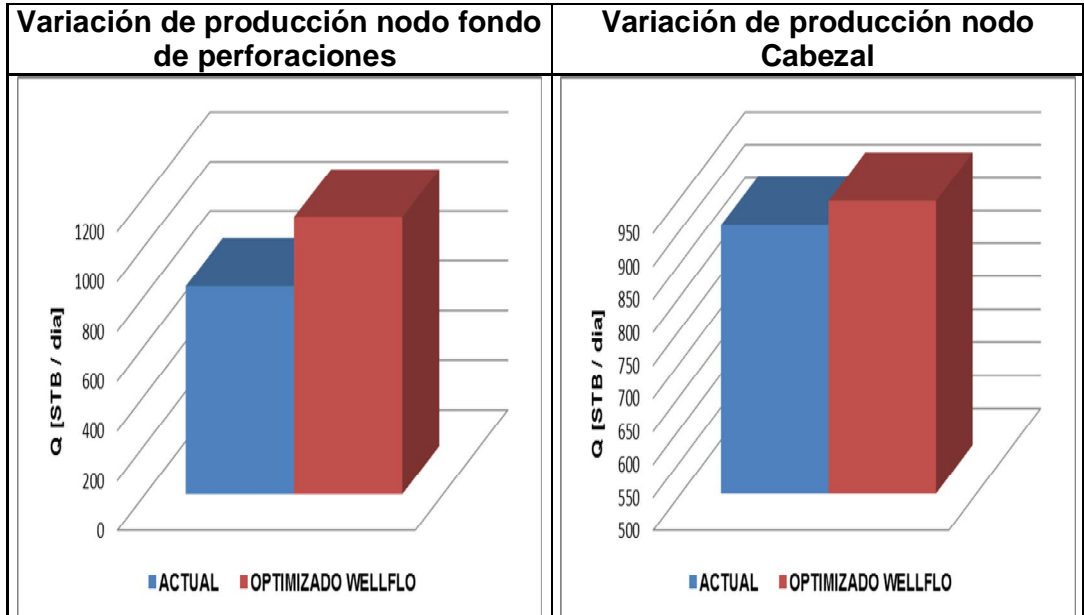


Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
69	907	54	945

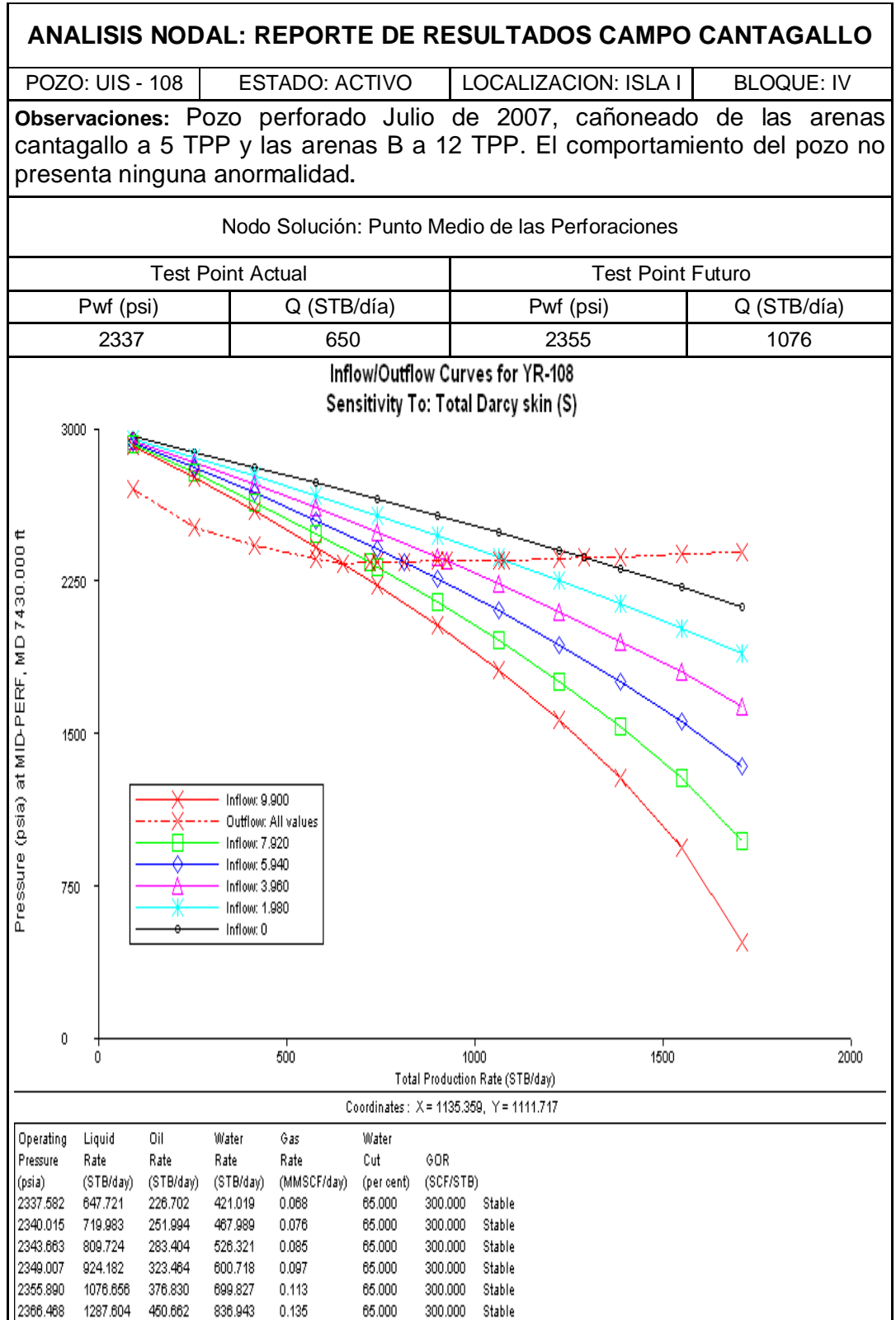


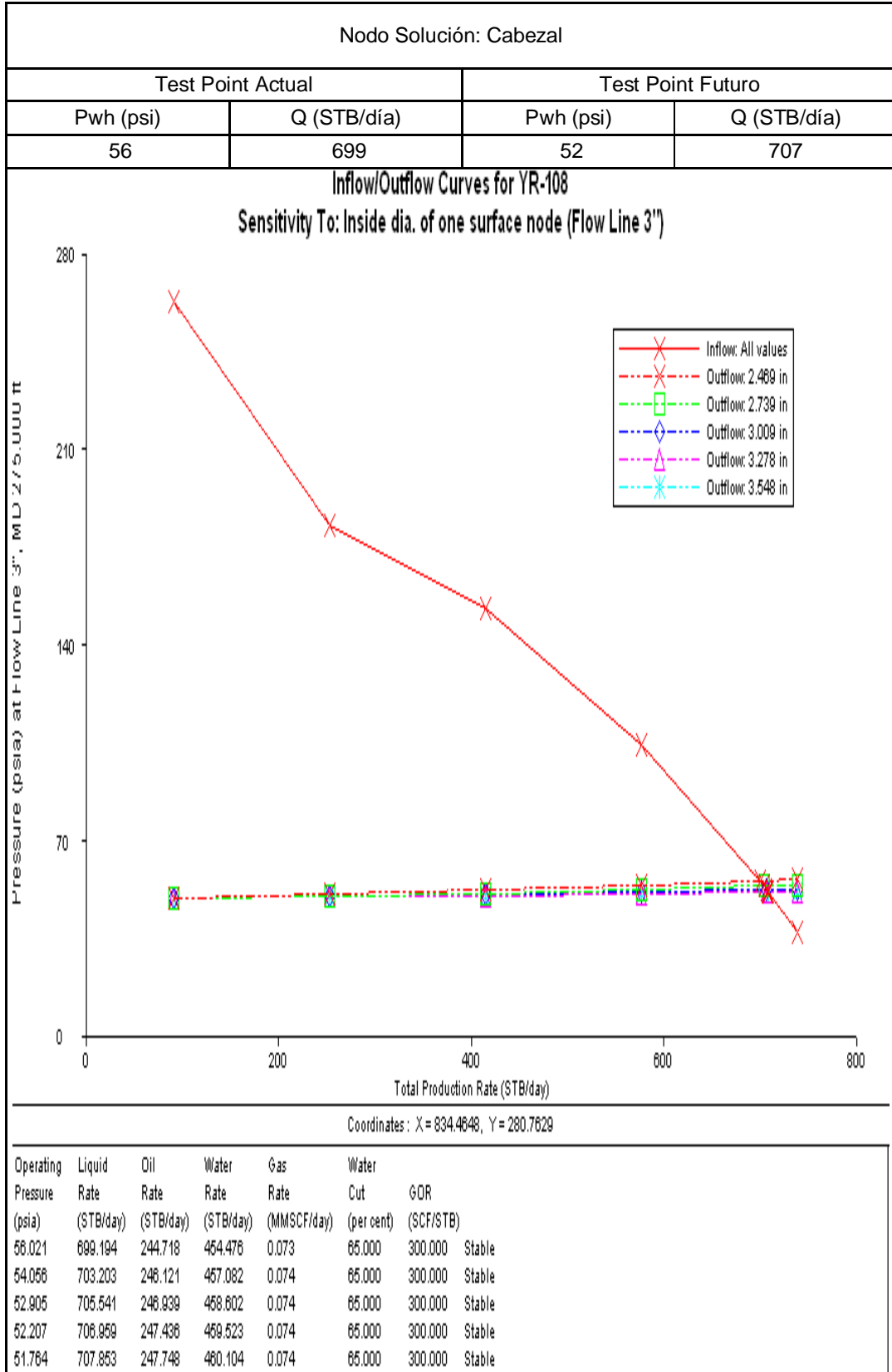
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
69.421	907.539	317.839	589.901	0.095	65.000	300.000	Stable
59.918	929.338	325.268	604.069	0.098	65.000	300.000	Stable
56.057	940.838	329.293	611.544	0.099	65.000	300.000	Stable
54.315	944.879	330.708	614.172	0.099	65.000	300.000	Stable

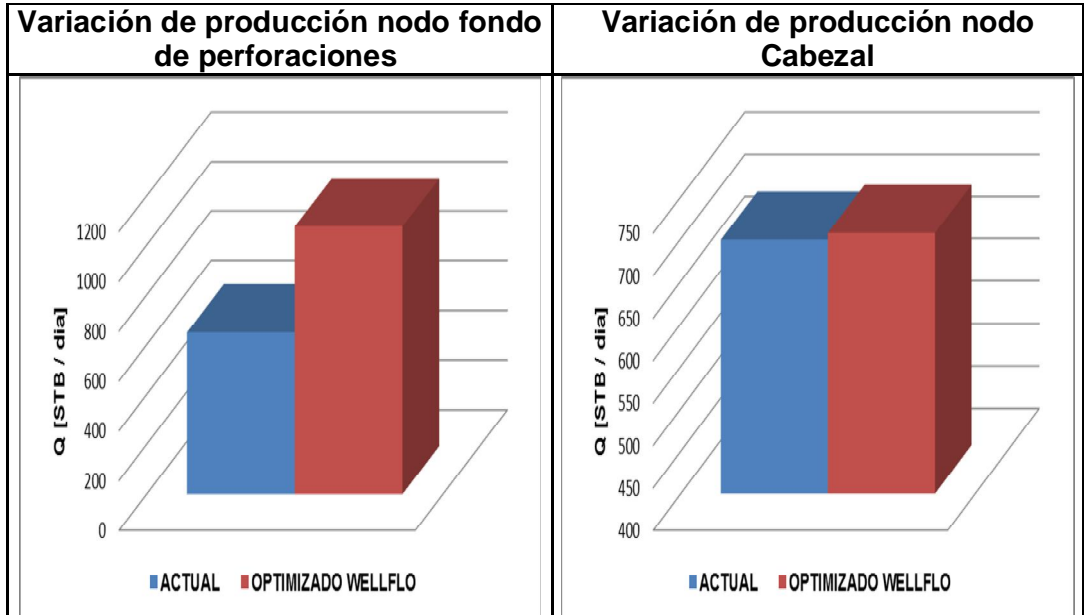


**Análisis:** El pozo cuenta con un valor de daño cercano a 7 lo cual permite realizar una optimización de daño con la implementación de métodos de estimulación convencional el objetivo será llevar al pozo a un valor de daño cercano a 0 con lo cual como lo muestra la grafica de sensibilización de daño se obtendrá una optimización de producción del 60 % del potencial actual del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 4 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2.5", al realizar el cambio de la línea de 3" a 4" se estaría optimizando producción en valores cercanos al 10 % del potencial actual del pozo.

**Tabla 18. Reporte de resultados UIS – 108**

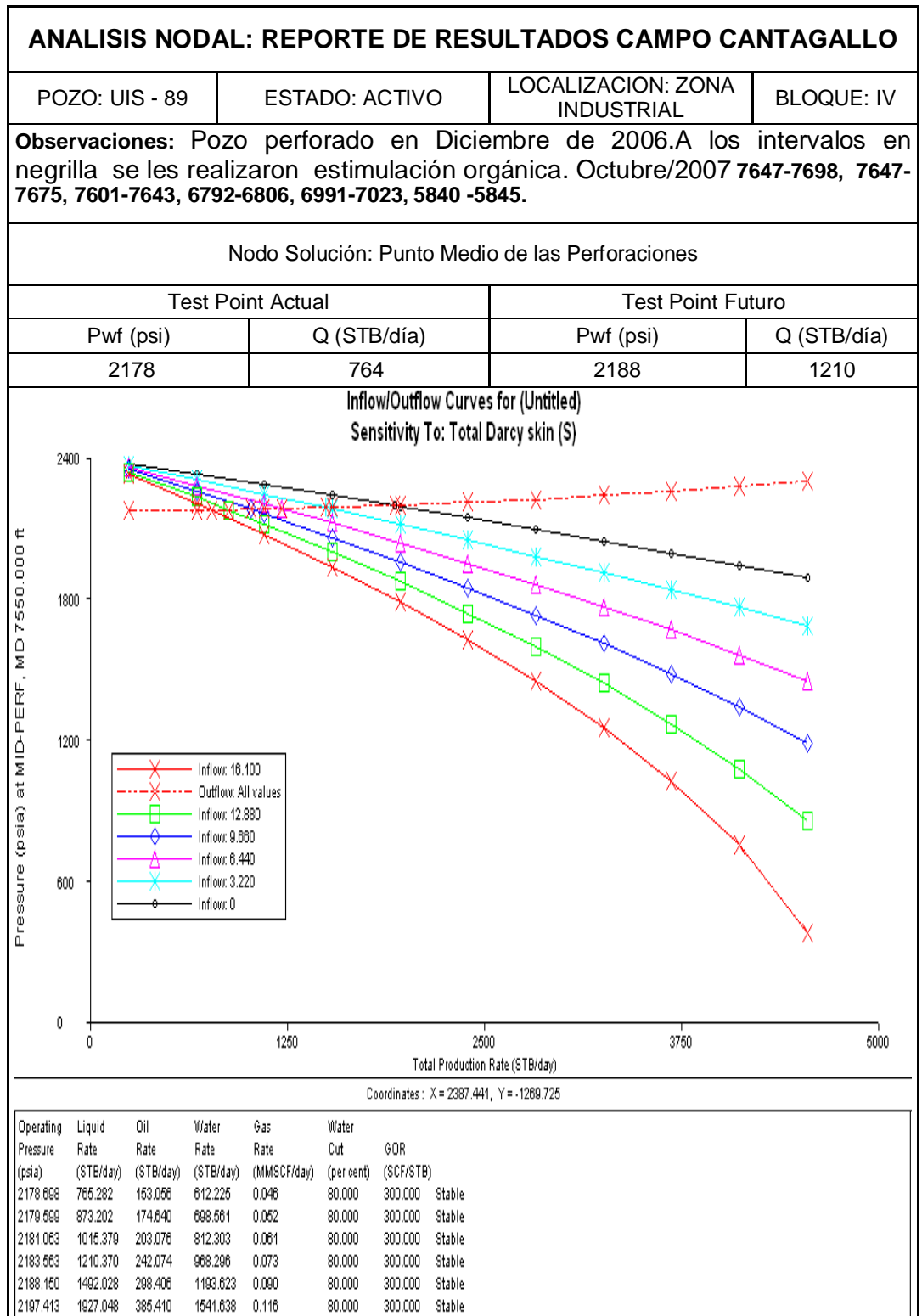


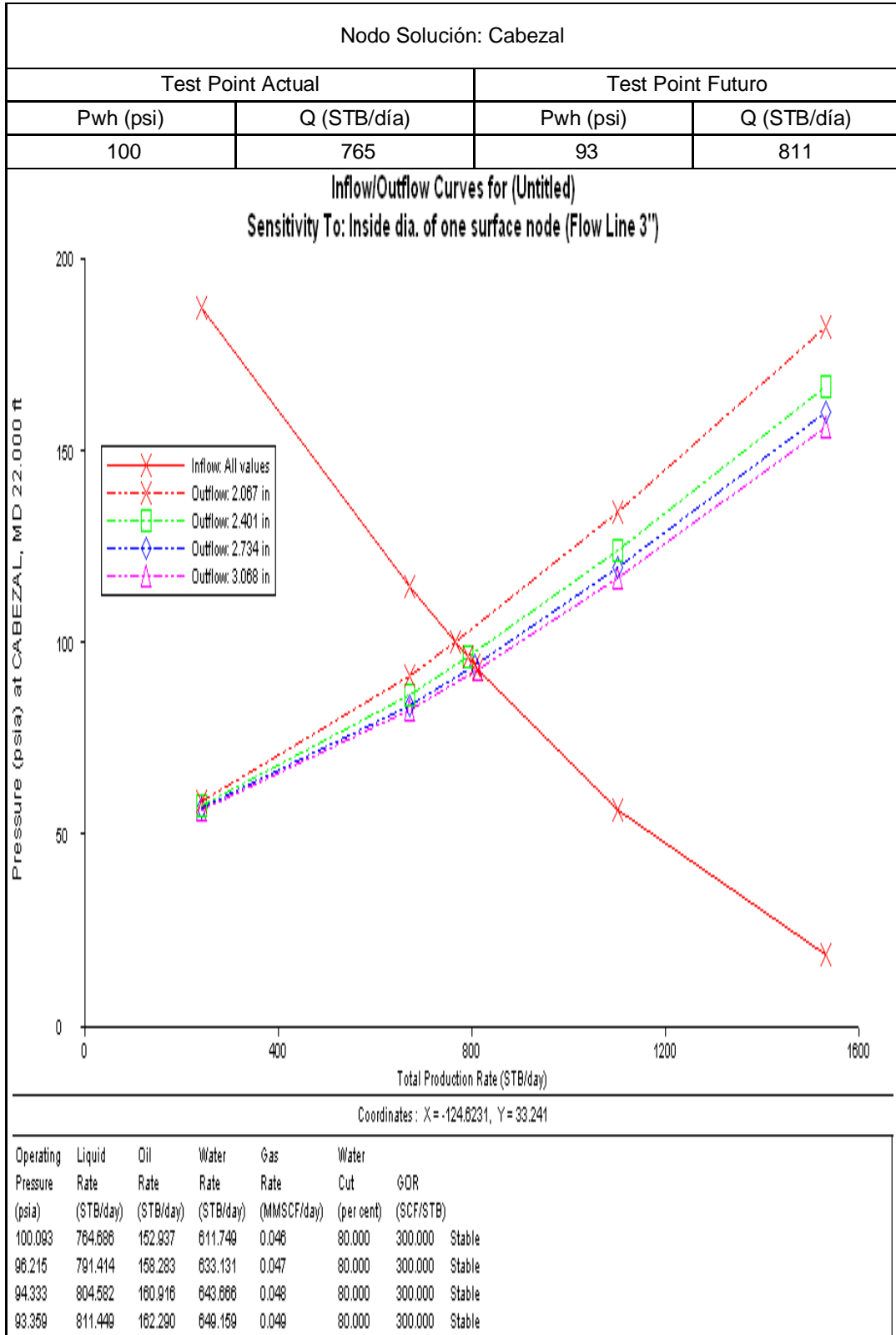


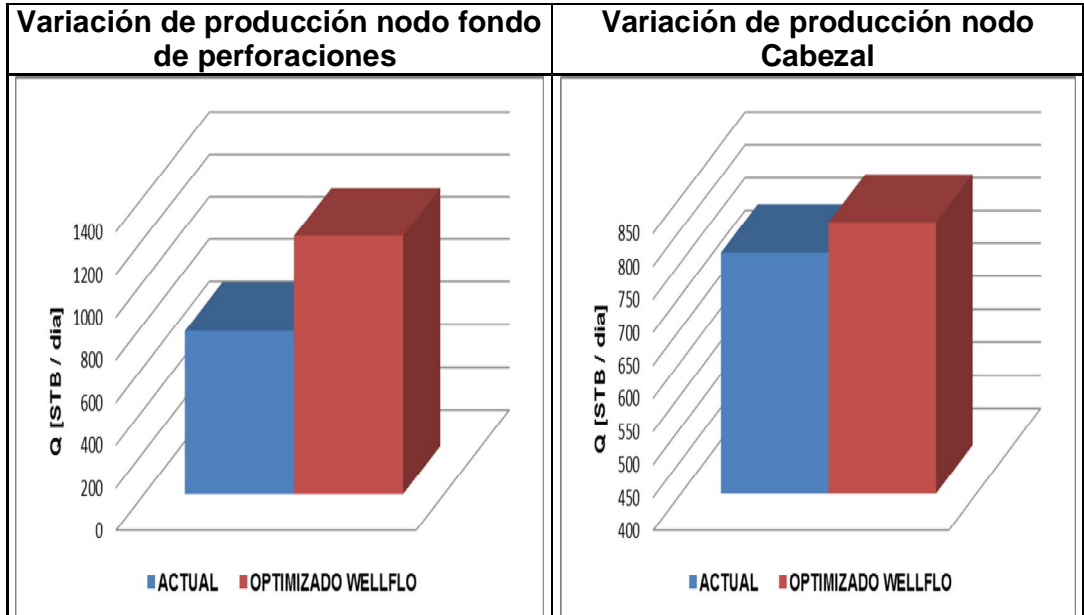


**Análisis:** El daño presente en este pozo es aceptable del valor de 9 al realizar operaciones de estimulación que nos permitan llevar el valor de daño a 2 se estaría recuperando alrededor del 65% del potencial de producción actual del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 1 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2.5", al realizar el cambio de la línea de 3" a 4" se estaría optimizando producción en valores cercanos al 1.2 % del potencial actual del pozo.

Tabla 19. Reporte de resultados UIS – 89

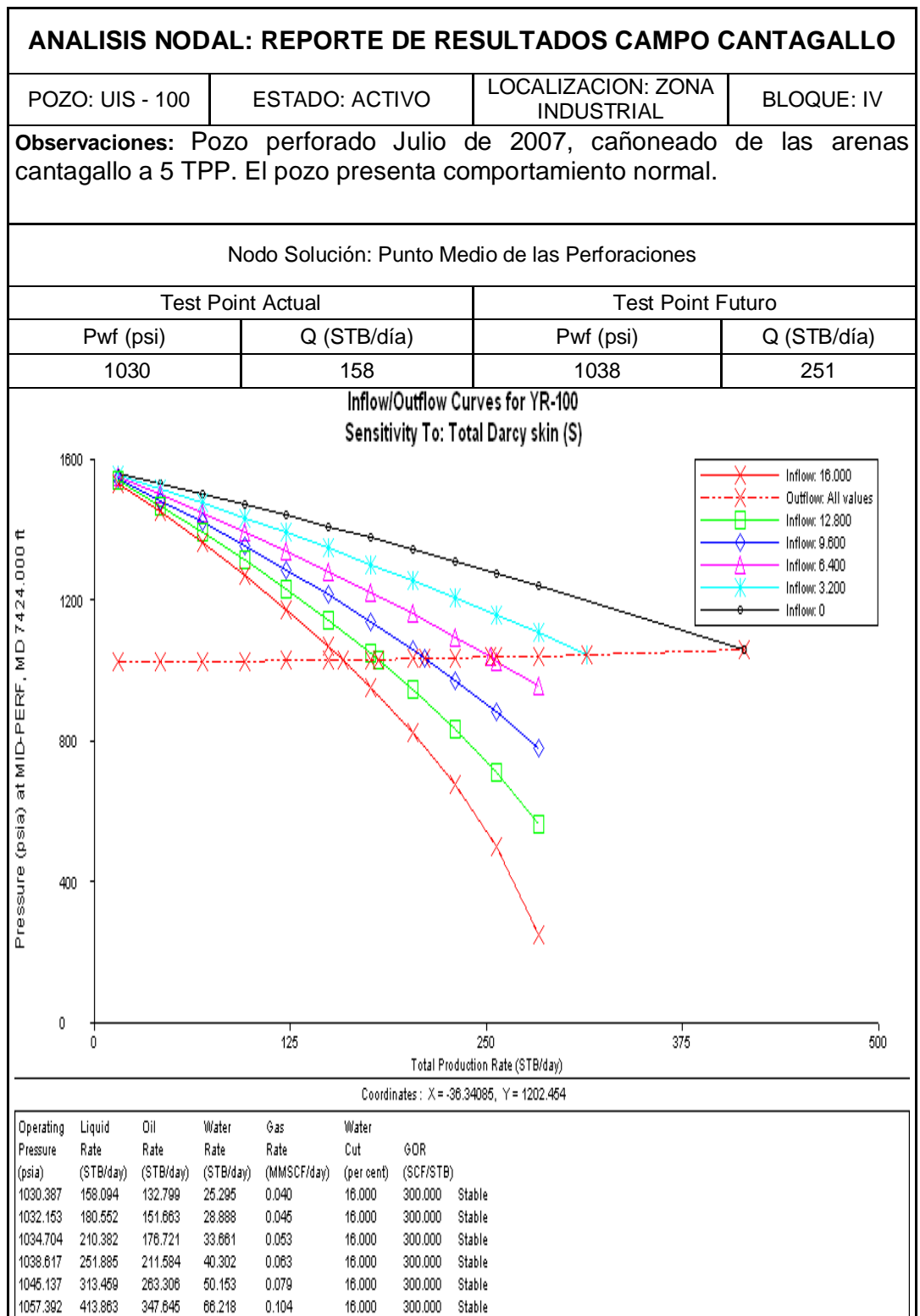






**Análisis:** El pozo presenta un valor de daño bastante alto cercano a 16 por lo cual se recomienda realizar un método de estimulación convencional con el objetivo de llevar el daño a valores cercanos de entre 3 y 6 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño de lograr este propósito se obtendrían una optimización entre el 90% y 140% del potencial actual de producción del pozo lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 6 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2.5".

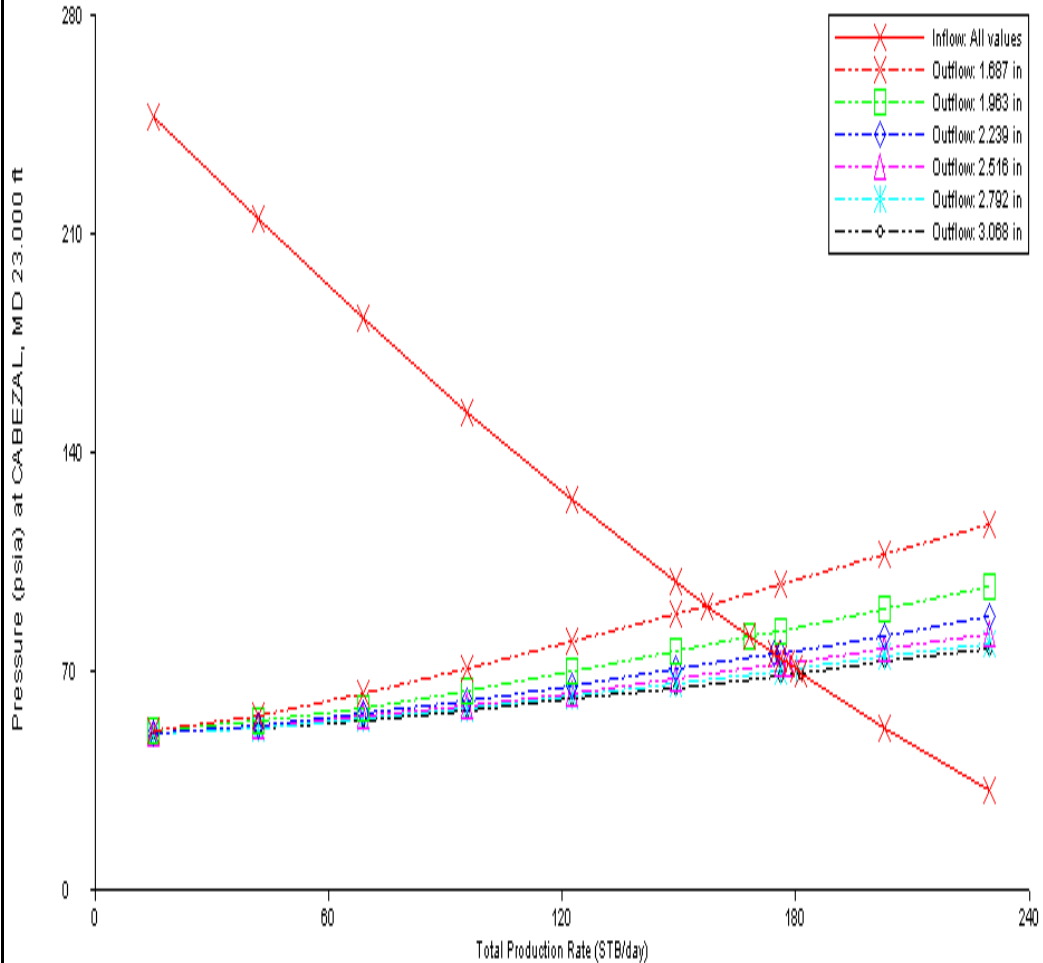
**Tabla 20. Reporte de resultados UIS – 100**



Nodo Solución: Cabezal

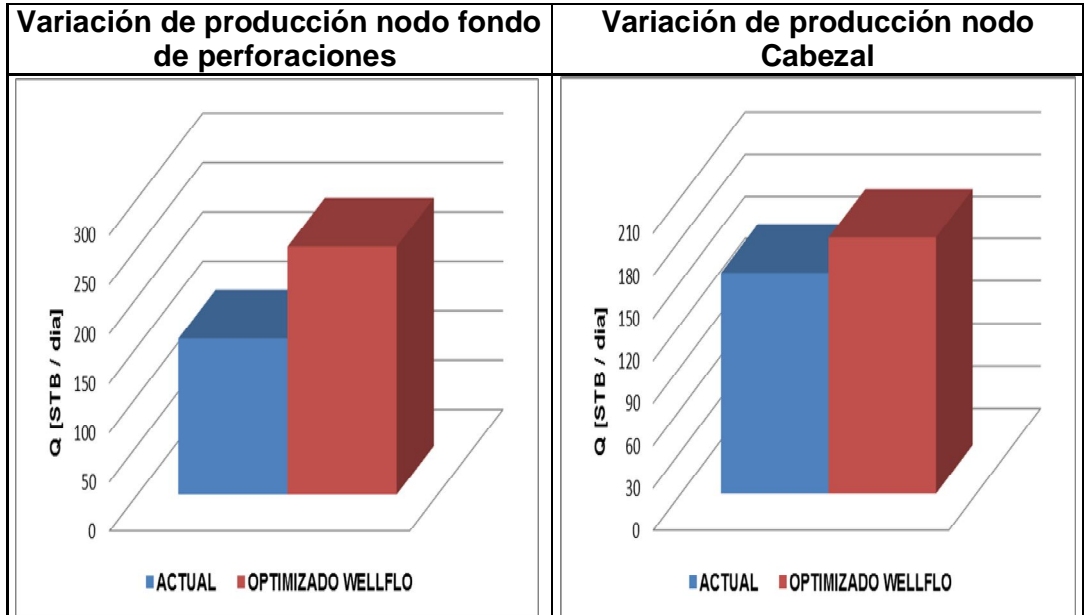
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
92	156	70	181

Inflow/Outflow Curves for YR-100  
Sensitivity To: Inside dia. of one surface node (Flow Line 3")



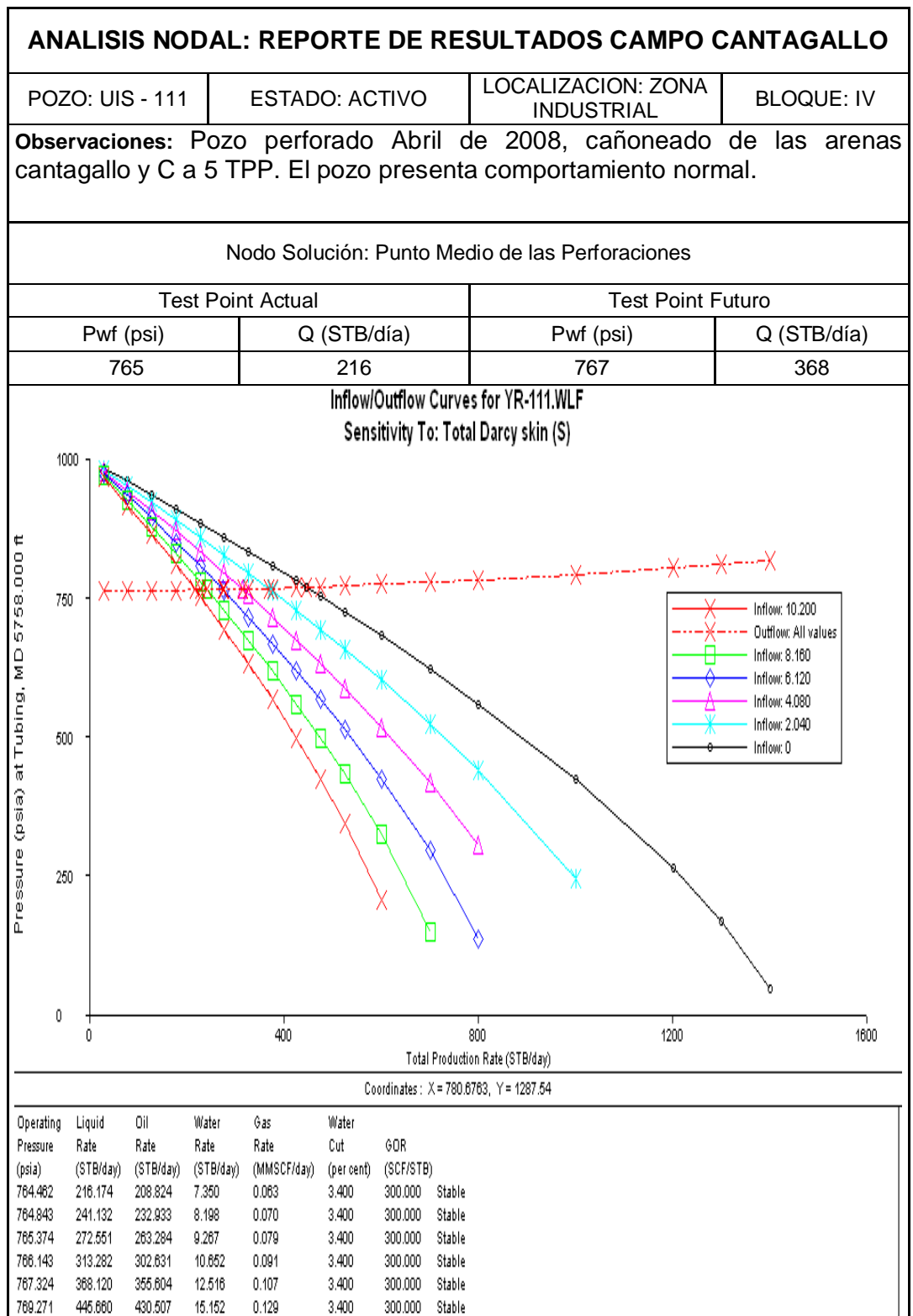
Coordinates: X = 182.9381, Y = 240.2273

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
91.067	158.968	131.853	25.115	0.040	16.000	300.000	Stable
81.172	167.967	141.092	26.875	0.042	16.000	300.000	Stable
75.675	174.282	146.397	27.885	0.044	16.000	300.000	Stable
72.572	177.859	149.402	28.457	0.045	16.000	300.000	Stable
70.792	179.933	151.144	28.789	0.045	16.000	300.000	Stable
69.732	181.186	152.196	28.990	0.046	16.000	300.000	Stable



**Análisis:** El pozo presenta un valor de daño bastante alto cercano a 16 por lo cual se recomienda realizar un método de estimulación convencional con el objetivo de llevar el daño a valores cercanos de entre 3 y 6 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño de lograr este propósito se obtendrían una optimización entre el 60% y 98% del potencial actual de producción del pozo lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 15 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 1.5".

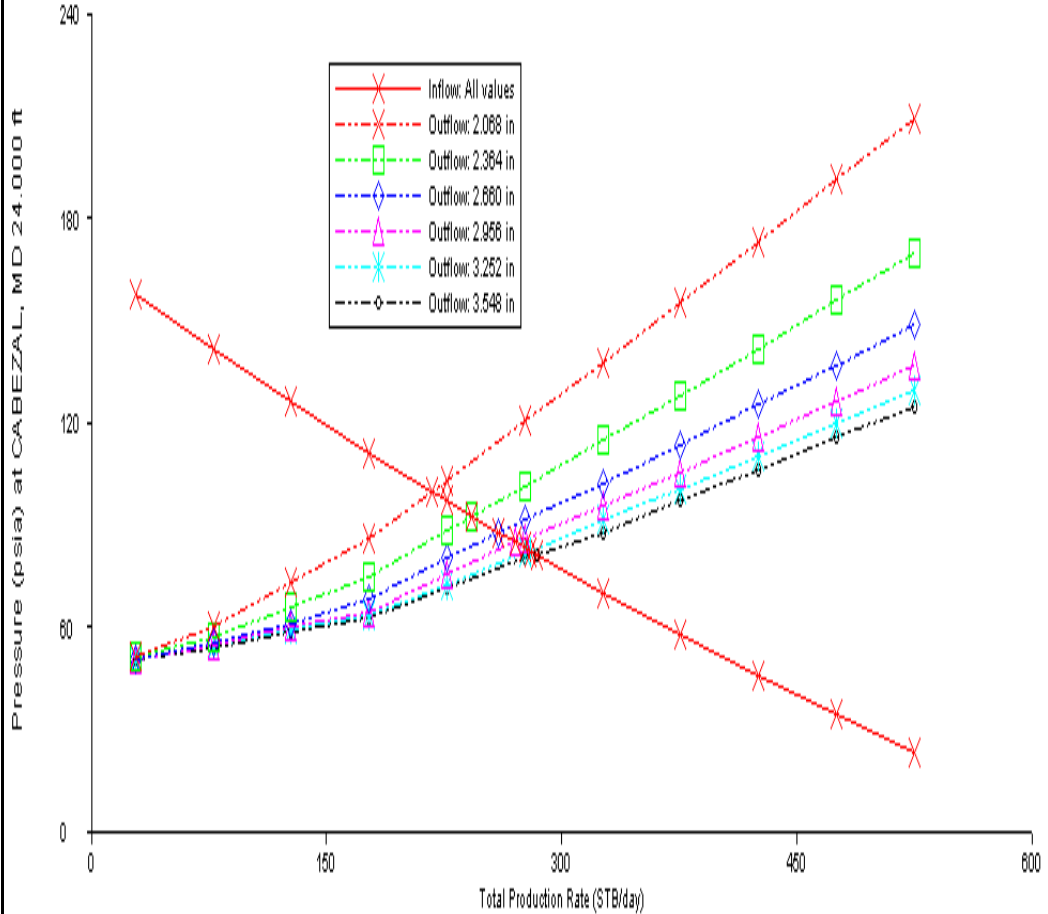
**Tabla 21. Reporte de resultados UIS – 111**



Nodo Solución: Cabezal

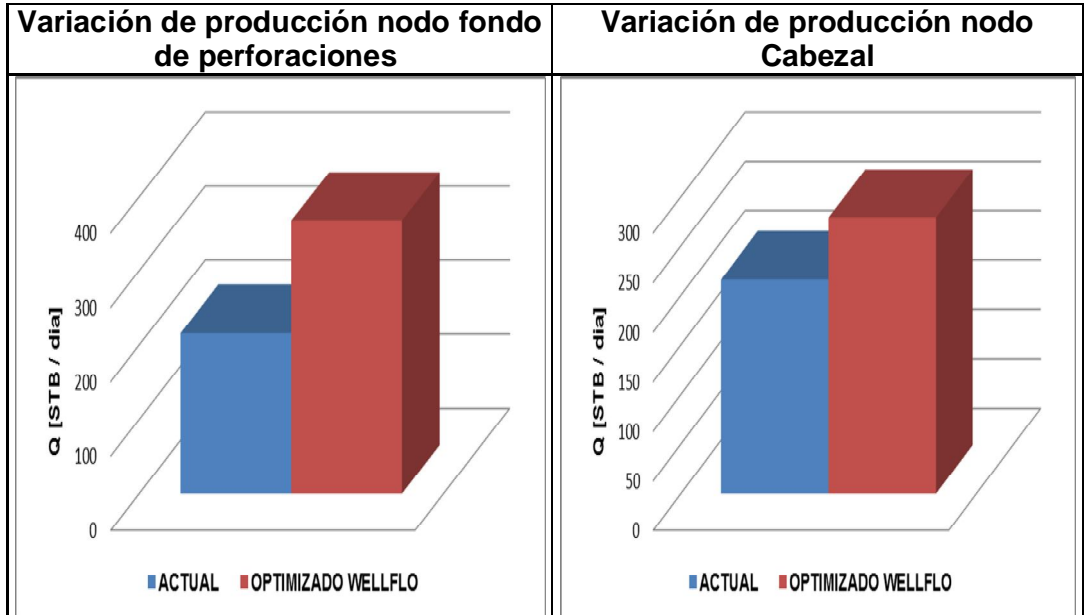
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
100	216	83	279

Inflow/Outflow Curves for YR-111.WLF  
Sensitivity To: Inside dia. of one surface node (Flow Line 3")



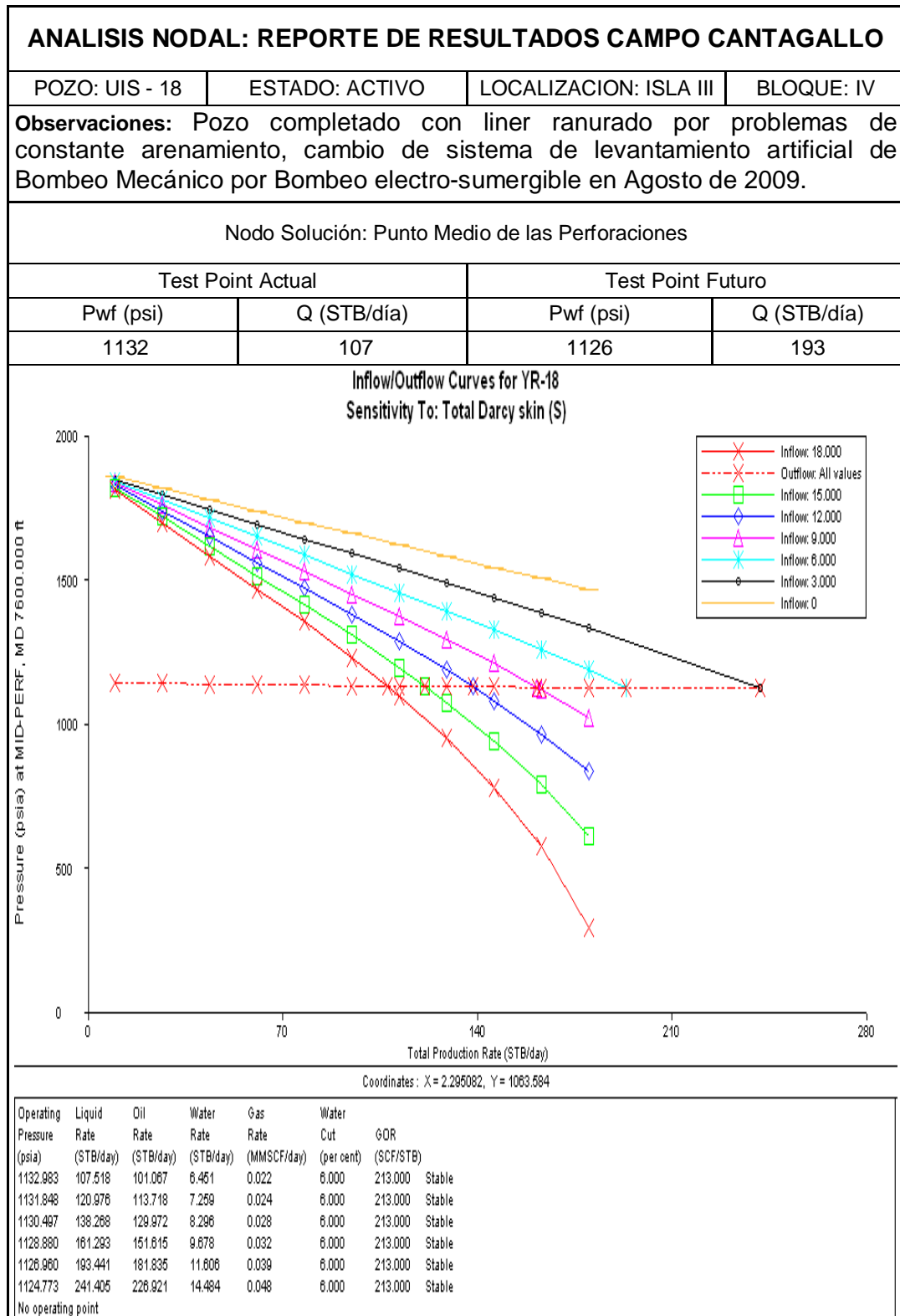
Coordinates: X = 169.0444, Y = -120.8054

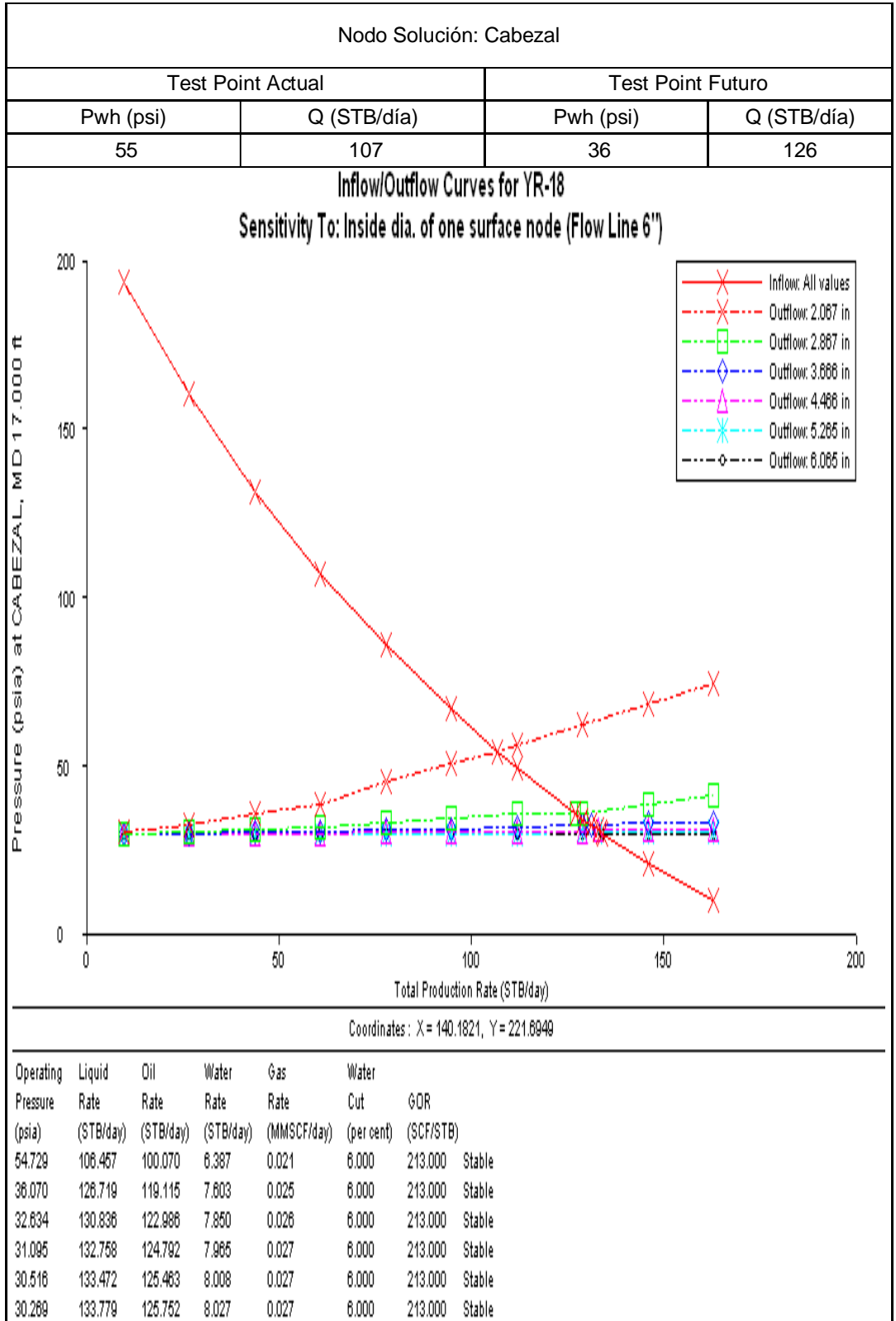
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
99.830	218.932	209.557	7.376	0.063	3.400	300.000	Stable
92.911	241.702	233.484	8.218	0.070	3.400	300.000	Stable
88.242	258.764	249.986	8.798	0.075	3.400	300.000	Stable
85.146	270.190	261.003	9.186	0.078	3.400	300.000	Stable
82.872	279.408	269.908	9.500	0.081	3.400	300.000	Stable
81.636	283.340	273.706	9.634	0.082	3.400	300.000	Stable

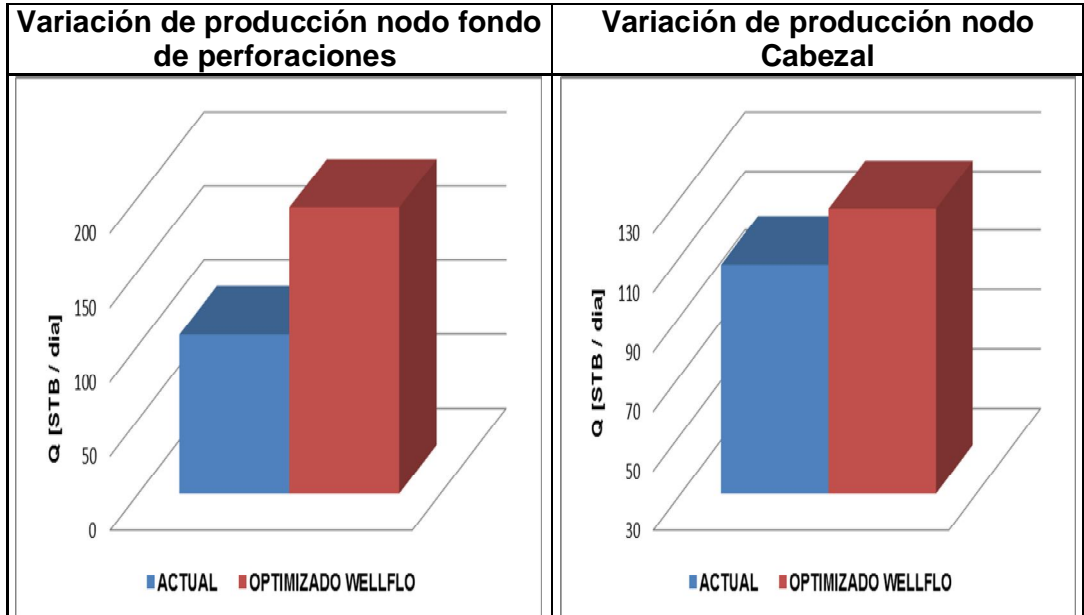


**Análisis:** El pozo presenta un valor de daño alto cercano a 10 por lo cual se recomienda realizar un método de estimulación convencional con el objetivo de llevar el daño a valores cercanos de entre 2 y 4 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño de lograr este propósito se obtendrían una optimización entre el 45% y 70% del potencial actual de producción del pozo lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajuste a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 24 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2", al realizar el cambio de la línea de 3" a 3.5" se estaría optimizando producción en valores cercanos al 6 % del potencial actual del pozo.

**Tabla 22. Reporte de resultados UIS – 18**

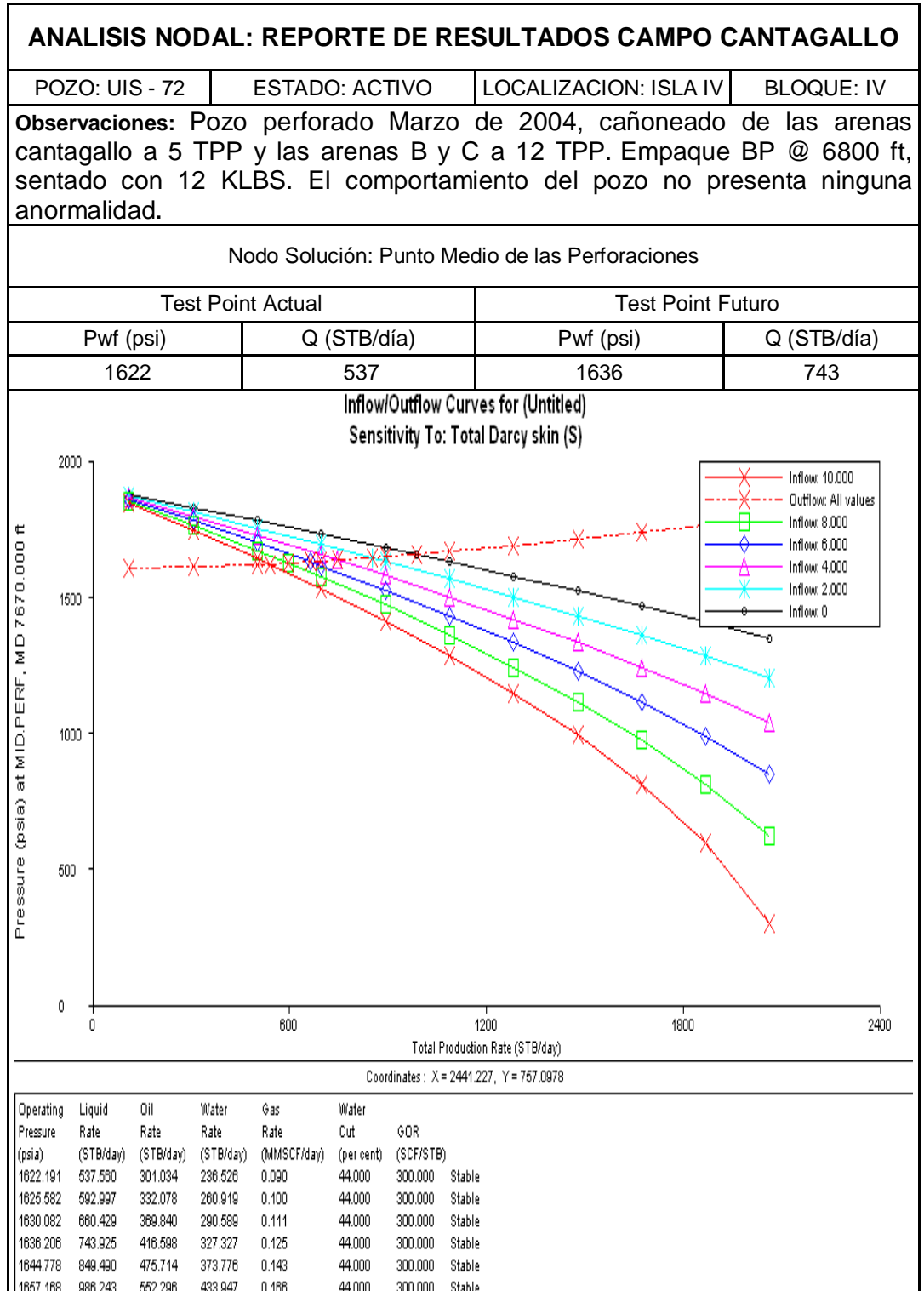






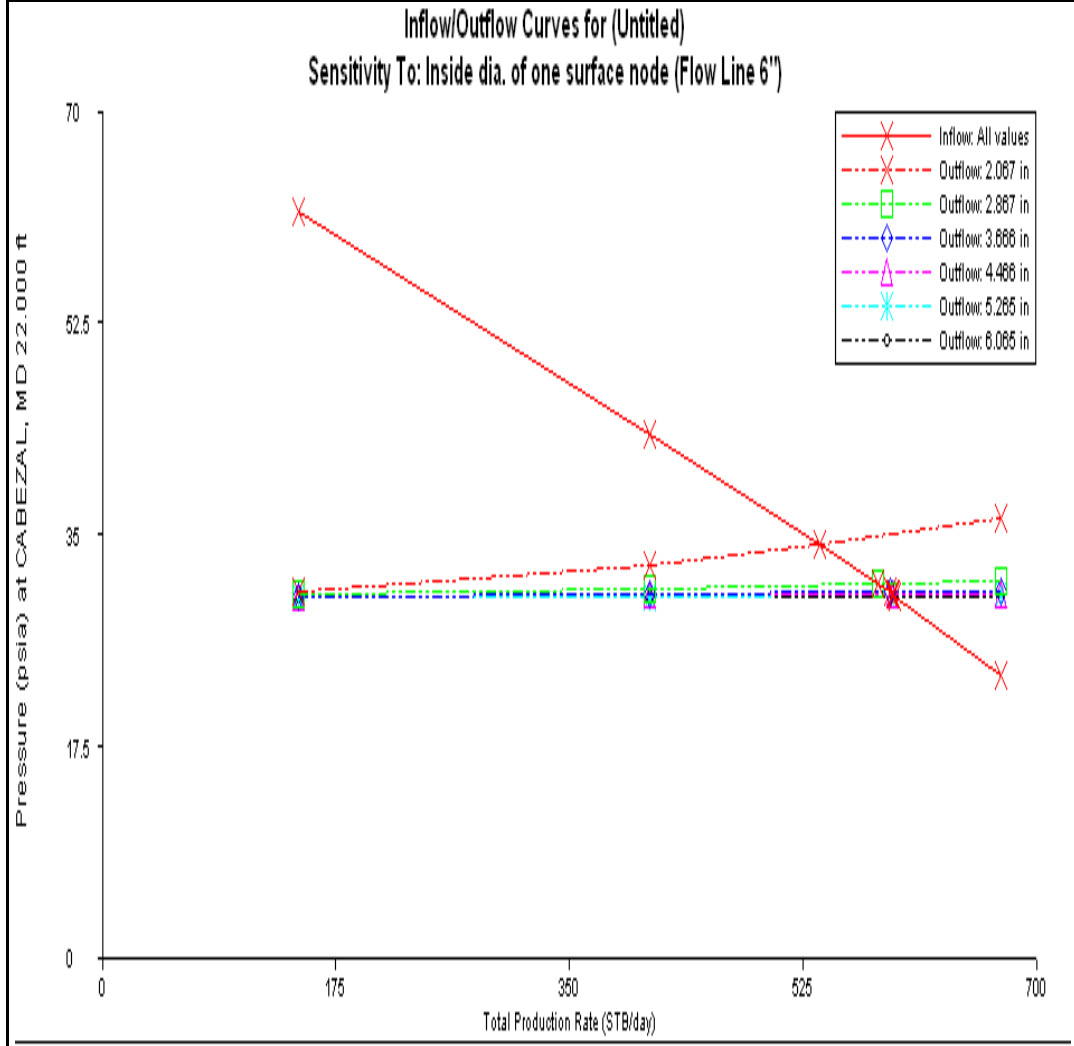
Análisis: El pozo presenta un valor de daño bastante alto cercano a 18 por lo cual se recomienda realizar un método de estimulación convencional con el objetivo de llevar el daño a valores cercanos de entre 3 y 6 pues como lo muestra la grafica de sensibilización del daño de lograr este propósito se obtendrían una optimización entre el 68% y 80% del potencial actual de producción del pozo lo cual haría viable cualquier tipo de proyecto de estimulación. Se observa que la curva Outflow presente en este nodo tiene una tendencia recta y no curva como es lo convencional en el desarrollo de estos análisis, esto es debido a la correlación de flujo vertical *Fancher and Brown* que fue la que mejor ajusto a las condiciones de flujo vertical actuales del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 6" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 26 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2".

**Tabla 23. Reporte de resultados UIS – 72**

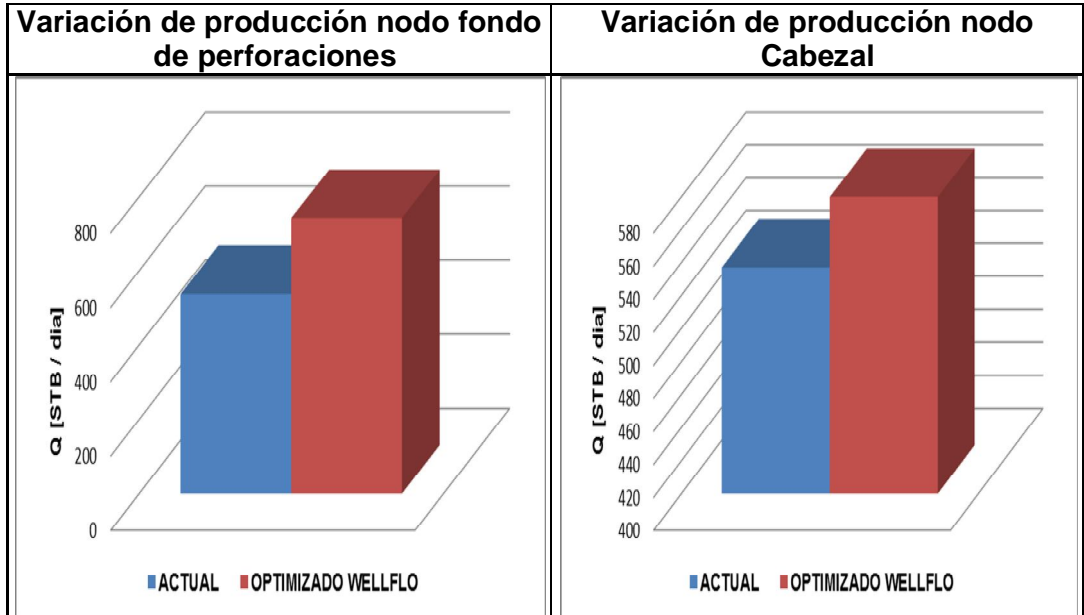


Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
34	537	31	580

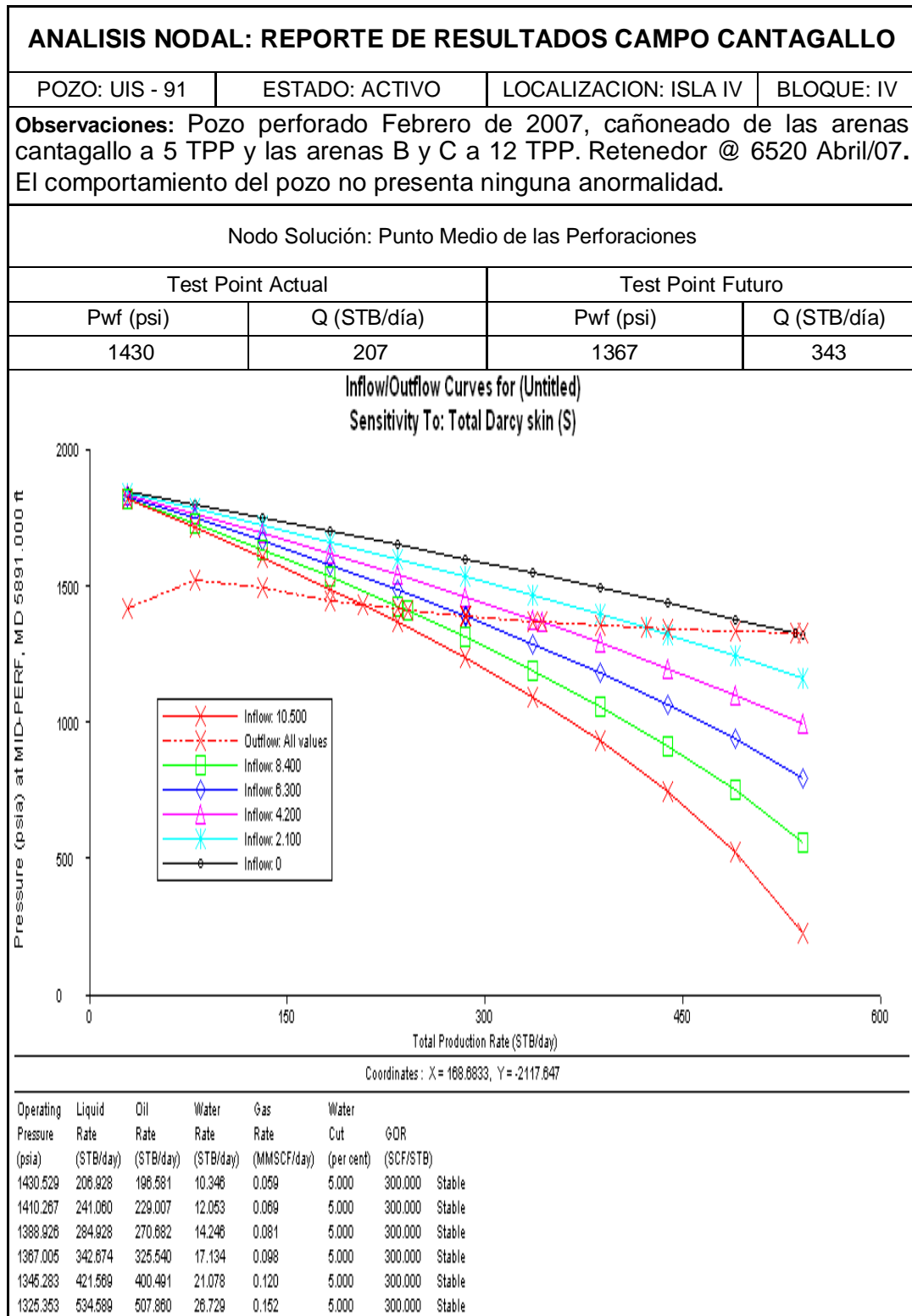


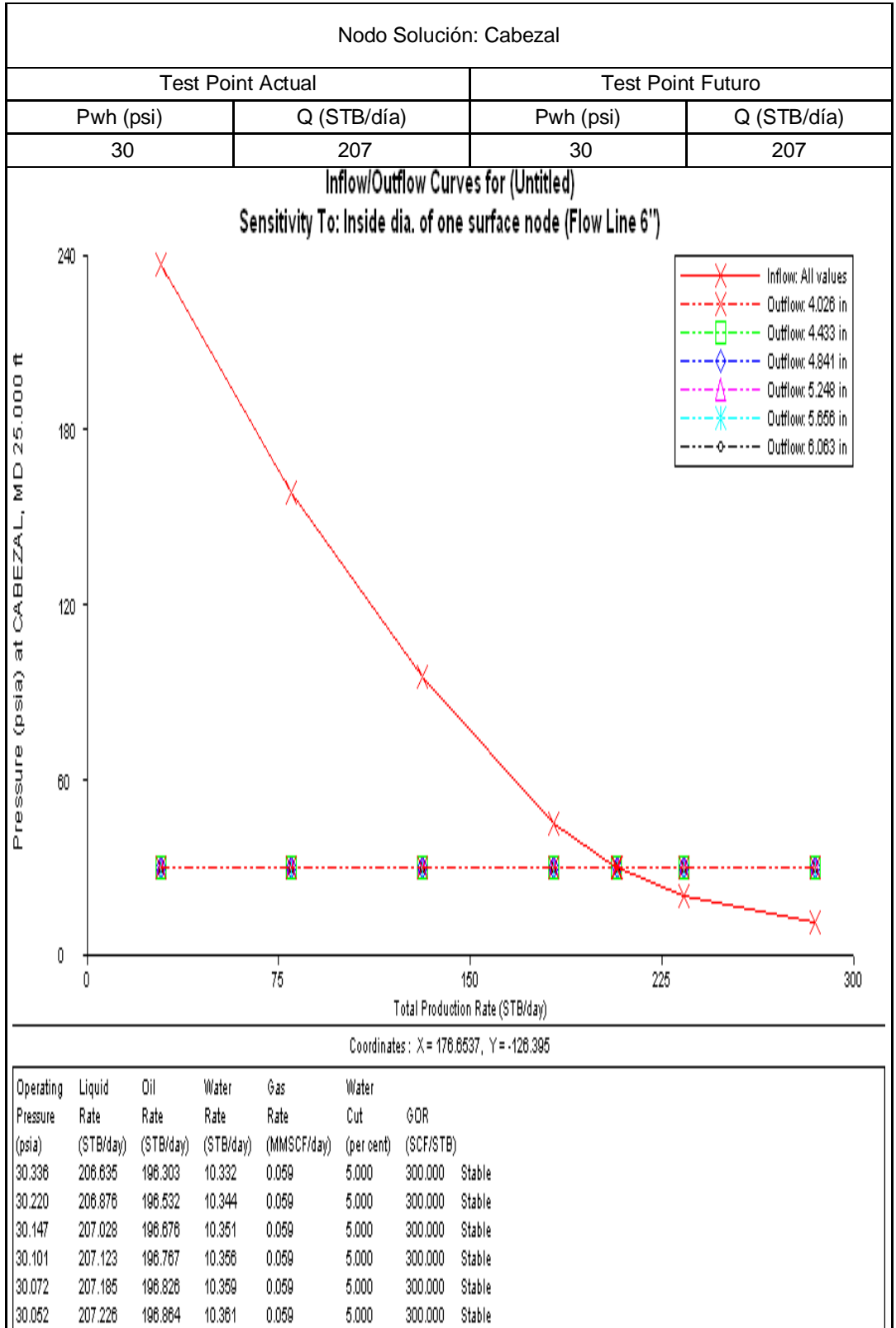
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
34.203	537.150	214.860	322.290	0.064	60.000	300.000	Stable
30.942	580.809	232.324	348.486	0.070	60.000	300.000	Stable
30.276	589.520	235.808	353.712	0.071	60.000	300.000	Stable
30.102	591.773	236.709	355.064	0.071	60.000	300.000	Stable
30.044	592.512	237.005	355.507	0.071	60.000	300.000	Stable
30.022	592.802	237.121	355.682	0.071	60.000	300.000	Stable

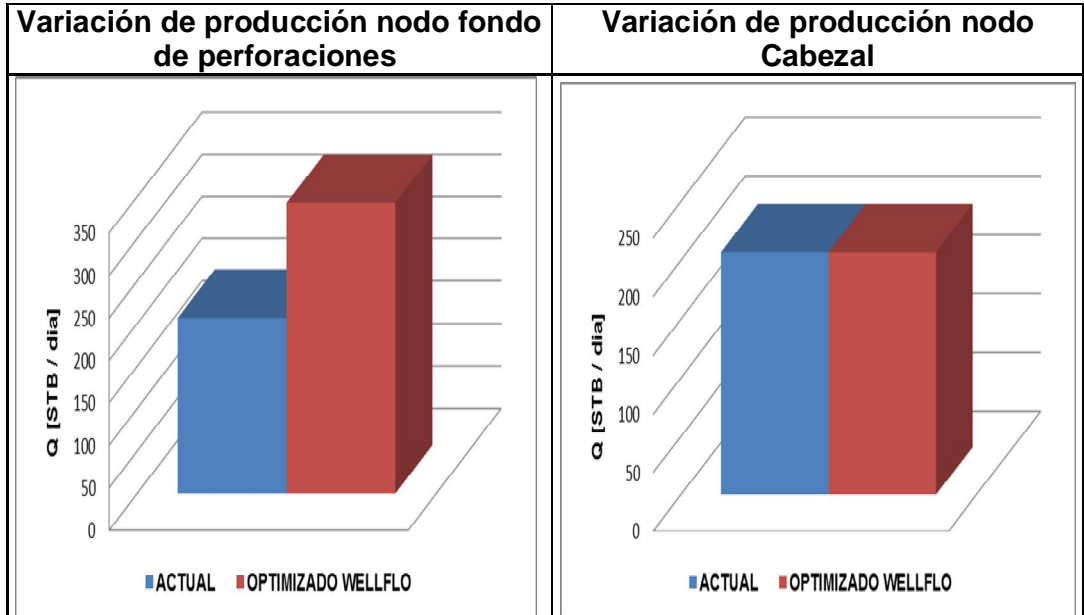


Análisis: El pozo cuenta actualmente con un valor de daño de 10 lo que permite realizar una sensibilización para lograr la optimización de la producción, la cuantificación del impacto de llevar el daño del pozo a valores de 2 a 4 se puede observar en la grafica del nodo fondo de perforaciones lo que permite concluir que al lograr este objetivo se obtendrá una recuperación de fluidos del 40% al 90% con lo cual cualquier proyecto de estimulación convencional es viable económicamente. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 6" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 10 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2".

**Tabla 24. Reporte de resultados UIS – 91**

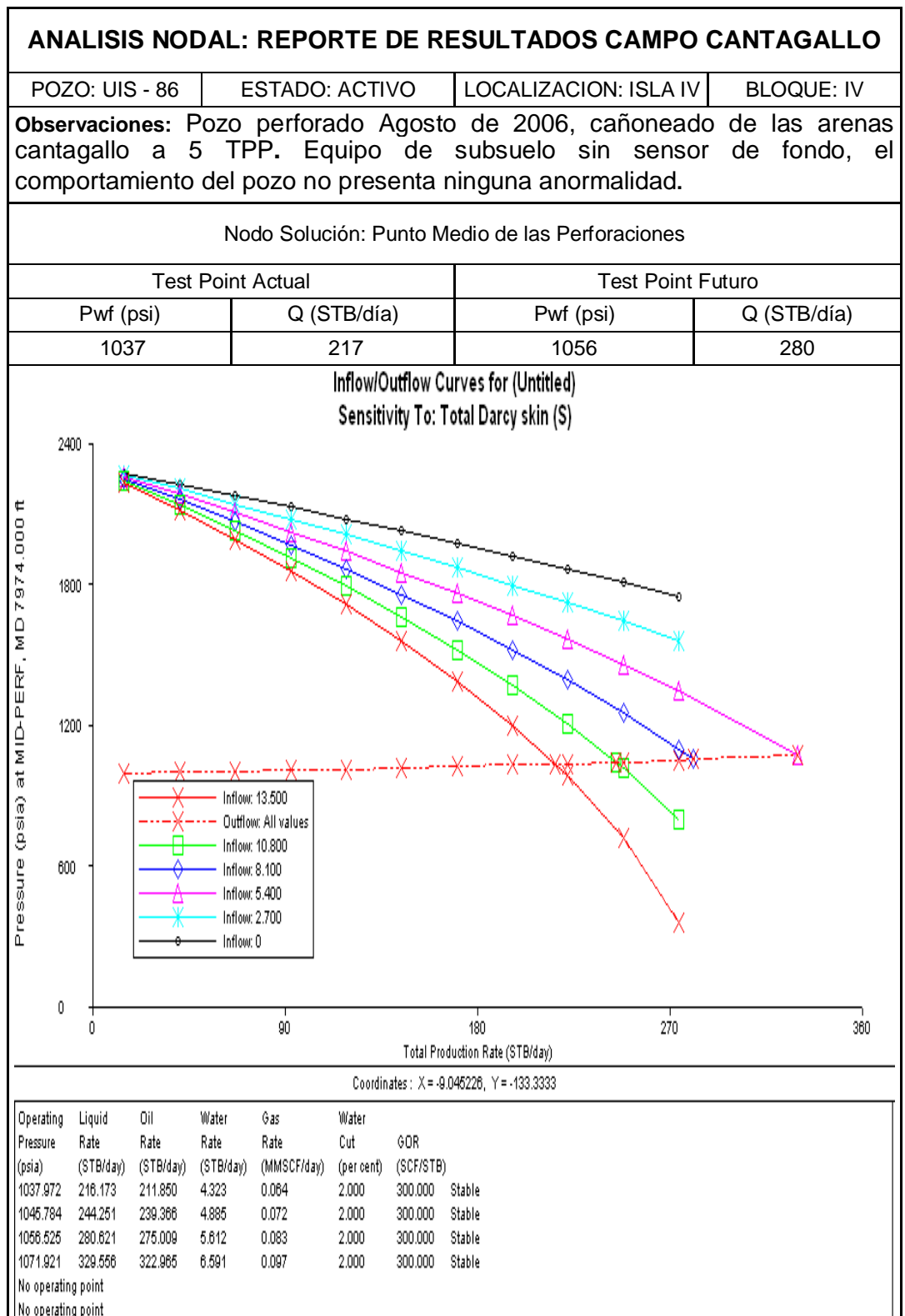






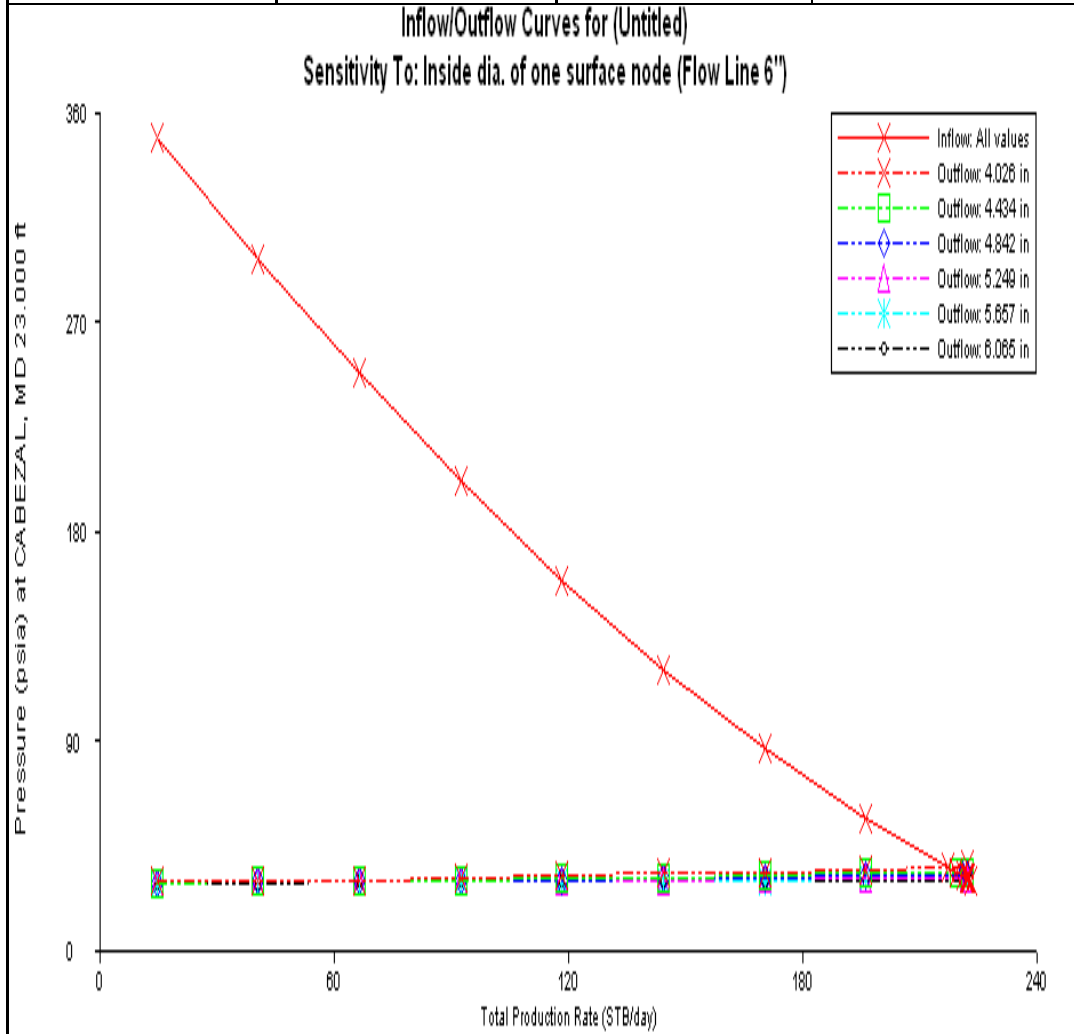
Análisis: El pozo cuenta actualmente con un valor de daño de 10.5 lo que permite realizar una sensibilización para lograr la optimización de la producción, la cuantificación del impacto de llevar el daño del pozo a valores de 2 a 4 se puede observar en la grafica del nodo fondo de perforaciones lo que permite concluir que al lograr este objetivo se obtendrá una recuperación de fluidos del 65% al 98% con lo cual cualquier proyecto de estimulación convencional es viable económicamente. Al analizar los resultados del nodo solución en cabeza se observa de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues al realizar la sensibilización de cambio de tubería no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

**Tabla 25. Reporte de resultados UIS – 86**



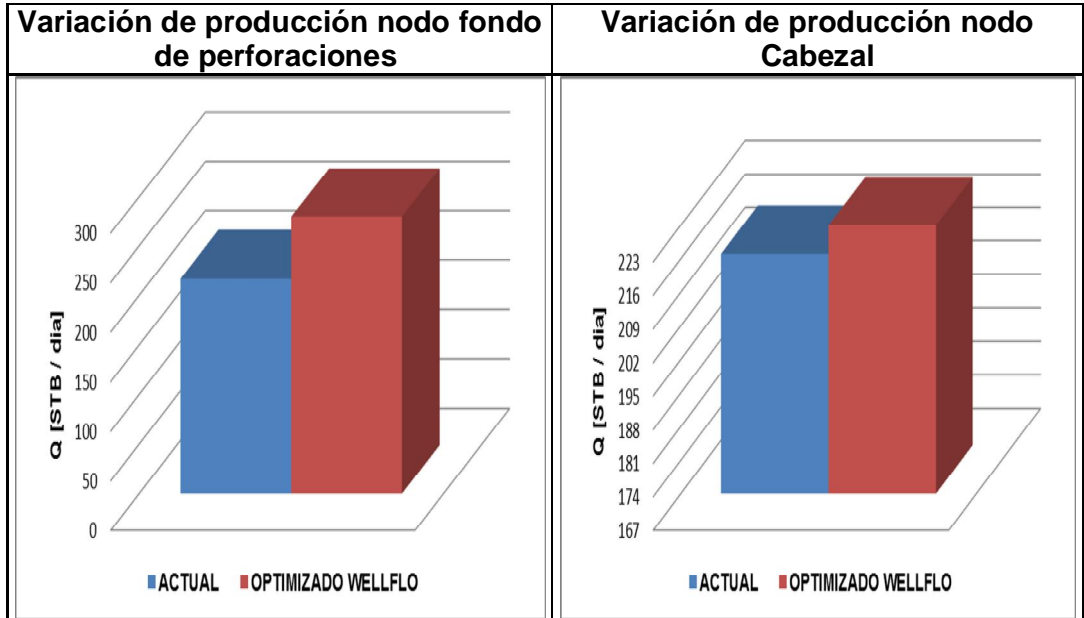
Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
37	217	31	223



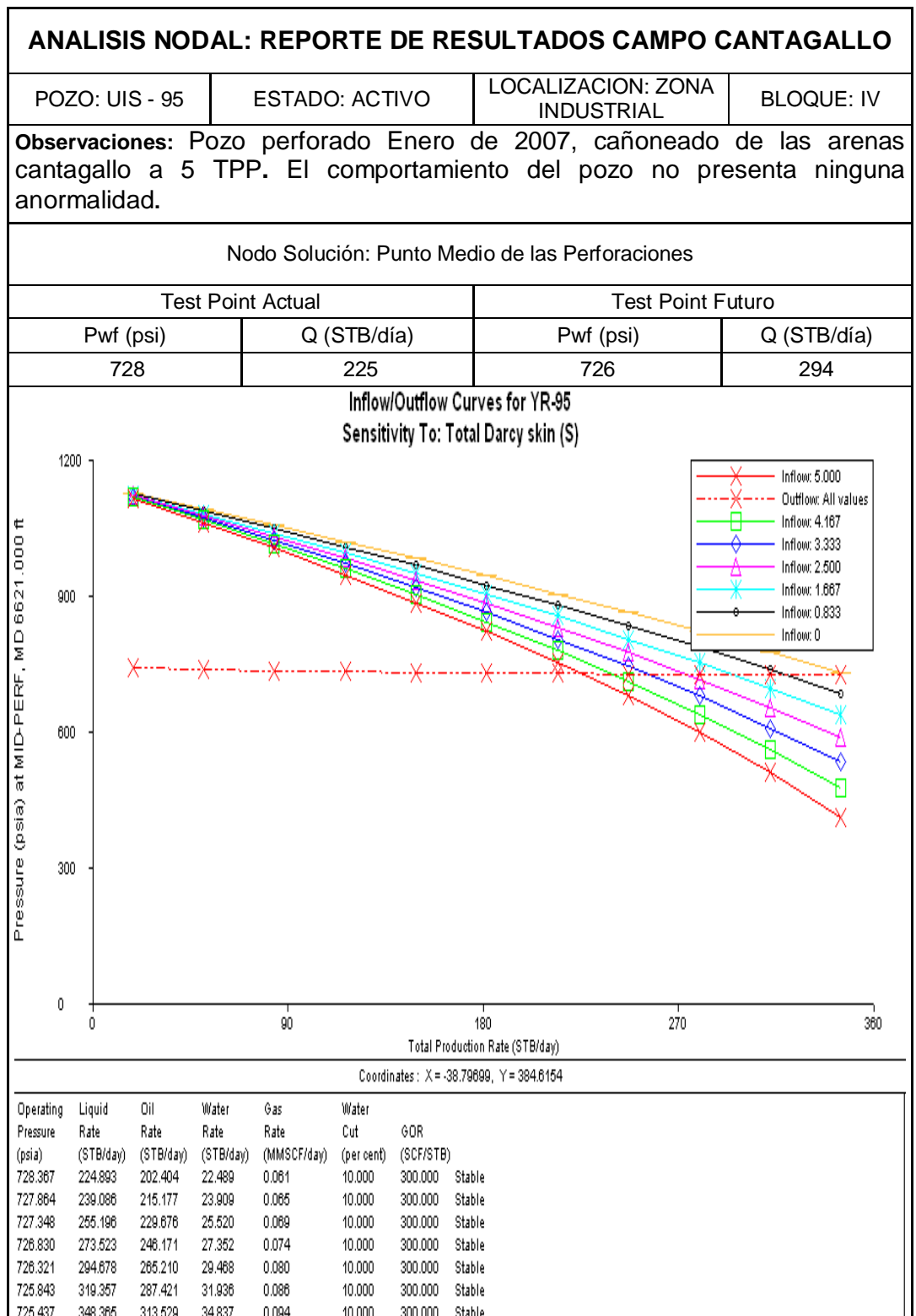
Coordinates : X = 87.5122, Y = 384.3871

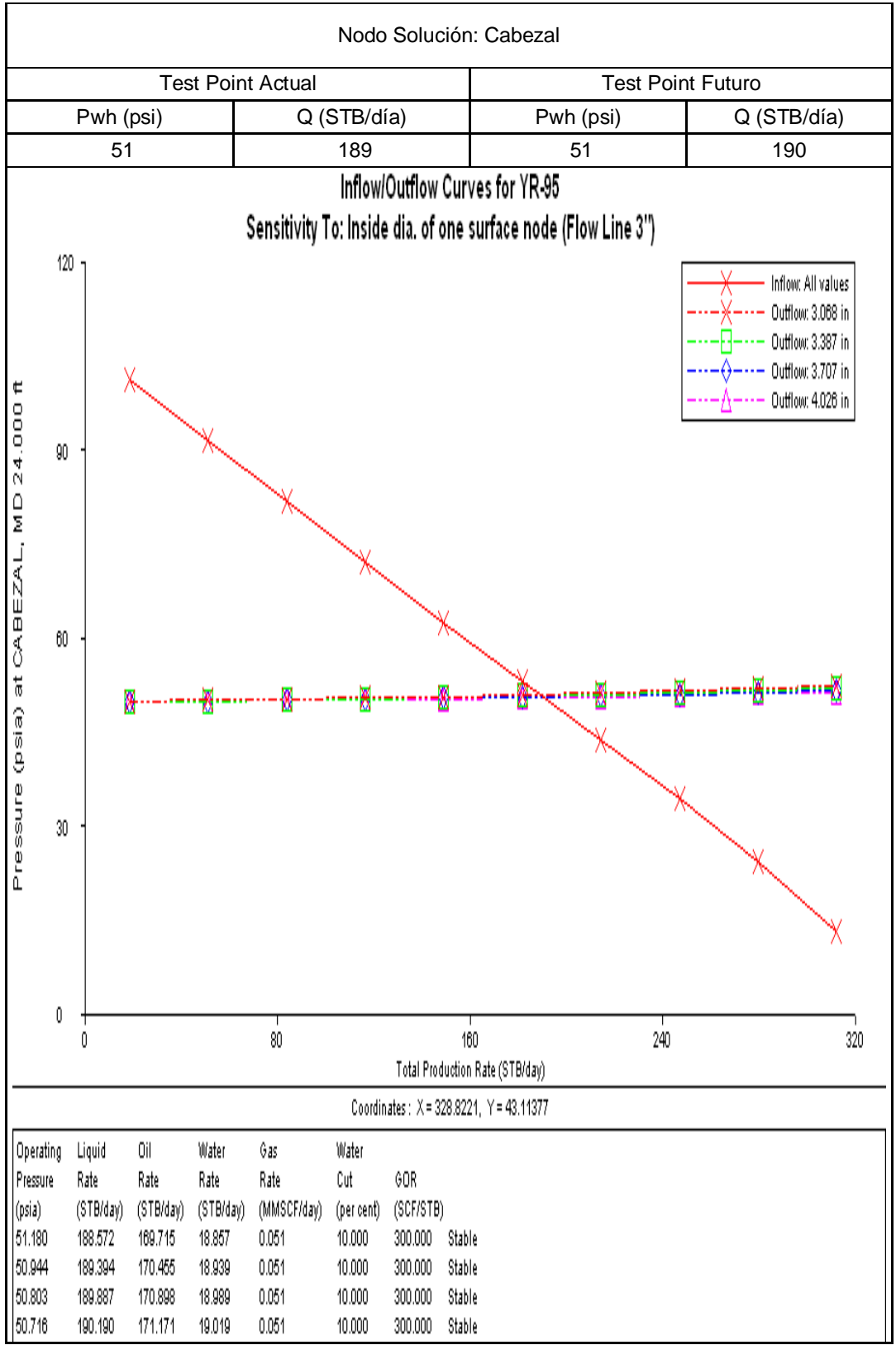
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
36.803	218.886	212.547	4.338	0.064	2.000	300.000	Stable
34.568	219.204	214.820	4.384	0.064	2.000	300.000	Stable
33.137	220.707	216.293	4.414	0.065	2.000	300.000	Stable
32.206	221.697	217.264	4.434	0.065	2.000	300.000	Stable
31.582	222.344	217.897	4.447	0.065	2.000	300.000	Stable
31.158	222.774	218.318	4.455	0.065	2.000	300.000	Stable

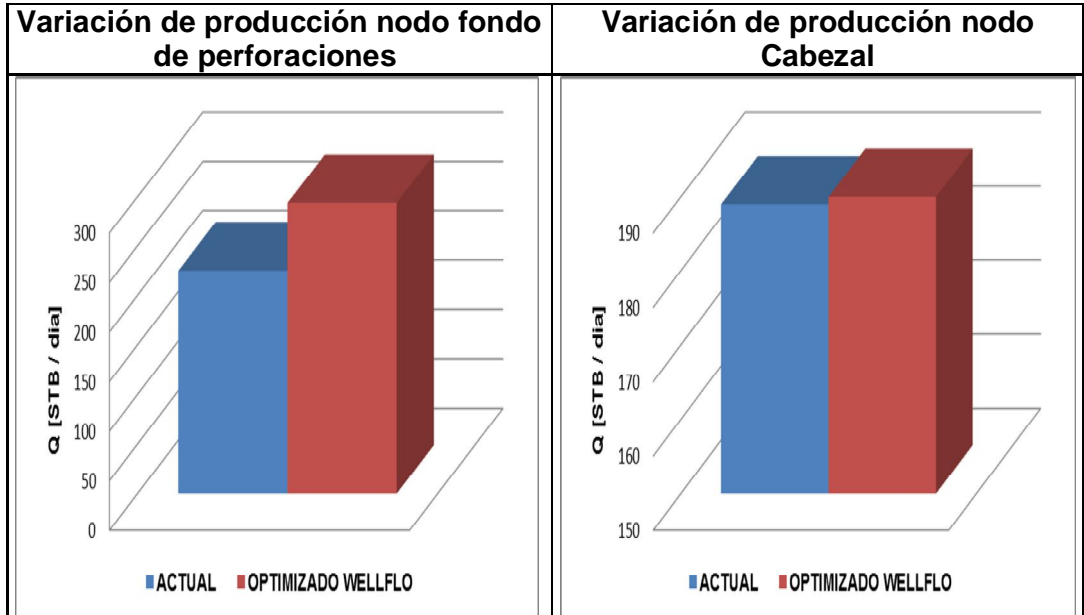


Análisis: El pozo cuenta con un valor de daño cercano a 14 lo cual permite realizar una optimización de daño con la implementación de métodos de estimulación convencional el objetivo será llevar al pozo a un valor de daño cercano a 5 con lo cual como lo muestra la grafica de sensibilización de daño se obtendrá una optimización de producción del 52 % del potencial actual del pozo. Se identifica de los resultados que a valores de daño menores de 5.4 no se tendrían puntos de operación esto puede ser ocasionado por que se excede el AOF del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 6" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 4% de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 4".

**Tabla 26. Reporte de resultados UIS – 95**

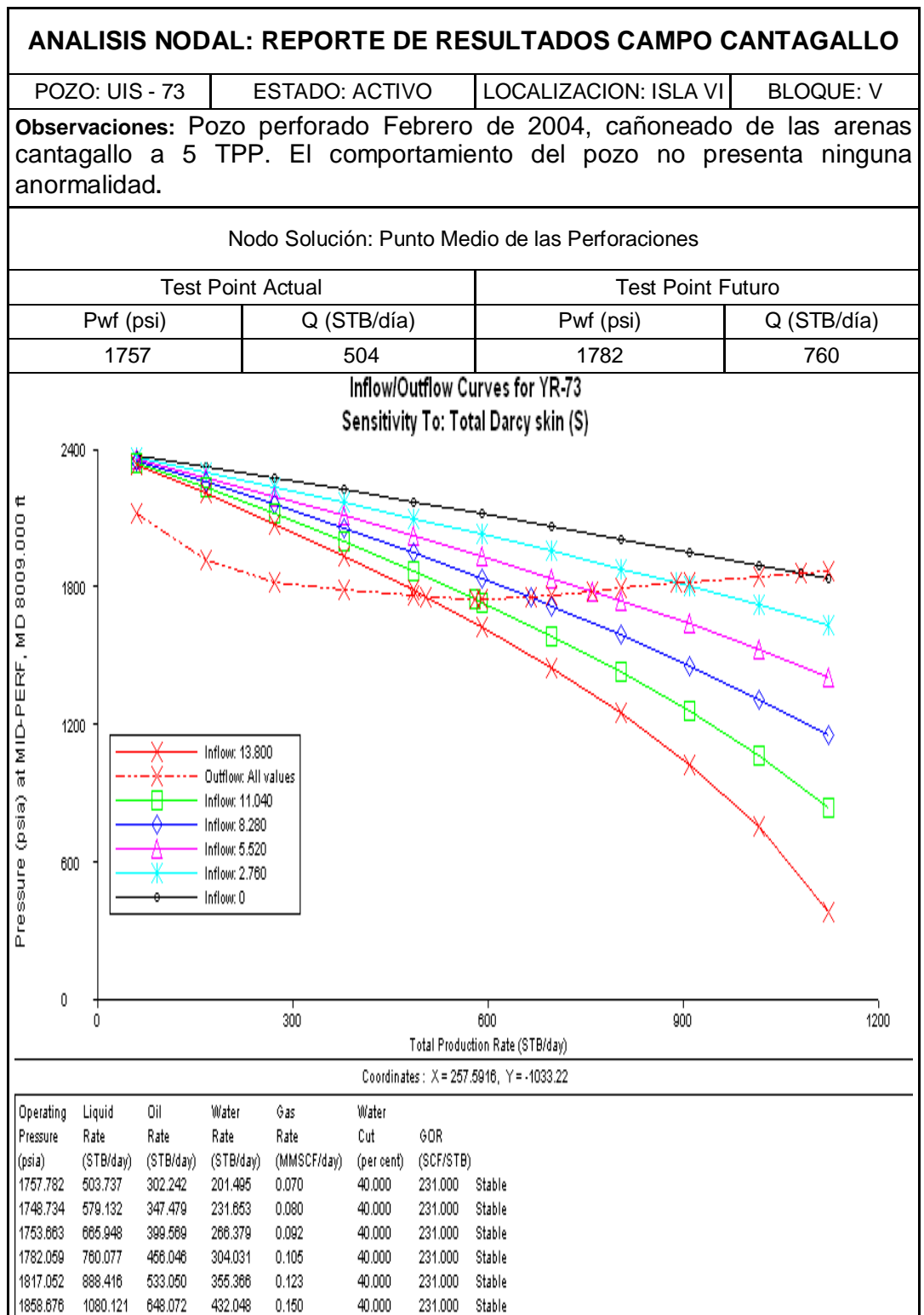






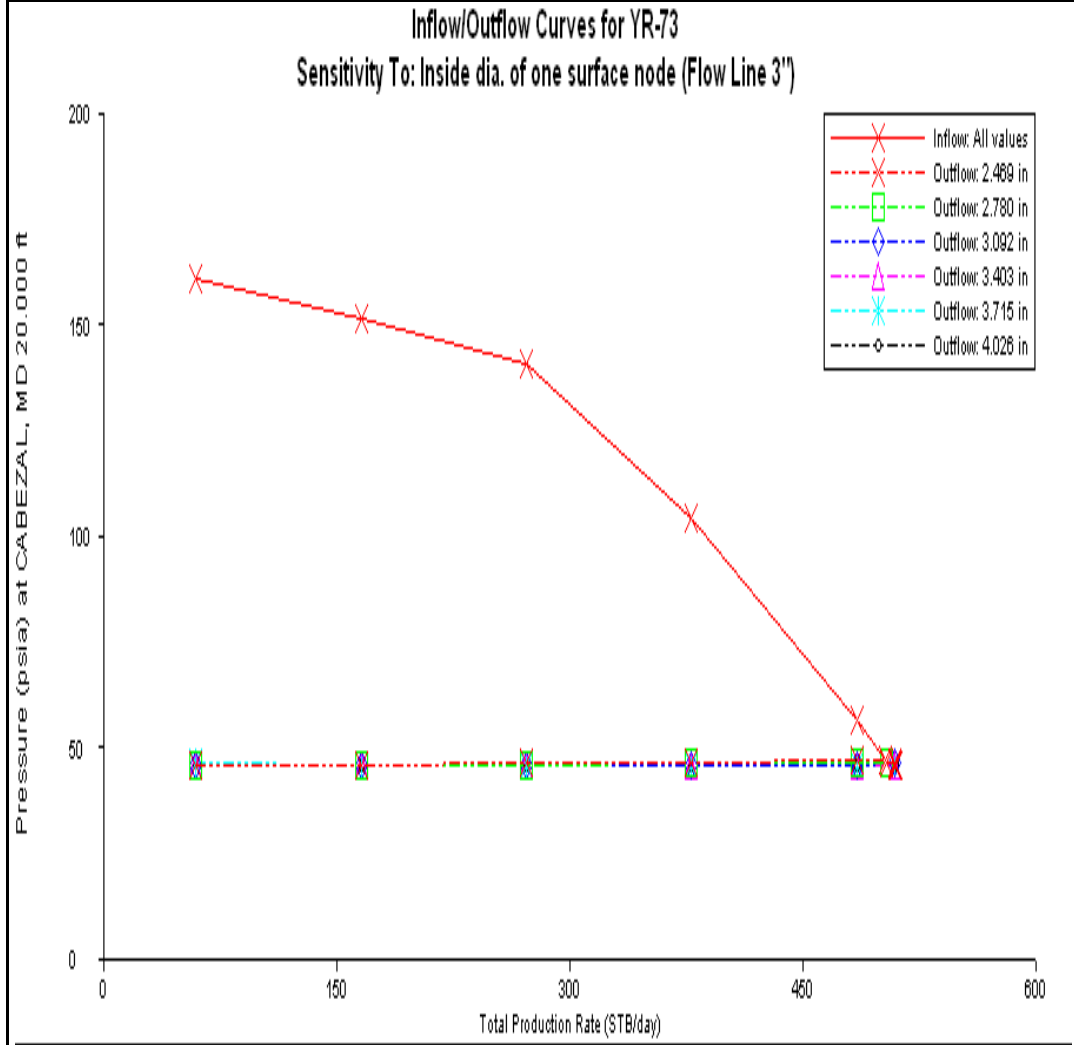
Análisis: El daño presente en este pozo es bastante aceptable del valor de 5 al realizar operaciones de estimulación que permitan llevar el valor de daño a 2.5 se estaría recuperando alrededor del 13% del potencial de producción actual del pozo aunque dicha operación no sería recomendable dado que el pozo en su valor de daño actual se ubica en un promedio muy aceptable y se corre el riesgo de causar mayor daño a la formación al realizar estimulaciones. Al analizar los resultados del nodo solución en cabeza se observa de manera contundente que el pozo se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal pues al realizar la sensibilización de cambio de tubería no se obtiene ningún resultado favorable que permita la optimización en la producción.

**Tabla 27. Reporte de resultados UIS – 73**



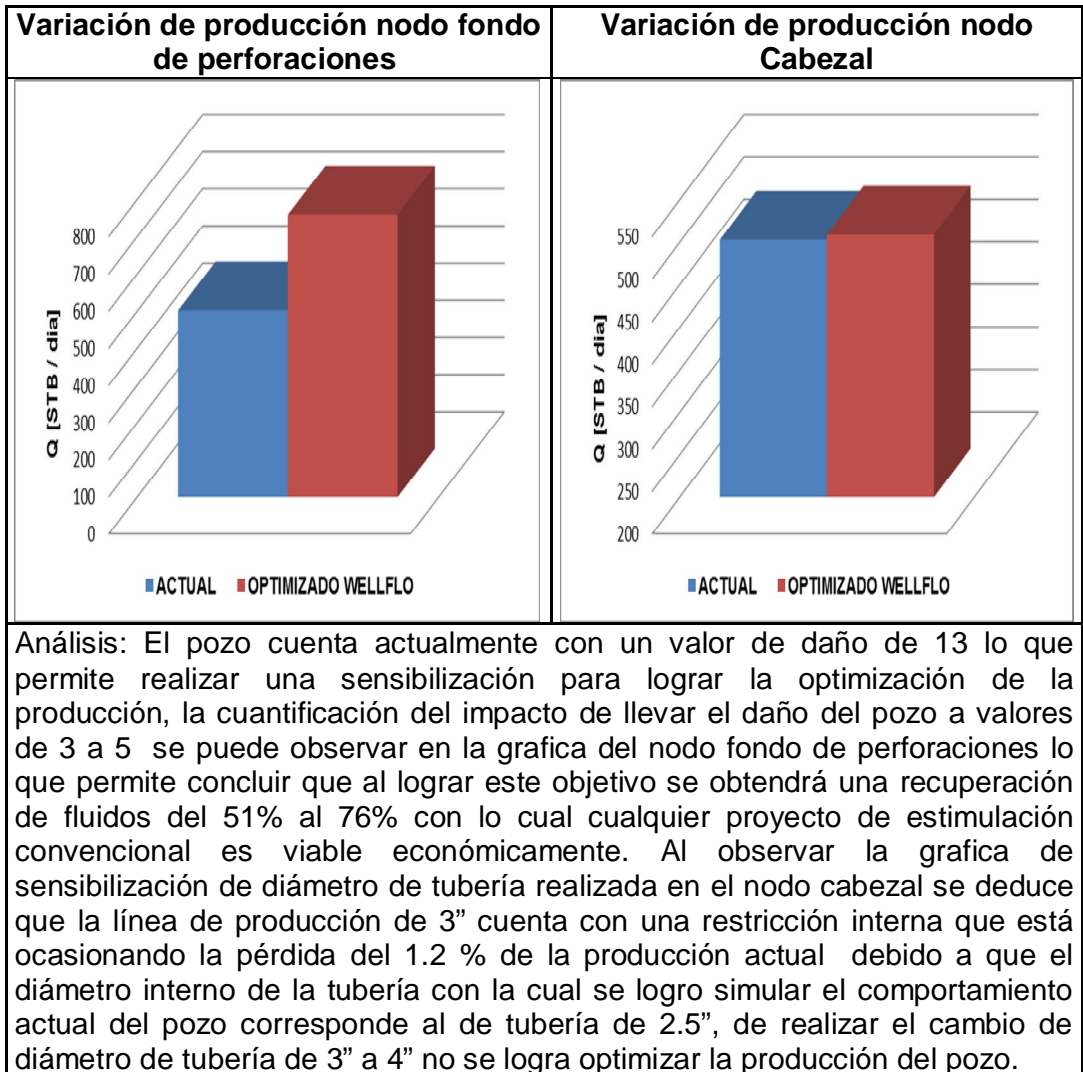
Nodo Solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
47	503	46	509

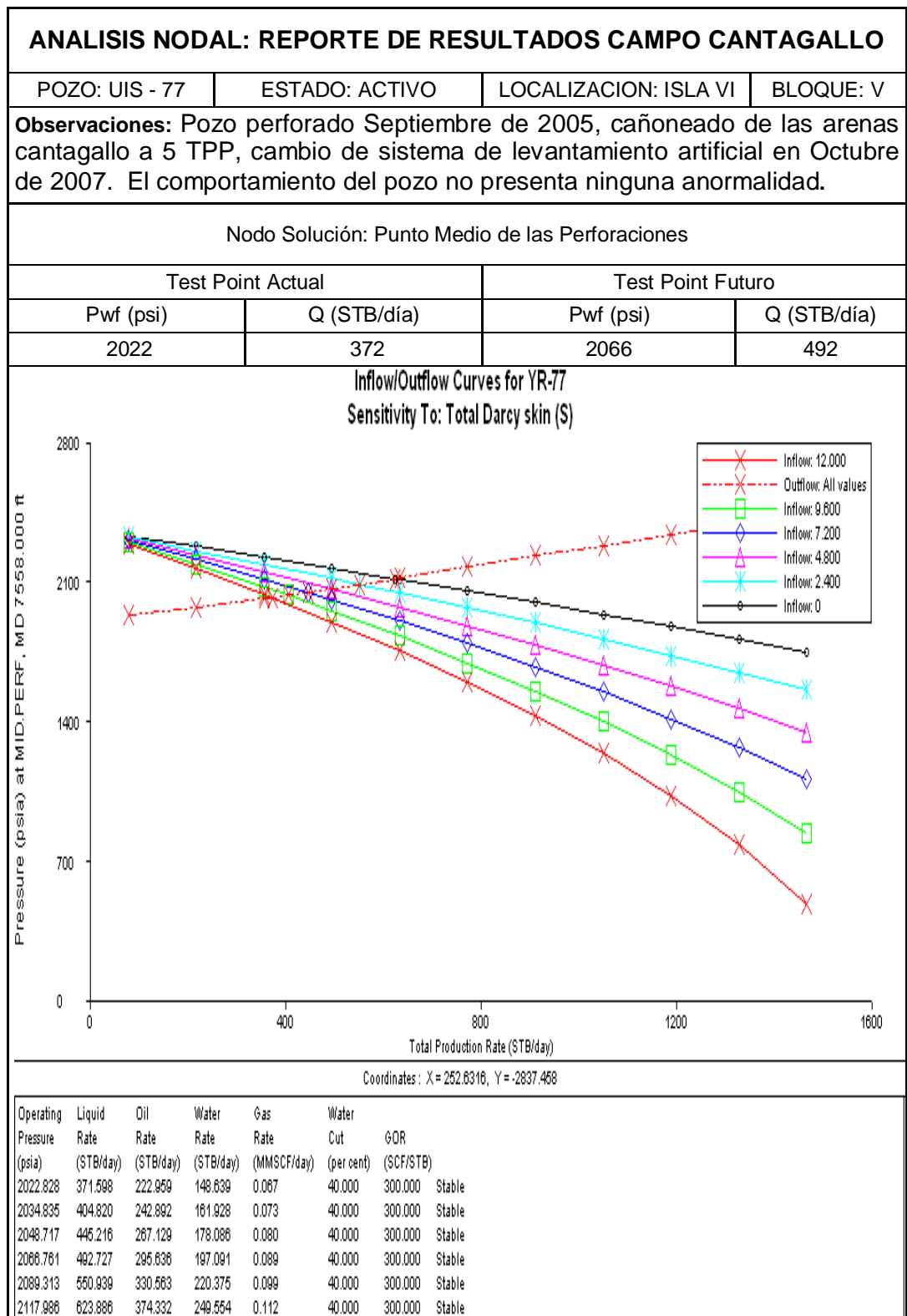


Coordinates: X = -37.12121, Y = 137.7358

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
47.402	502.665	301.599	201.066	0.070	40.000	231.000	Stable
46.718	503.633	302.179	201.463	0.070	40.000	231.000	Stable
46.417	508.688	305.213	203.475	0.071	40.000	231.000	Stable
46.250	508.928	305.356	203.570	0.071	40.000	231.000	Stable
46.156	509.060	305.436	203.624	0.071	40.000	231.000	Stable
46.102	509.138	305.483	203.655	0.071	40.000	231.000	Stable

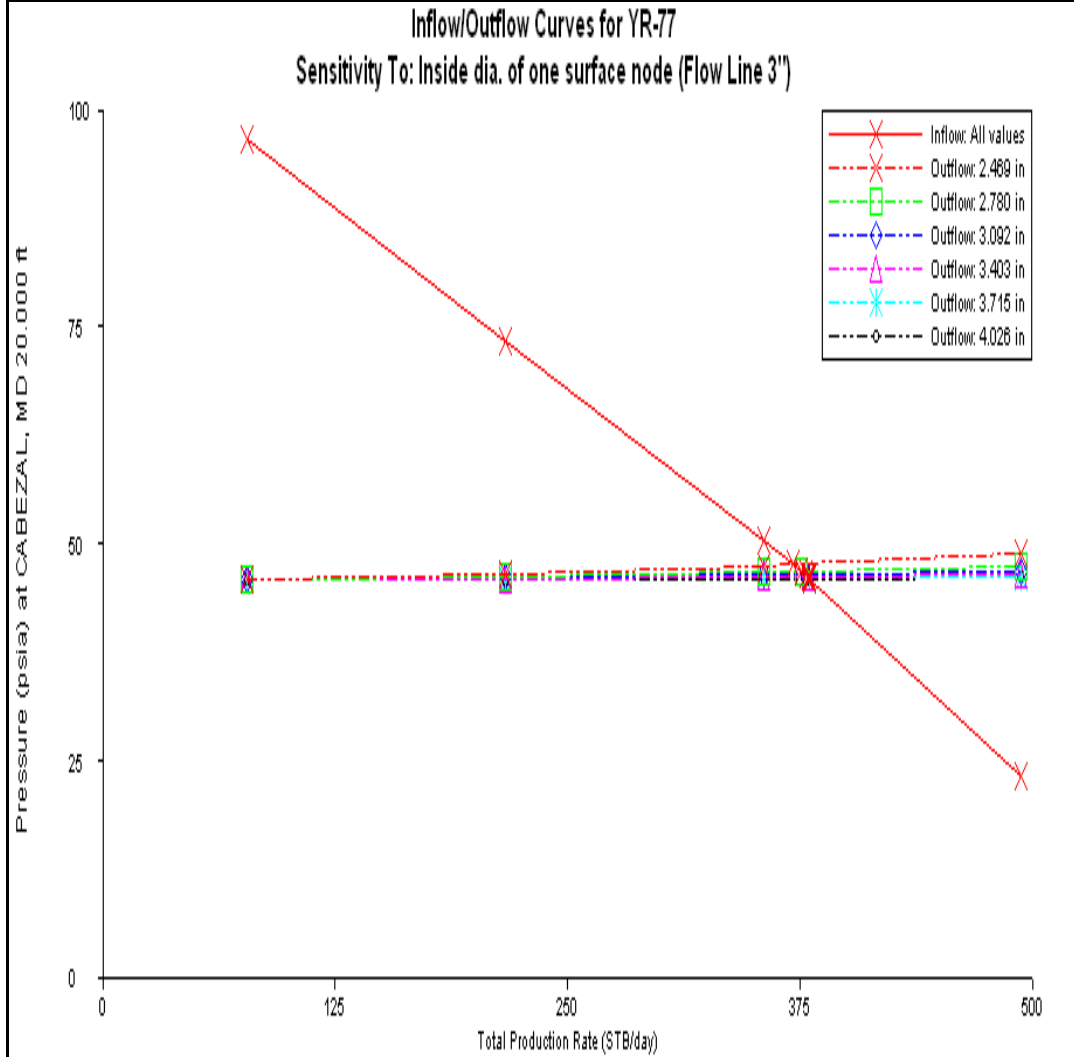


**Tabla 28. Reporte de resultados UIS – 77**

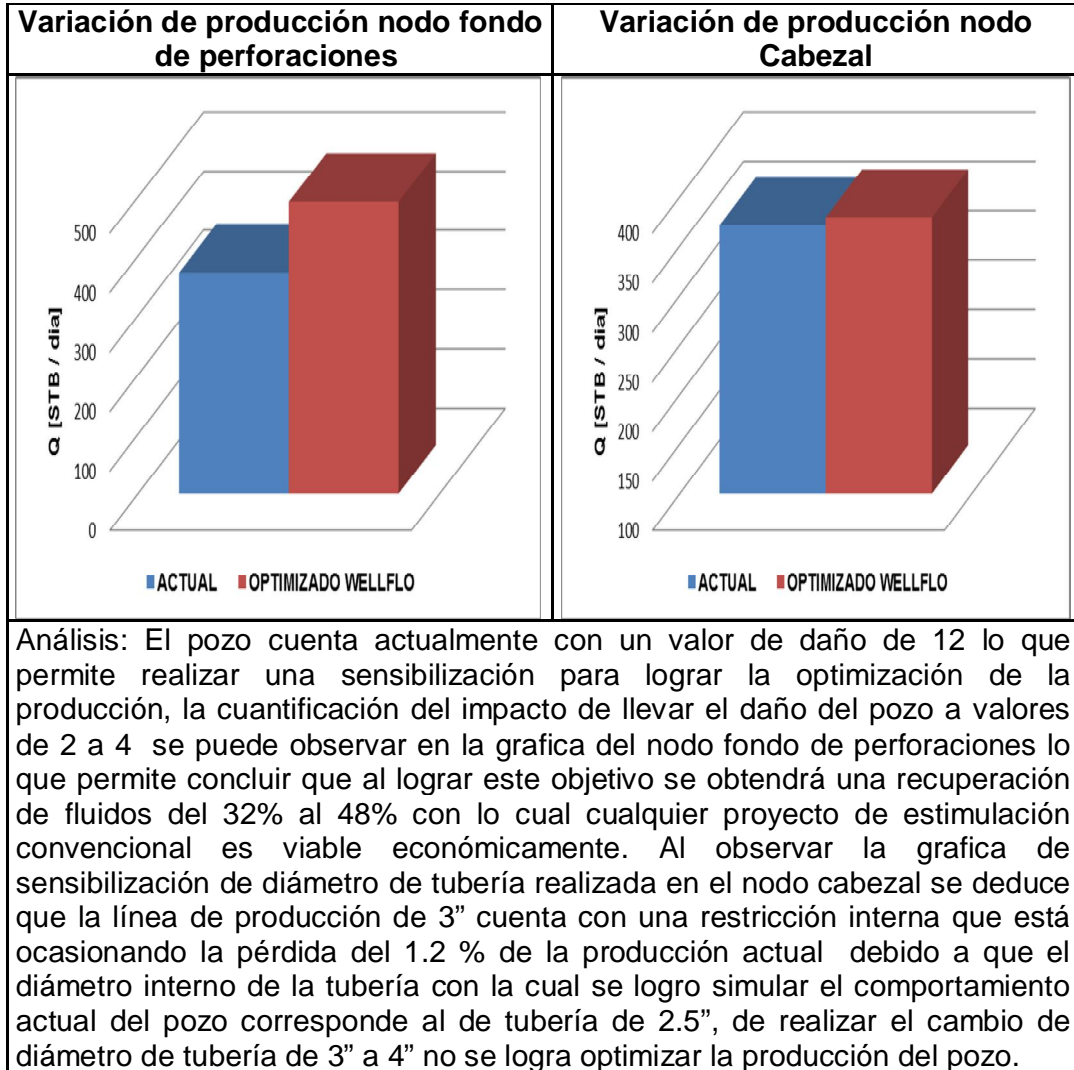


Nodo Solución: Cabezal

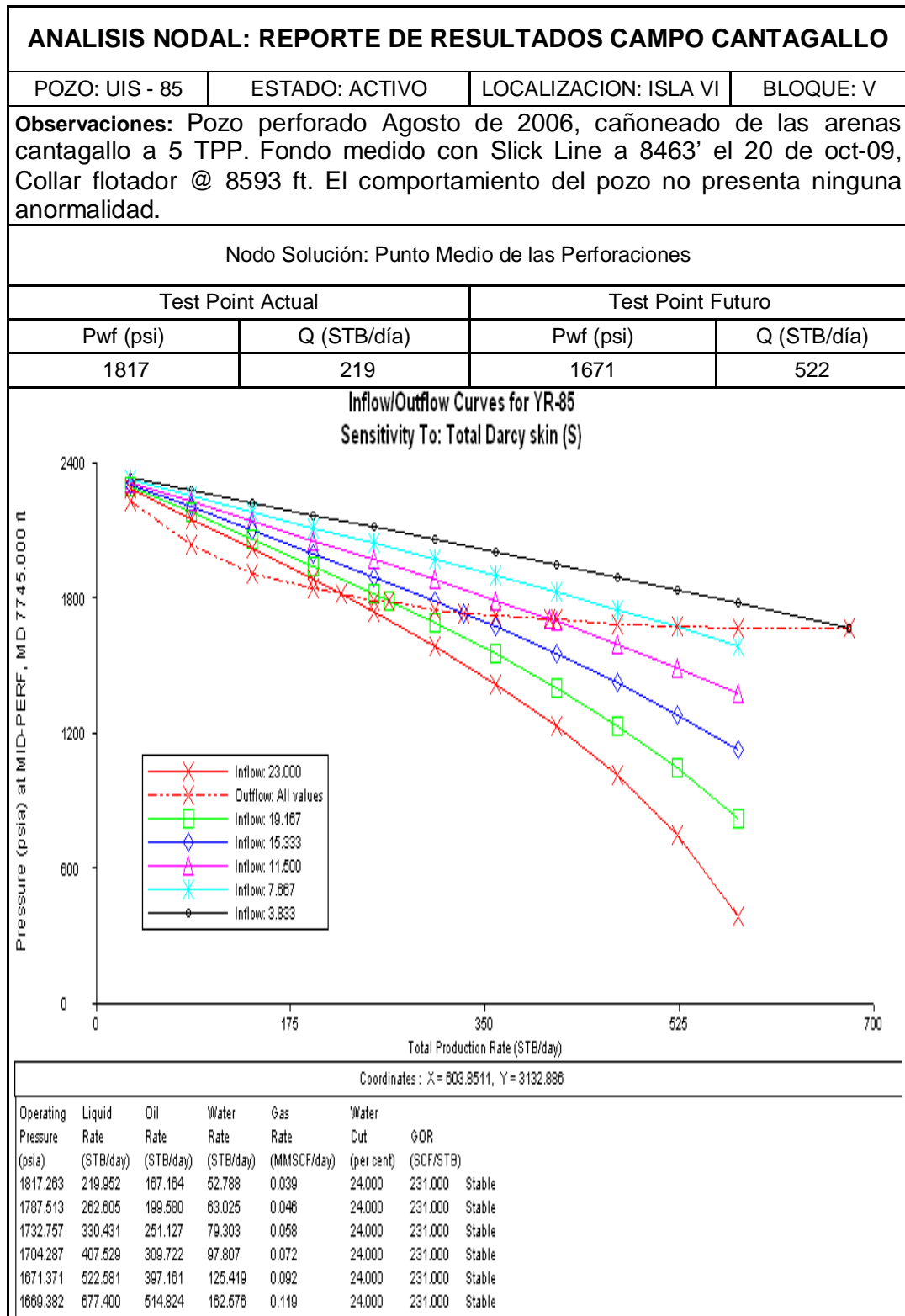
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
48	371	46	379

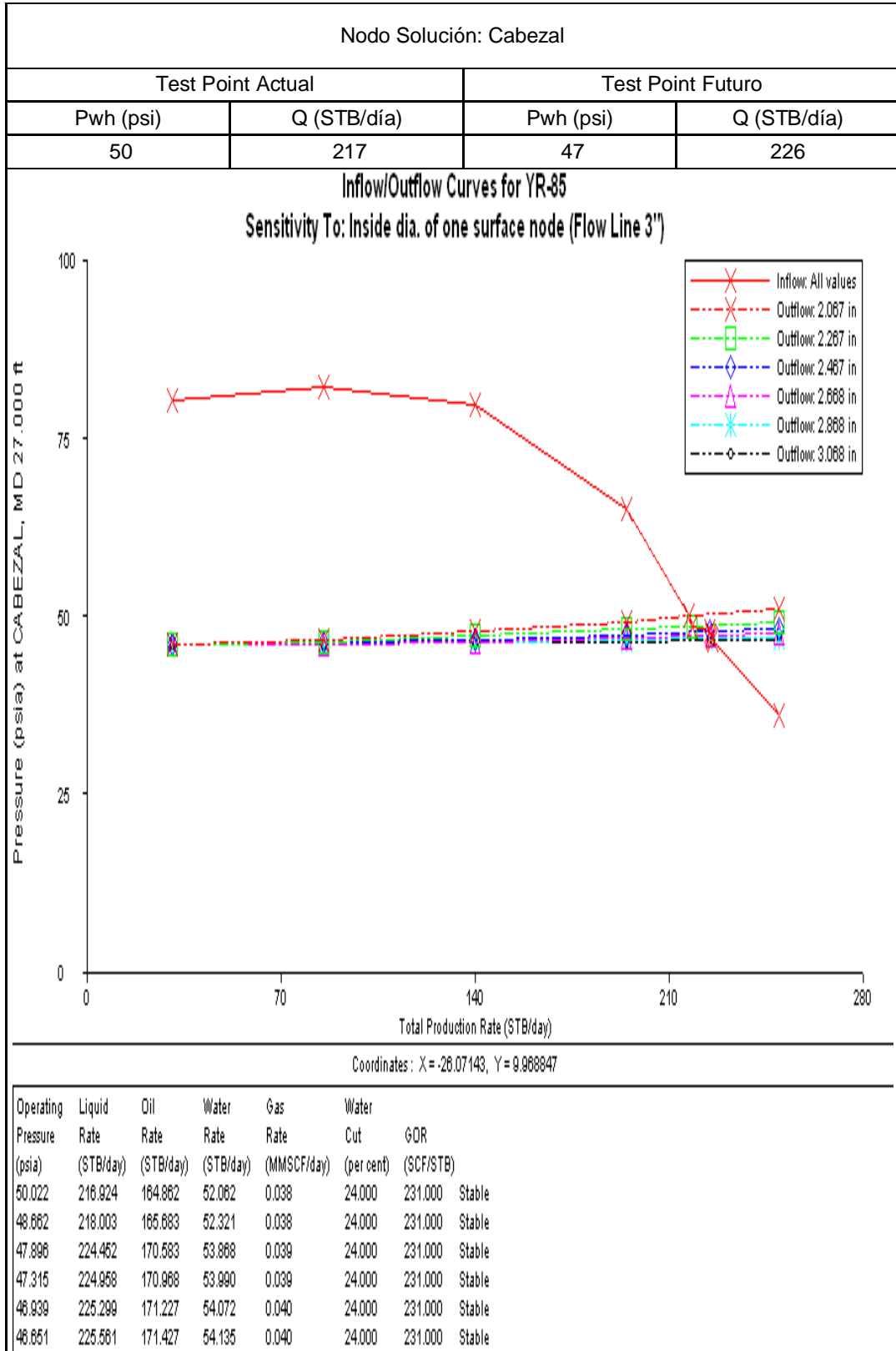


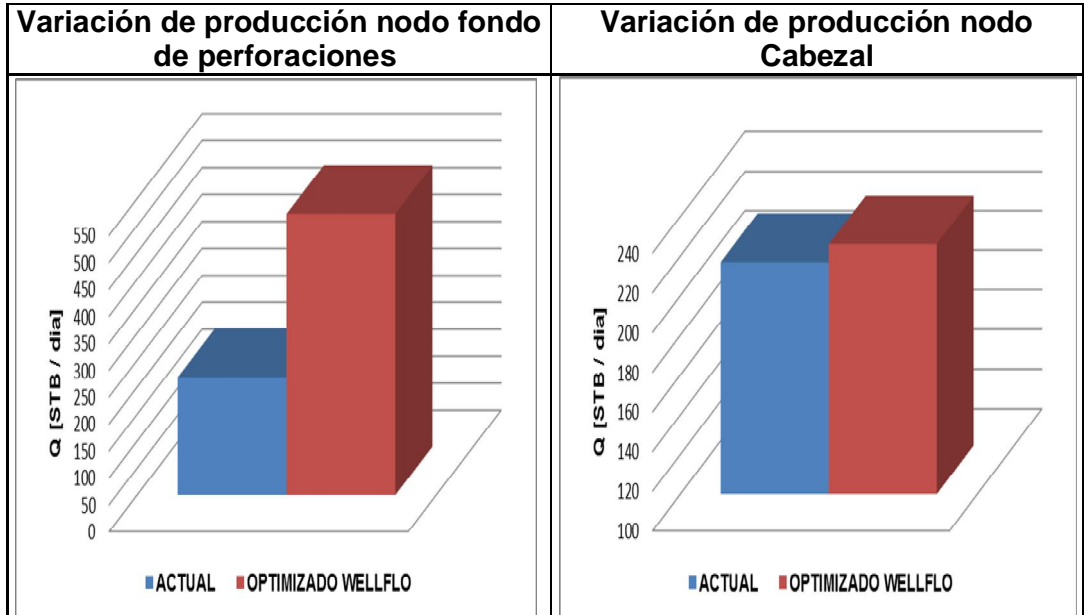
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
47.852	370.885	222.531	148.354	0.067	40.000	300.000	Stable
46.898	375.264	225.159	150.106	0.068	40.000	300.000	Stable
46.513	377.493	226.496	150.997	0.068	40.000	300.000	Stable
46.310	378.666	227.200	151.468	0.068	40.000	300.000	Stable
46.196	379.323	227.594	151.729	0.068	40.000	300.000	Stable
46.129	379.710	227.826	151.884	0.068	40.000	300.000	Stable



**Tabla 29. Reporte de resultados UIS – 85**

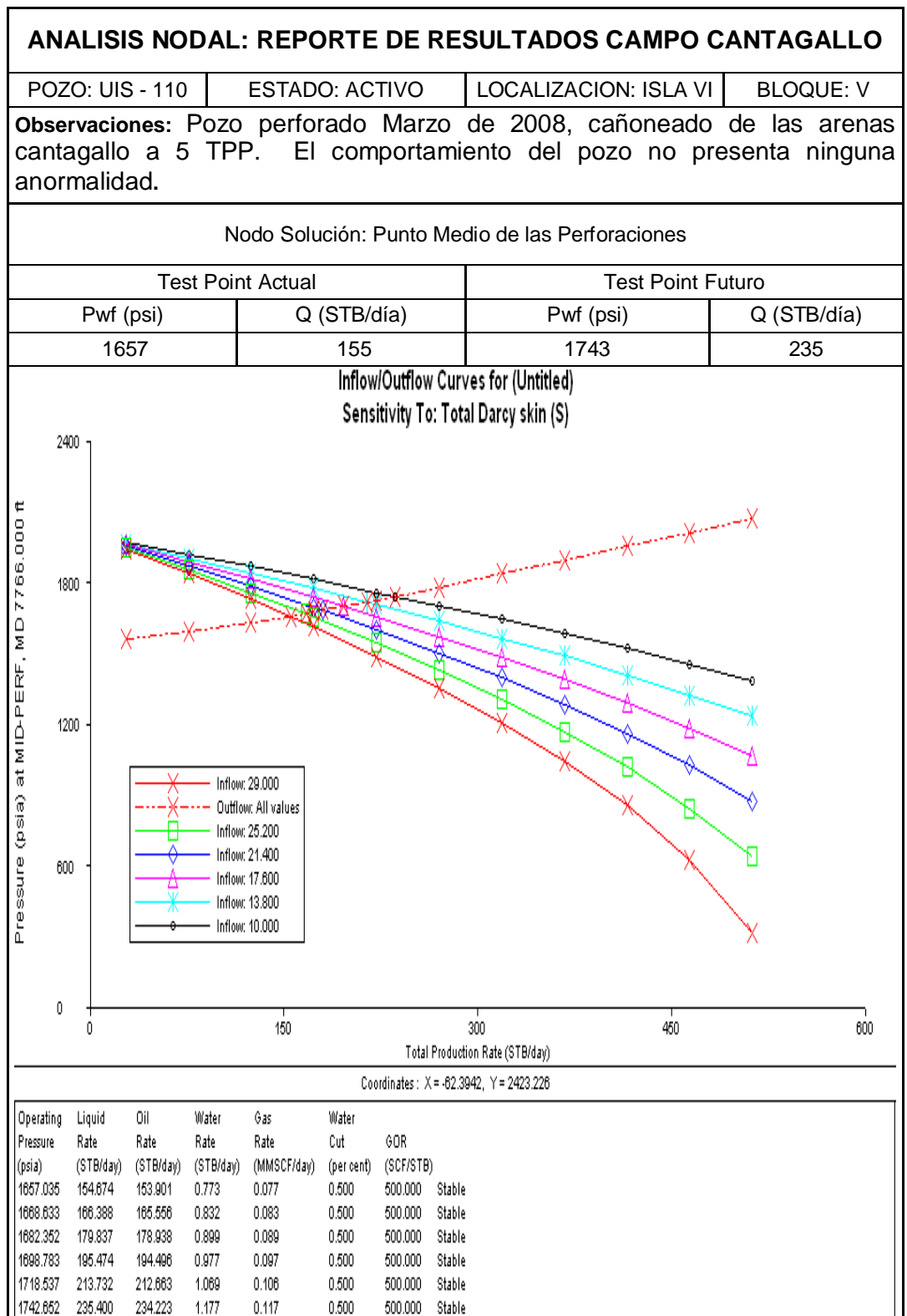






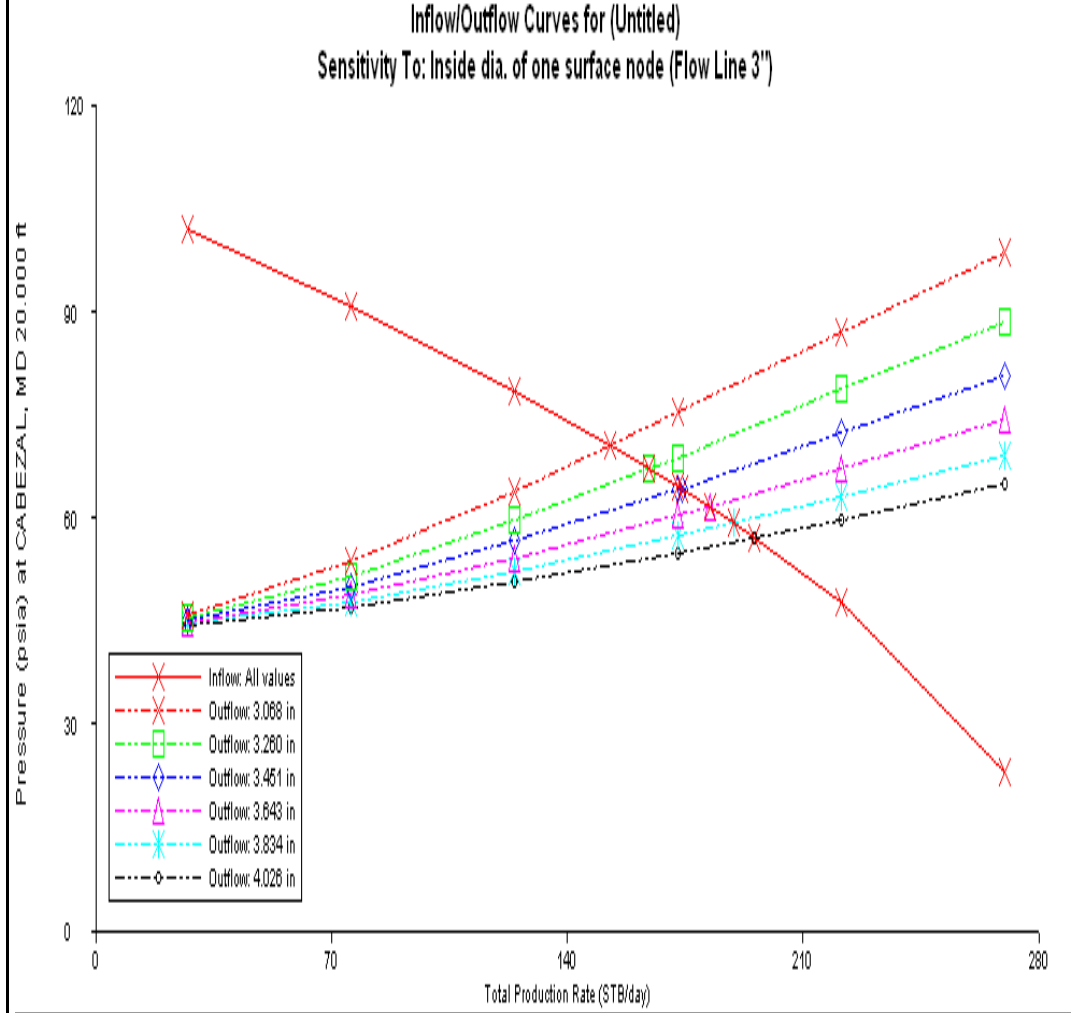
Análisis: Este pozo cuenta con un valor de daño crítico de alrededor de 23 por lo cual se convierte en candidato primordial para desarrollo de un proyecto de estimulación convencional que permita reducir de manera sustancial el valor de daño, de lograr este objetivo y ubicar el valor de daño en 4 se estaría optimizando producción en más del 100% del potencial actual del pozo. Al observar la grafica de sensibilización de diámetro de tubería realizada en el nodo cabezal se deduce que la línea de producción de 3" cuenta con una restricción interna que está ocasionando la pérdida del 3.7 % de la producción actual debido a que el diámetro interno de la tubería con la cual se logro simular el comportamiento actual del pozo corresponde al de tubería de 2.5", de realizar el cambio de diámetro de tubería de 3" a 4" no se logra optimizar la producción del pozo.

**Tabla 30. Reporte de resultados UIS – 110**



Nodo Solución: Cabezal

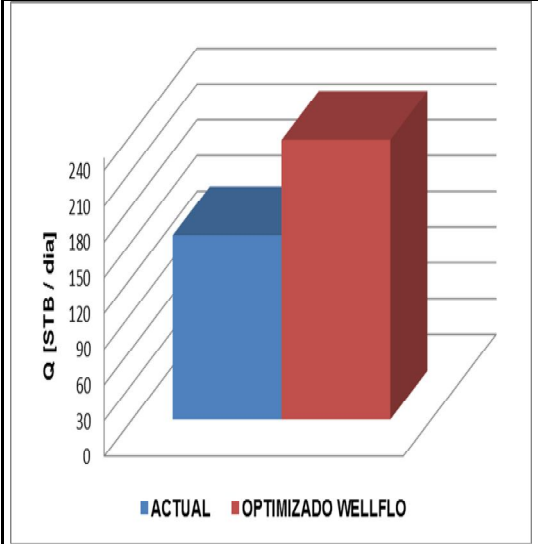
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
71	153	57	195



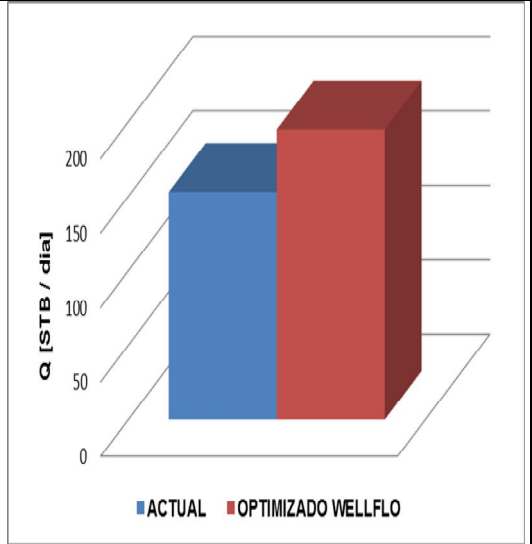
Coordinates: X = -23.30673, Y = 74.39252

Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
70.659	152.576	151.814	0.763	0.076	0.500	500.000	Stable
67.287	164.064	163.243	0.820	0.082	0.500	500.000	Stable
64.346	173.752	172.883	0.869	0.086	0.500	500.000	Stable
61.703	182.150	181.239	0.911	0.091	0.500	500.000	Stable
59.387	189.294	188.347	0.946	0.094	0.500	500.000	Stable
57.356	195.333	194.356	0.977	0.097	0.500	500.000	Stable

**Variación de producción nodo fondo de perforaciones**

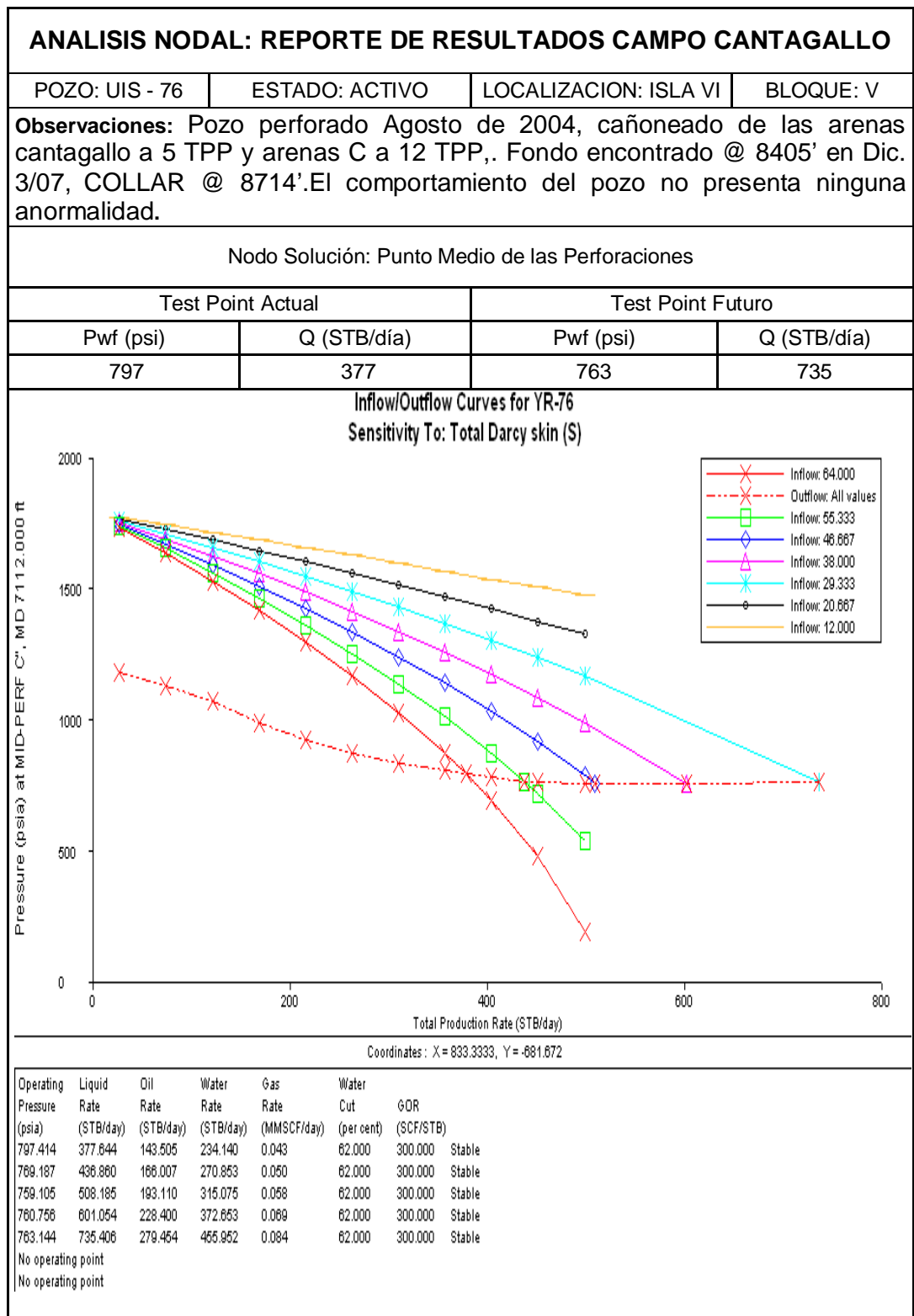


**Variación de producción nodo Cabezal**



**Análisis:** El pozo se encuentra fluyendo con un valor de daño bastante alto de 29 por lo cual se restringe una cantidad importante de fluidos, al lograr llevar el daño del pozo a valores cercanos a 10 se obtendrá una optimización de producción de alrededor del 52%. En la grafica del nodo solución en cabeza de pozo se observa que al realizar el cambio de línea de producción de 3" por una de 4" se obtendrá una optimización cercana al 27% situación que no se había presentado en análisis anteriores, se puede deducir que este comportamiento es debido a la alta presión de cabeza que se tiene actualmente en el pozo, esto significa a su vez que la línea de producción de 3" esta ocasionando restricciones al flujo.

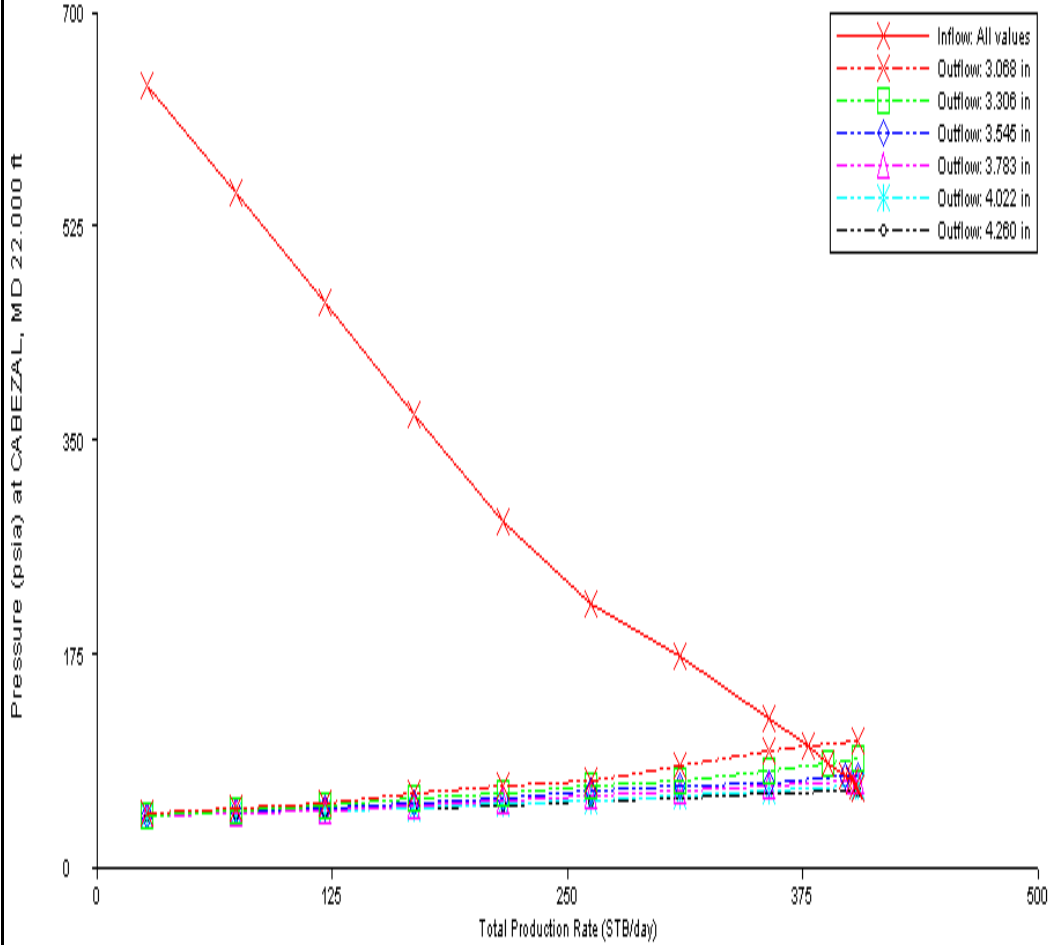
**Tabla 31. Reporte de resultados UIS – 76**



Nodo Solución: Cabezal

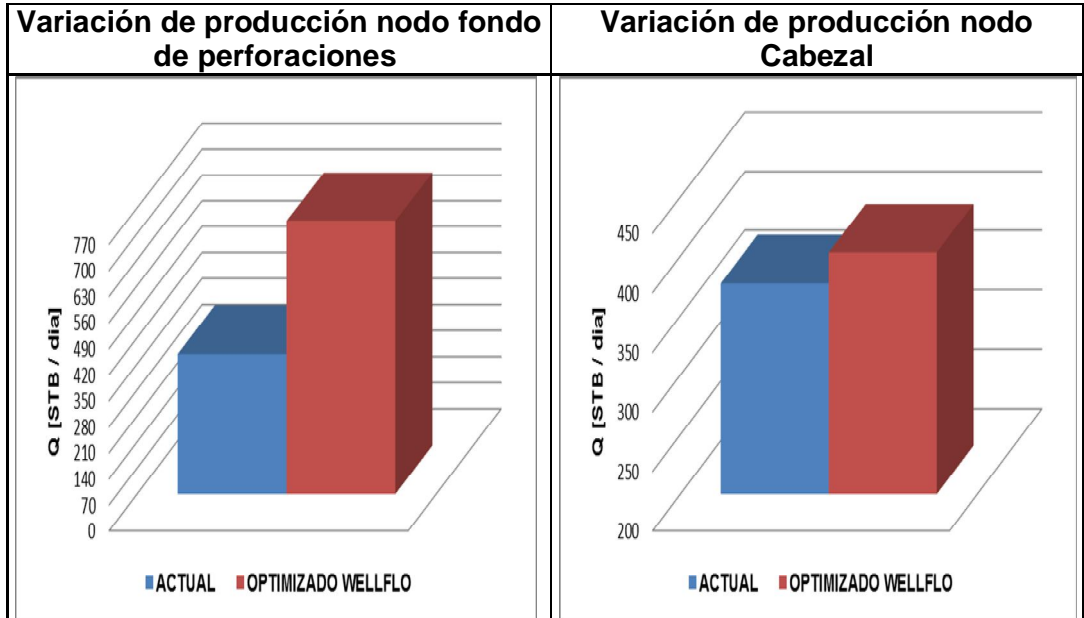
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (psi)	Q (STB/día)	Pwh (psi)	Q (STB/día)
100	377	68	403

Inflow/Outflow Curves for YR-76  
Sensitivity To: Inside dia. of one surface node (Flow Line 3")



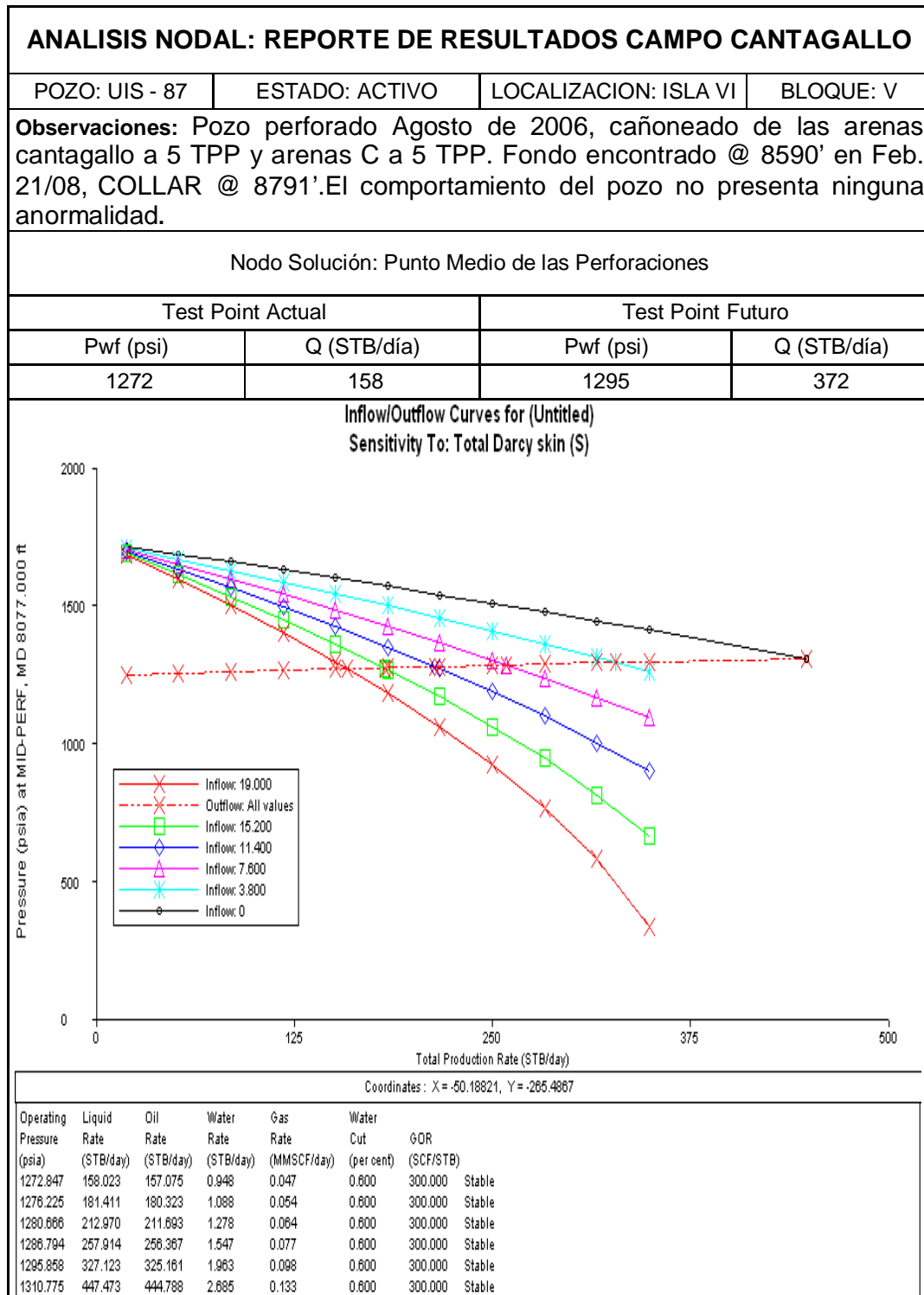
Coordinates: X = -35.01229, Y = -242.8571

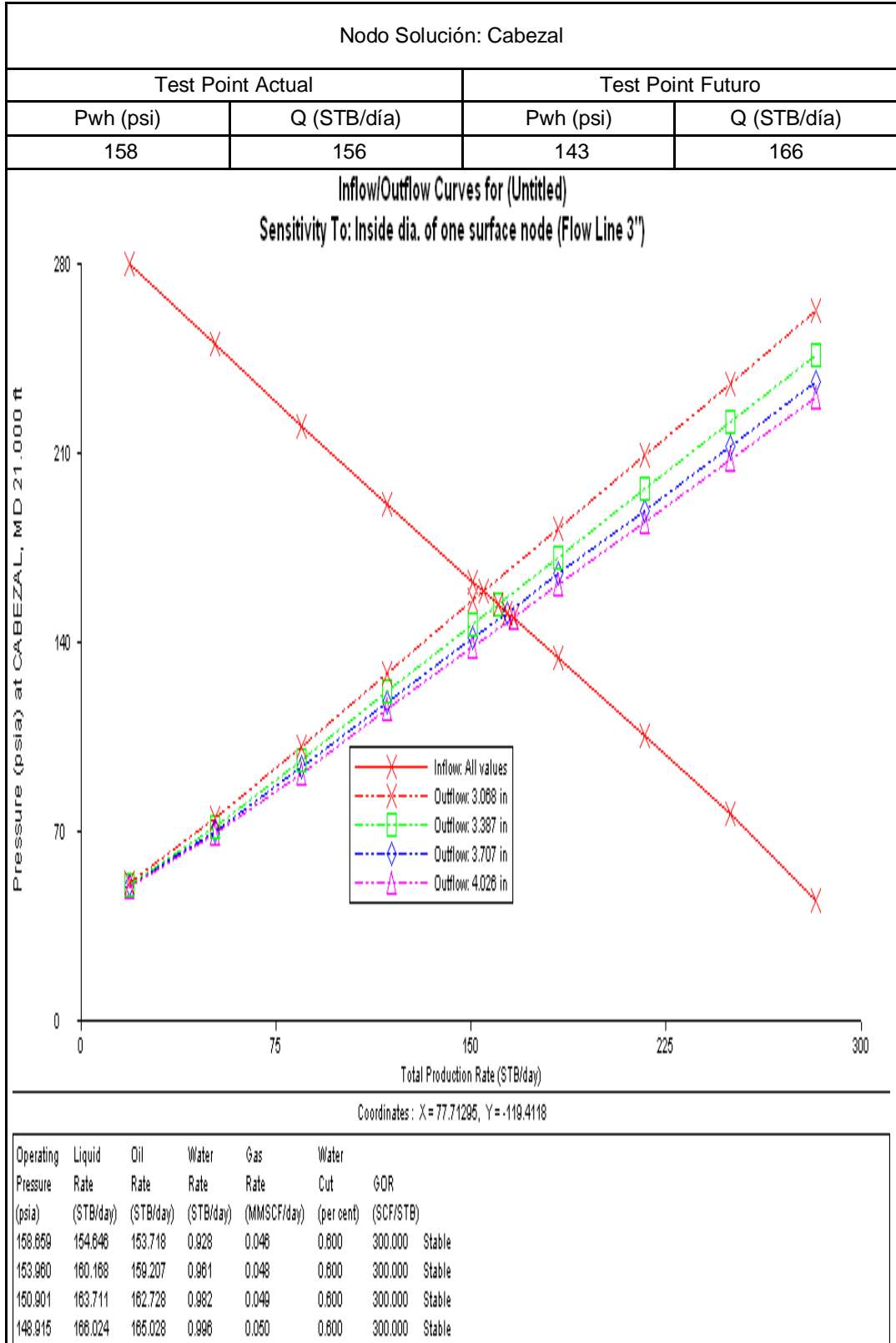
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
100.344	377.448	143.430	234.018	0.043	62.000	300.000	Stable
87.144	387.809	147.388	240.442	0.044	62.000	300.000	Stable
75.536	397.395	151.010	246.385	0.045	62.000	300.000	Stable
71.261	400.908	152.345	248.563	0.046	62.000	300.000	Stable
68.088	402.629	152.999	249.630	0.046	62.000	300.000	Stable
No operating point							

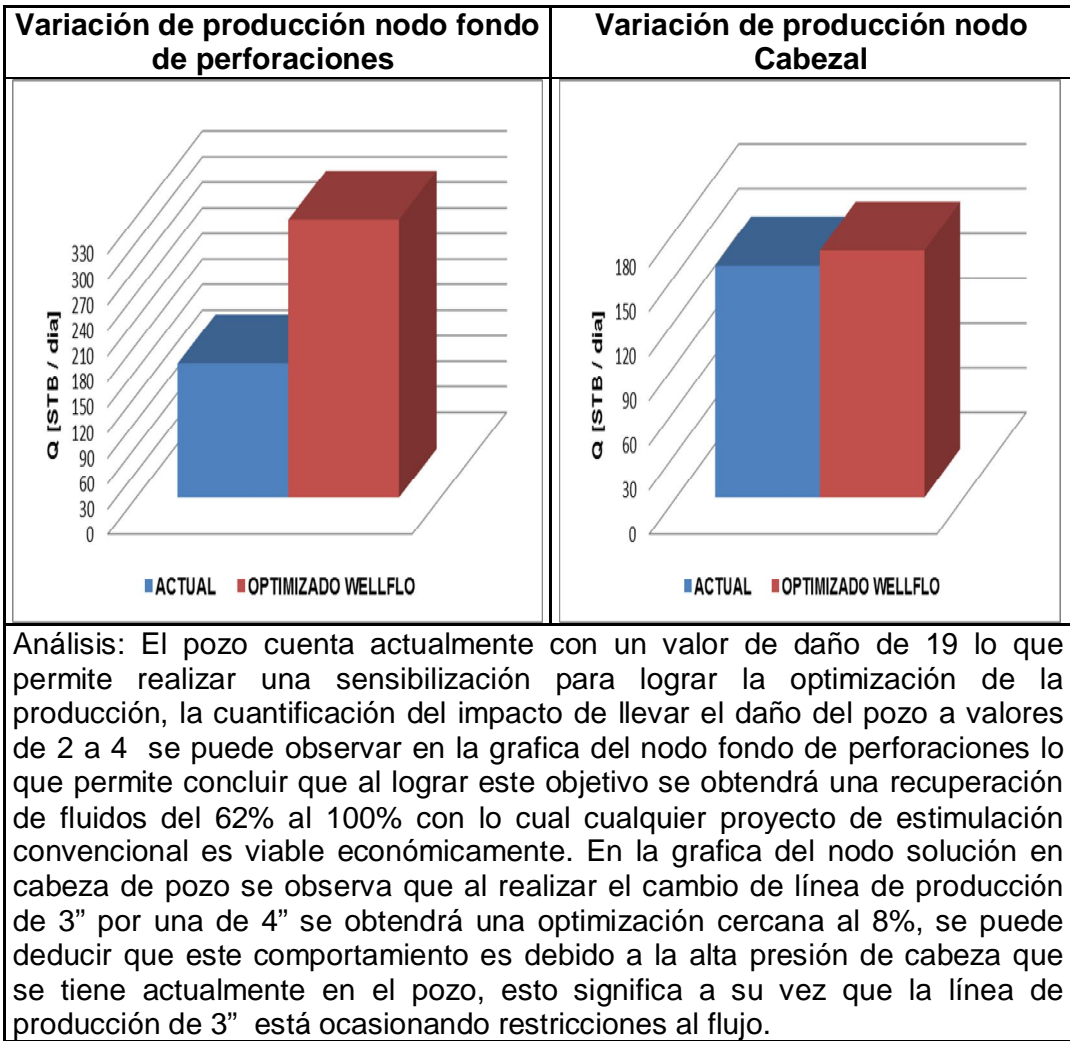


**Análisis:** En los resultados obtenidos de la simulación y aplicación del análisis nodal del pozo UIS-76 se observa un valor de daño extremadamente alto por lo cual el autor luego de realizar cambios y generar nuevas simulaciones logro reproducir las condiciones actuales del pozo pero no se hace responsable de lograr un análisis confiable bebido a que la información del pozo fue correlacionada y tomada de pozos de similares condiciones por lo cual cabe la posibilidad de grandes errores en los resultados.

**Tabla 32. Reporte de resultados UIS – 87**







## 5. CONCLUSIONES

- La técnica de Análisis Nodal aplicada a los pozos del campo cantagallo deja como resultado la identificación de restricciones al flujo tanto en la oferta de energía (Inflow) como en la demanda (Outflow). Lo que está ocasionando pérdida de producción valiosa para la compañía.
- Siendo consecuente con los resultados presentados, la aplicación de cualquier método de estimulación convencional a los pozos en estudio representa un incremento importante en la producción del campo Cantagallo.
- Se determinó que los pozos con mayor valor de daño en la formación como lo son UIS – 113,UIS – 115, UIS – 110,UIS – 79 Y UIS – 85,serán los primeros candidatos para la aplicación de algún método de estimulación convencional .Los incrementos en la producción podrían ser de más del 100%.
- Los cambios en las líneas de flujo de producción de 3” podrían permitir el aumento de la producción, aunque de manera general la optimización con dicha operación sería mínima y casi nula, lo que permite afirmar que la mayoría de pozos se encuentran bajo las mejores condiciones de flujo horizontal.

- La metodología para el manejo del simulador wellflo™ desarrollada en este estudio facilitara la aplicación de la técnica de análisis nodal de nuevos proyectos que impliquen el uso de la herramienta de ingeniería de producción wellflow™.

## 6. RECOMENDACIONES

- Realizar el estudio económico que permita desarrollar la propuesta técnica planteada en este estudio.
  
- Realizar operaciones de limpieza de las líneas de flujo de producción de 3" para eliminar las posibles restricciones que se están presentando actualmente.
  
- Retirar los equipos de bombeo electro-sumergible de los pozos UIS 113, UIS-115 pues se encuentran sobredimensionados y remplazarlos con equipos acordes a la producción de cada pozo.
  
- Realizar una campaña de toma de pruebas PVT a los pozos con mayor valor de daño para obtener datos más confiables y así realizar nuevamente la simulación y validar los resultados de este estudio.
  
- Instalar sensores tipo I de toma de datos de fondo en los equipos electro-sumergible de los pozos UIS – 57,UIS – 86,UIS -109; con el fin de obtener datos más confiables para validar los resultados de este estudio.
  
- Extender esta metodología a los pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico del campo Yariguí-Cantagallo.

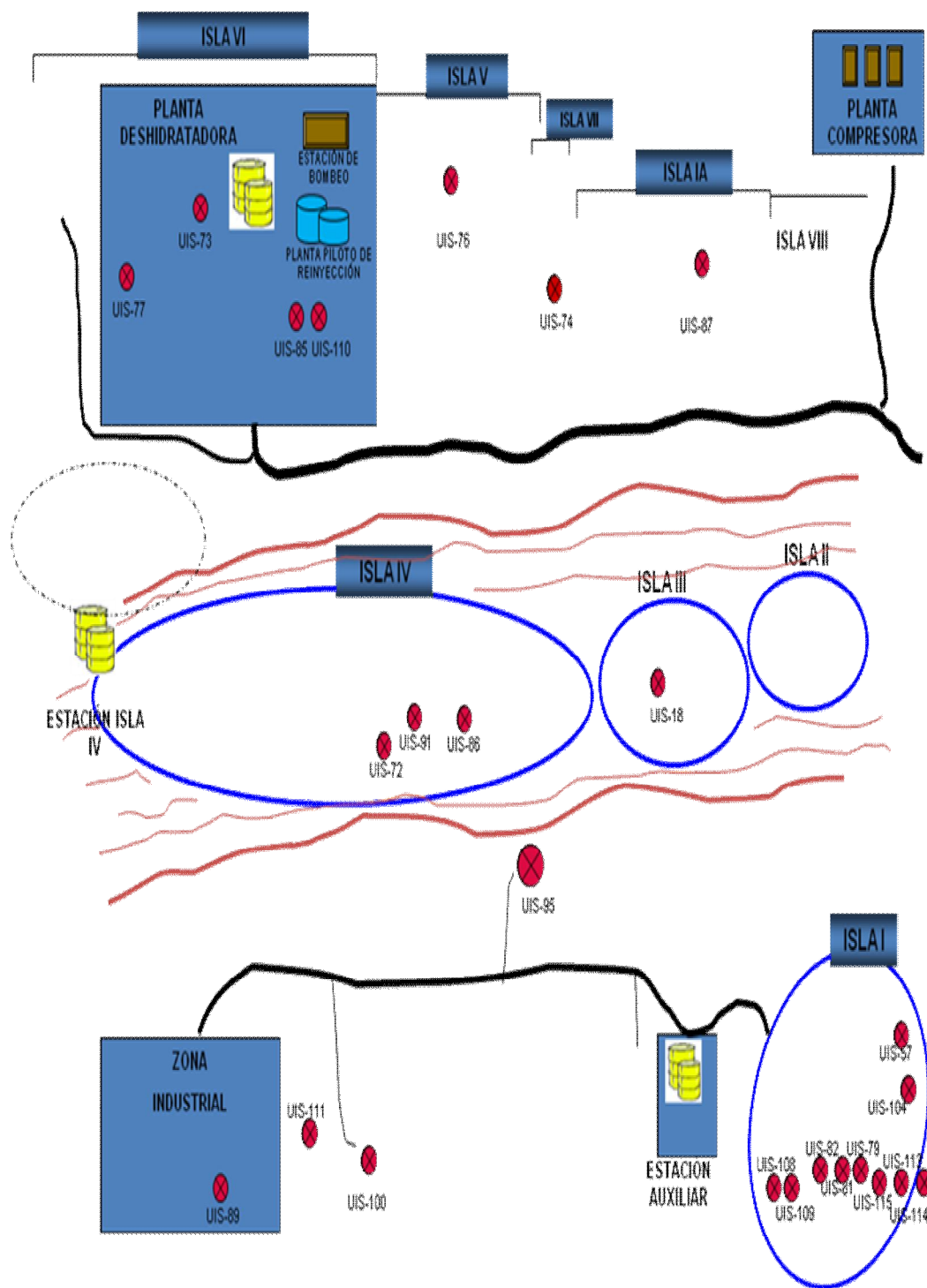
## BIBLIOGRAFIA

1. **BEGGS, H. Dale.** Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.
2. **DÍAZ, Ricardo.** Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.
3. **BROWN, Kermit E. and LEA, James F.** Nodal ™ Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. October 1985. www.spe.org. SPE 14714.
4. **MAGGIOLO, Ricardo.** Optimización integral de sistemas de producción utilizando análisis nodal, curso Bucaramanga, Santander. Agosto 2009.
5. **REY, Claudia, SANTOS, Ana.** Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1988. 212 p.
6. **Fancher, G. H., y Brown, K. E.:** "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing," Trans., AIME.

7. **Hagedorn, A. R., y Brown, K. E.:** “Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits,”*Trans., AIME.*

## **ANEXOS**

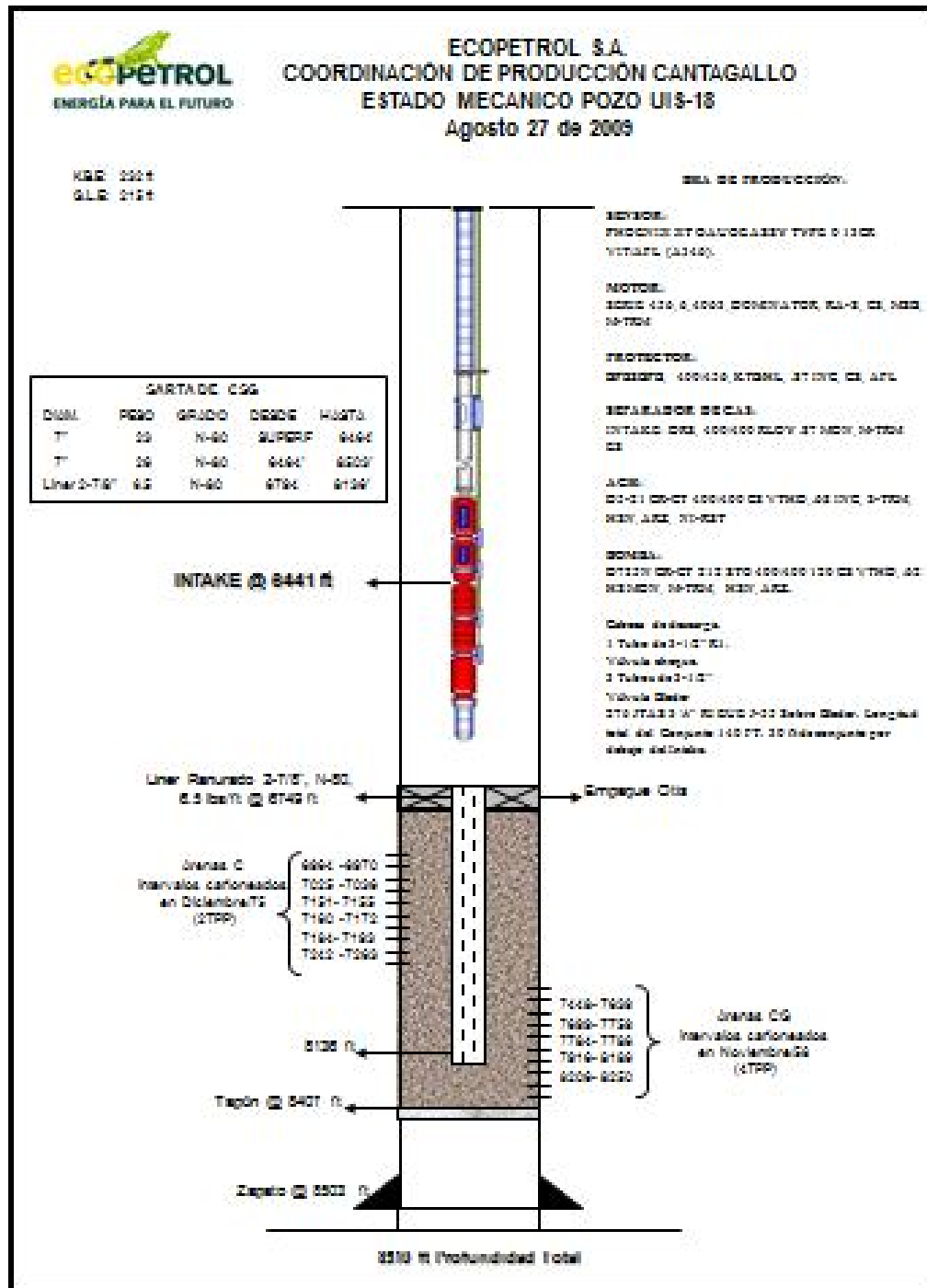
## ANEXO A. ESQUEMA GENERAL DE POZOS BES CAMPO CANTAGALLO



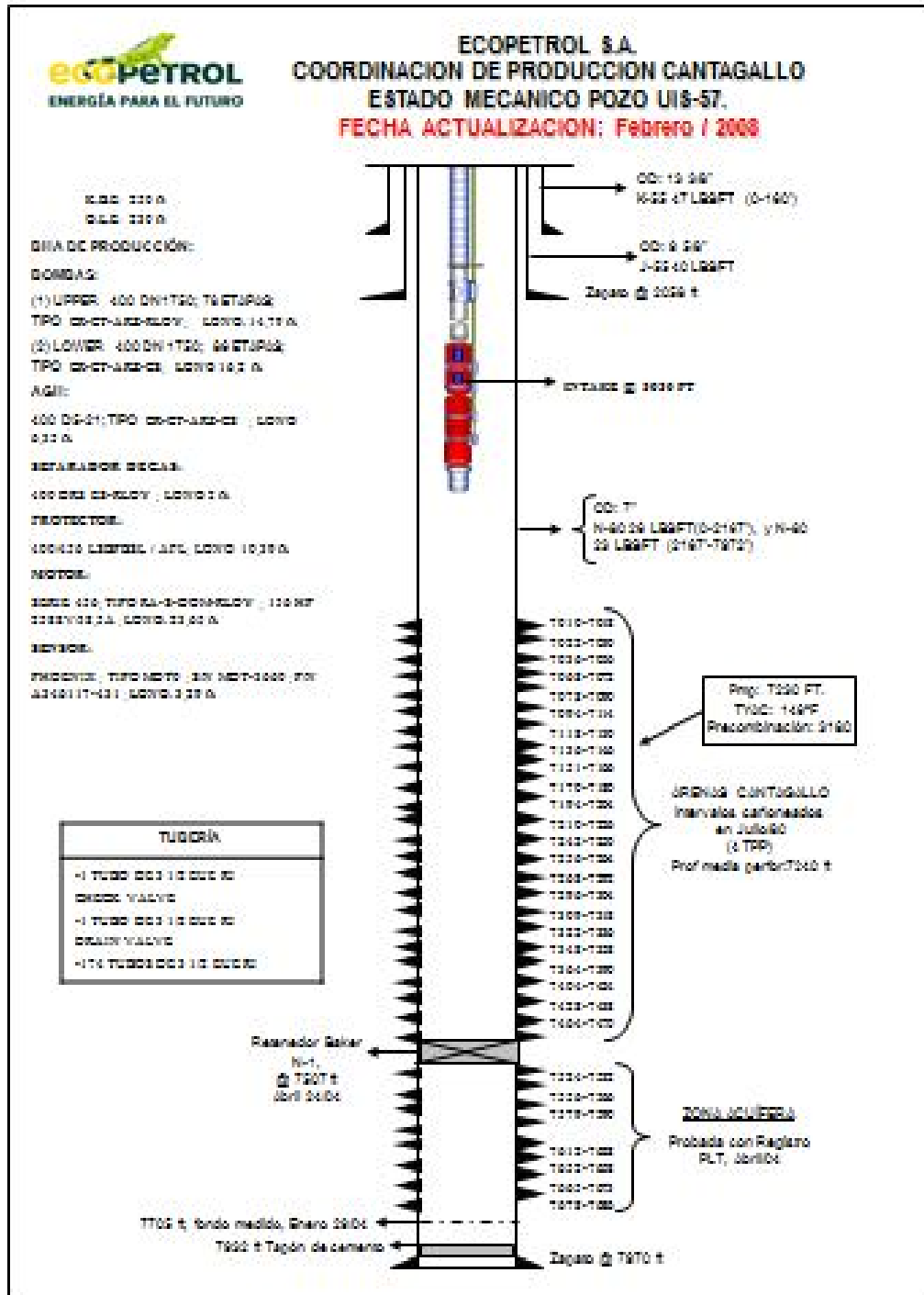
Fuente: Ecopetrol S.A.

## ANEXO B. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS EVALUADOS

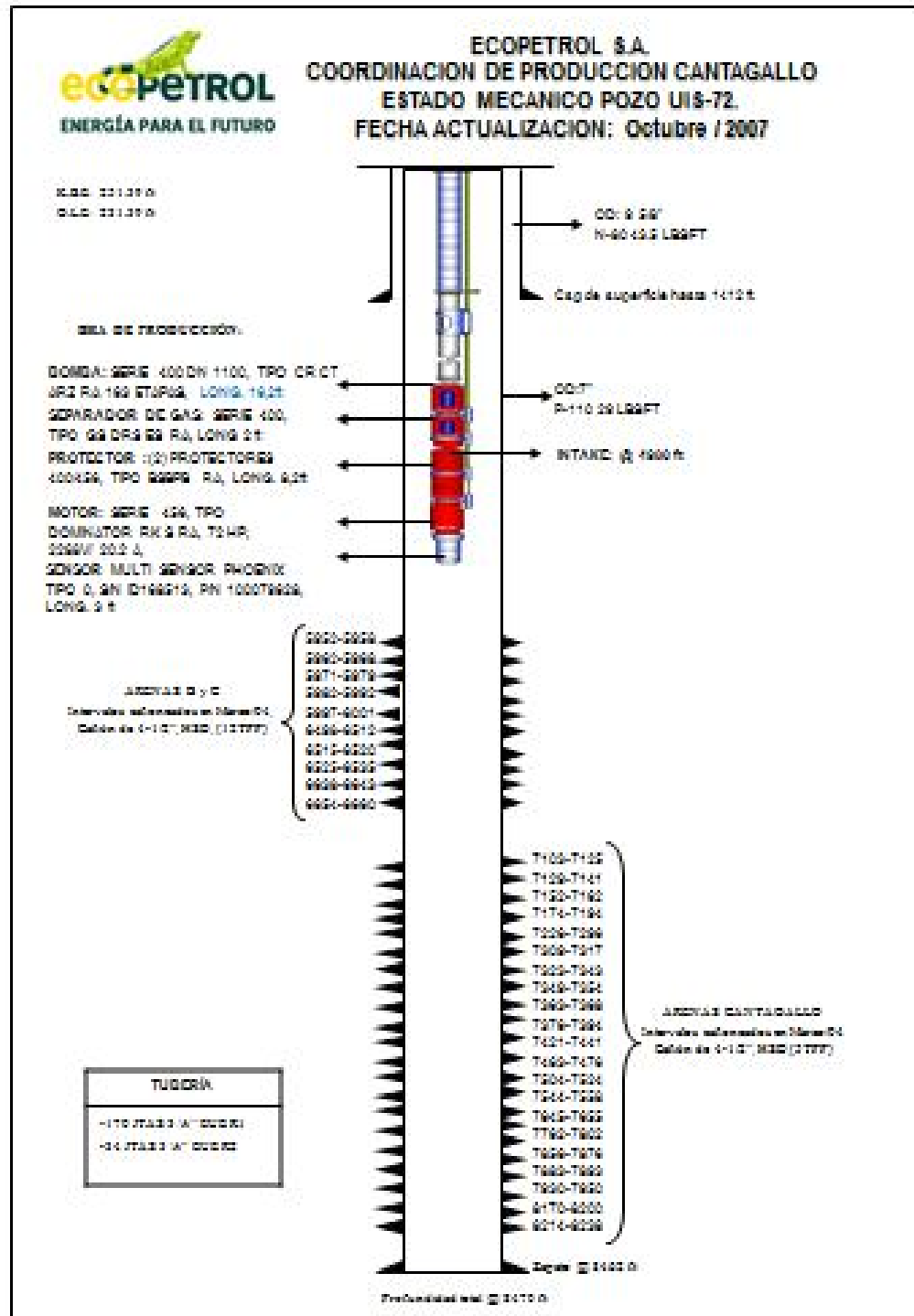
### UIS – 18



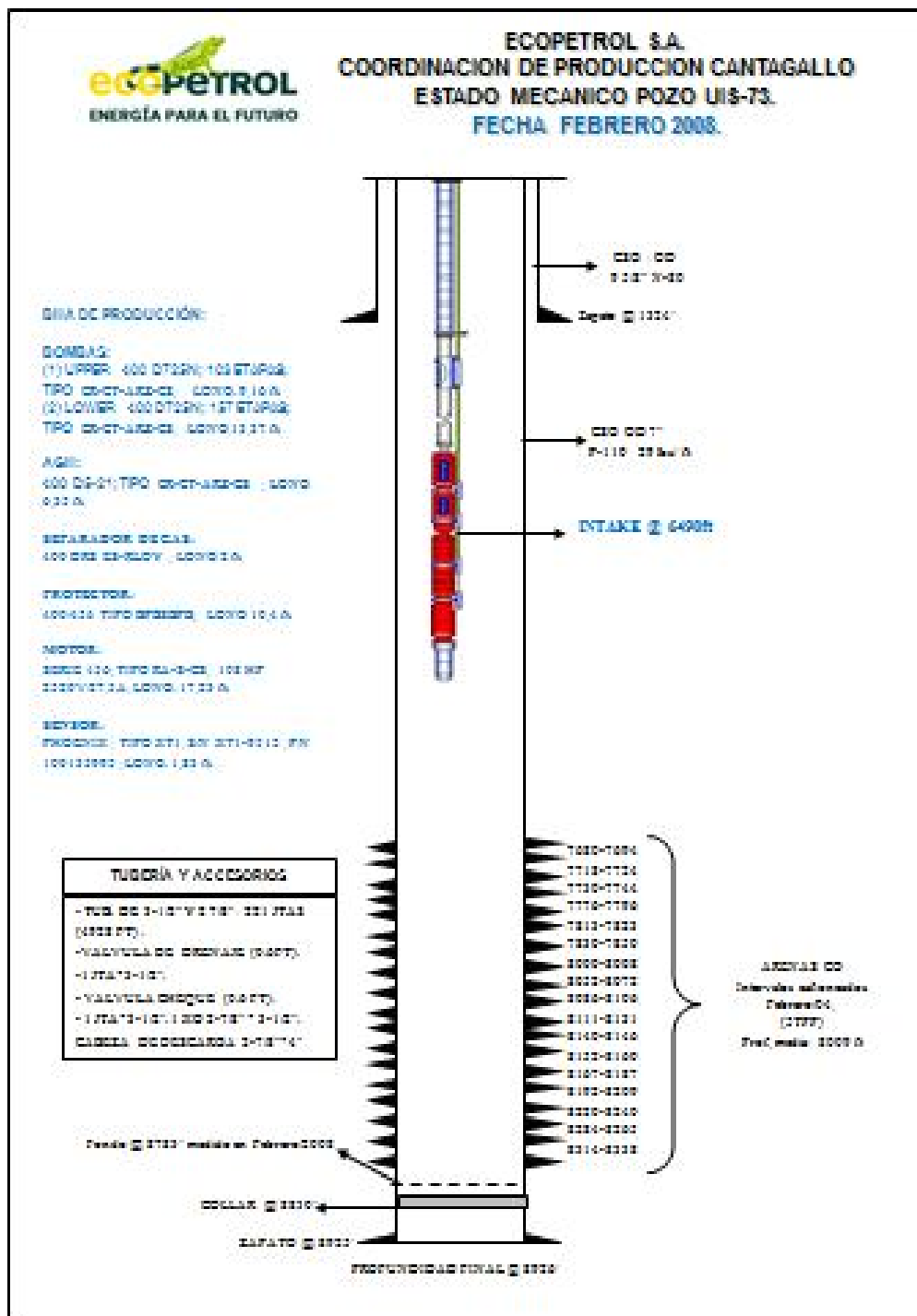
Fuente: Ecopetrol S.A

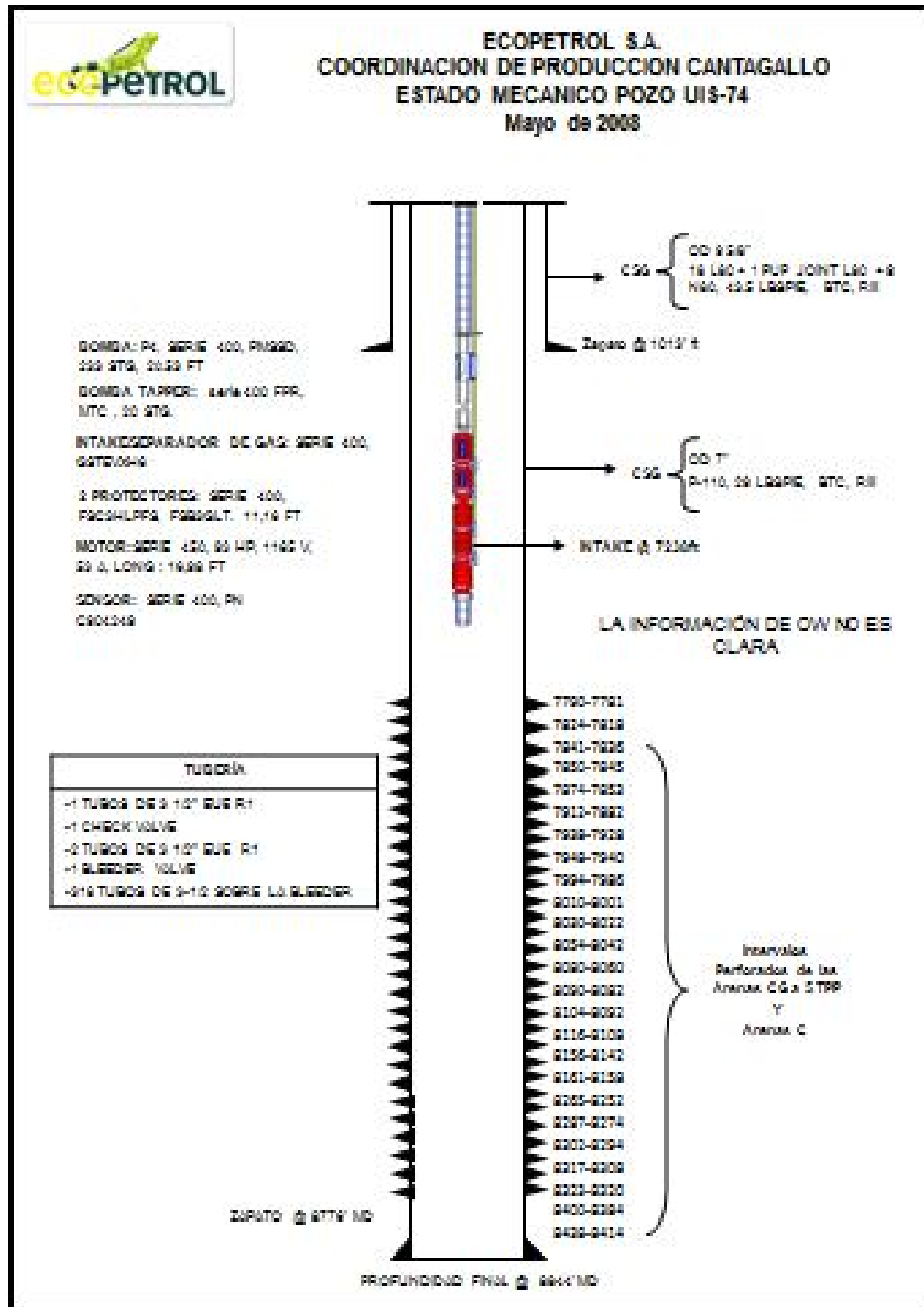


Fuente: Ecopetrol S.A



Fuente: Ecopetrol S.A

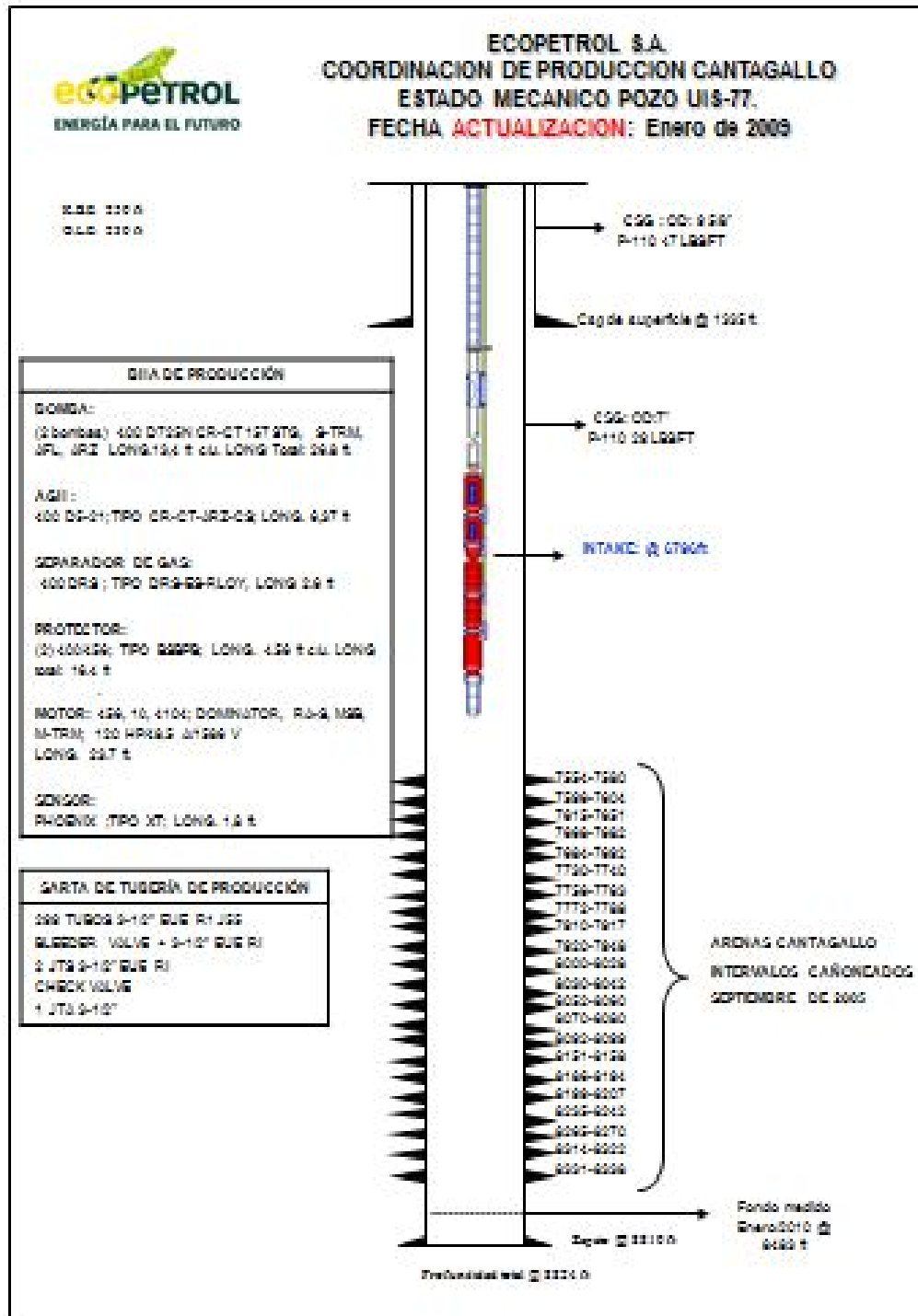




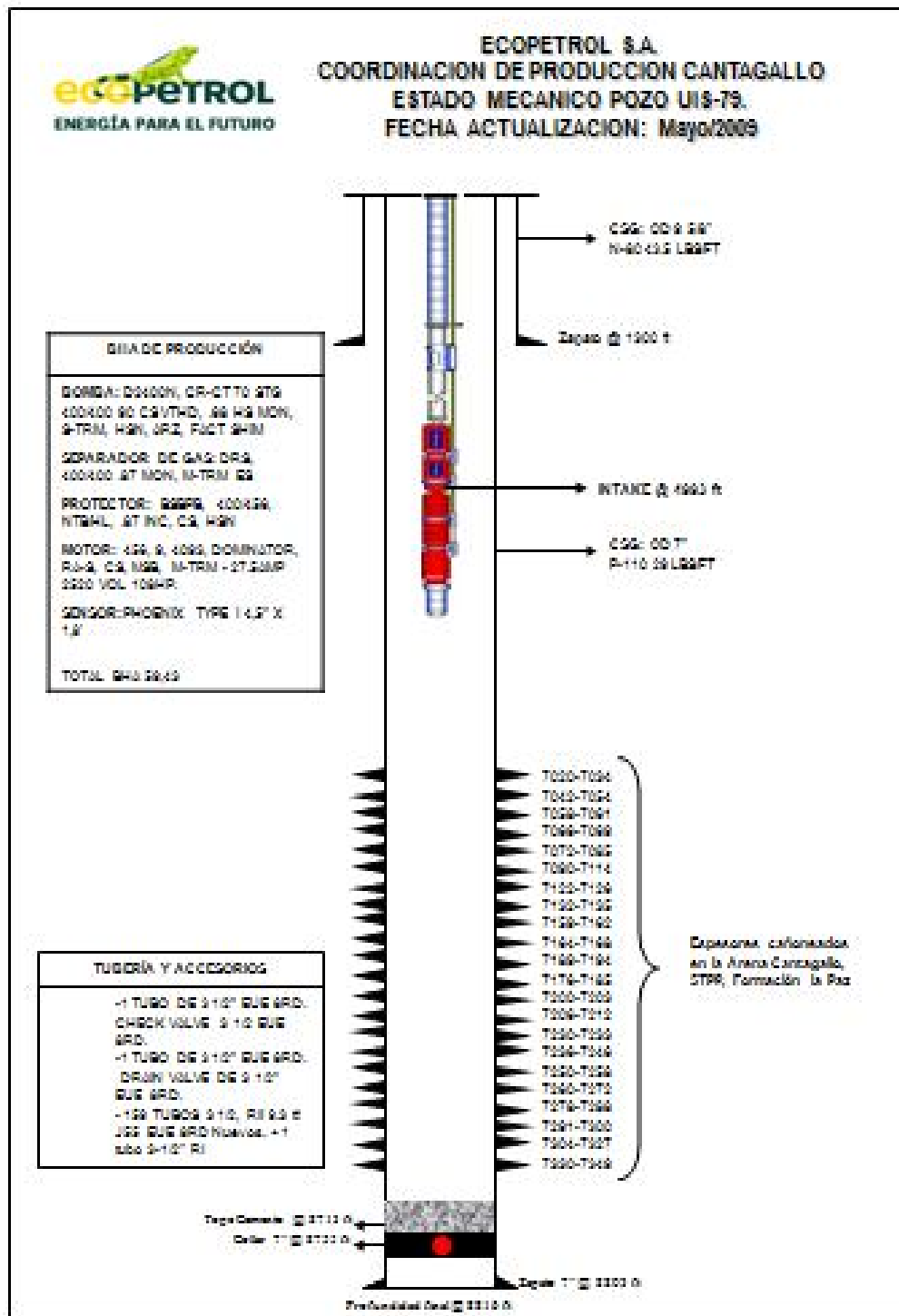
Fuente: Ecopetrol S.A



Fuente: Ecopetrol S.A

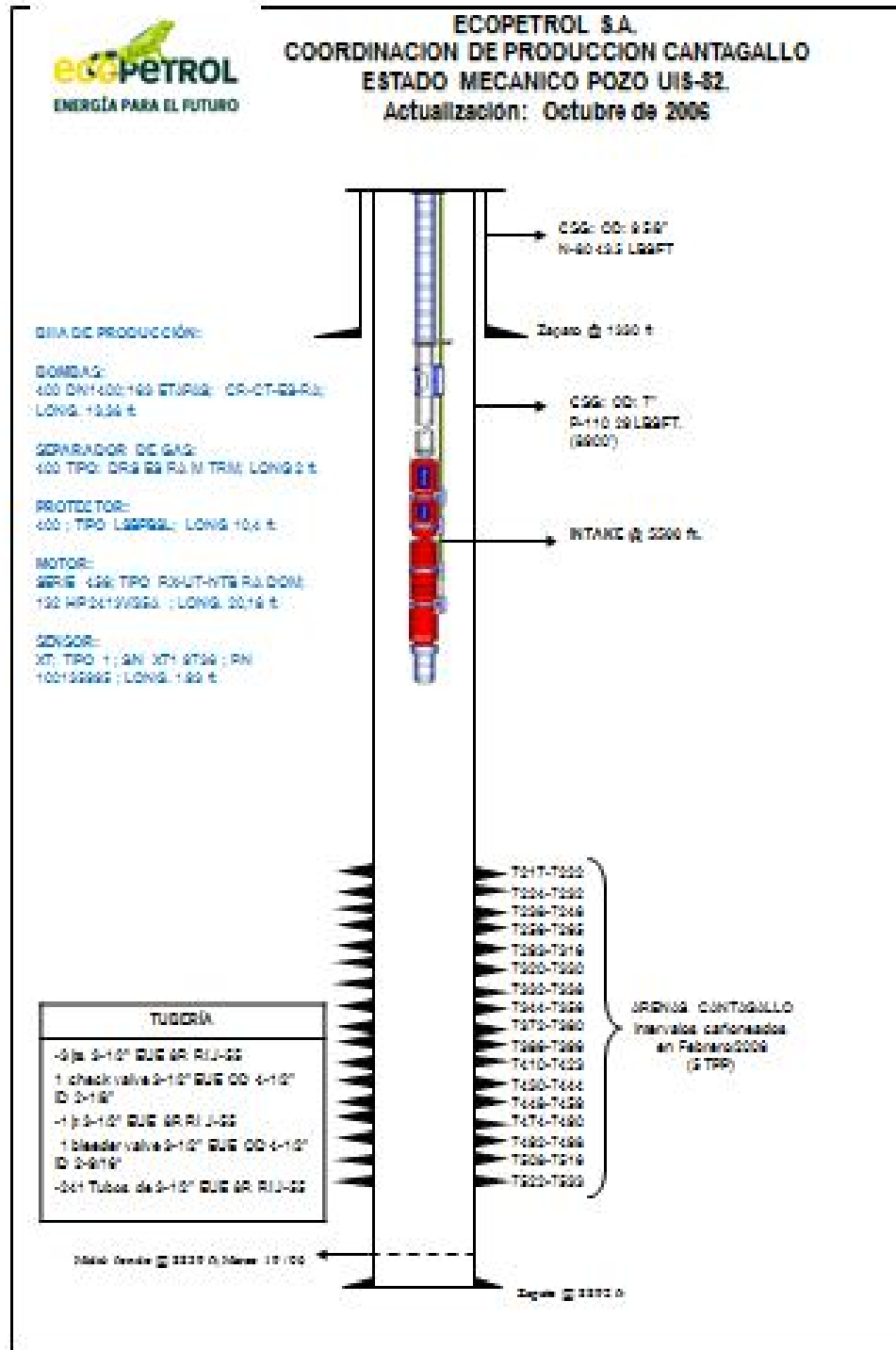


Fuente: Ecopetrol S.A

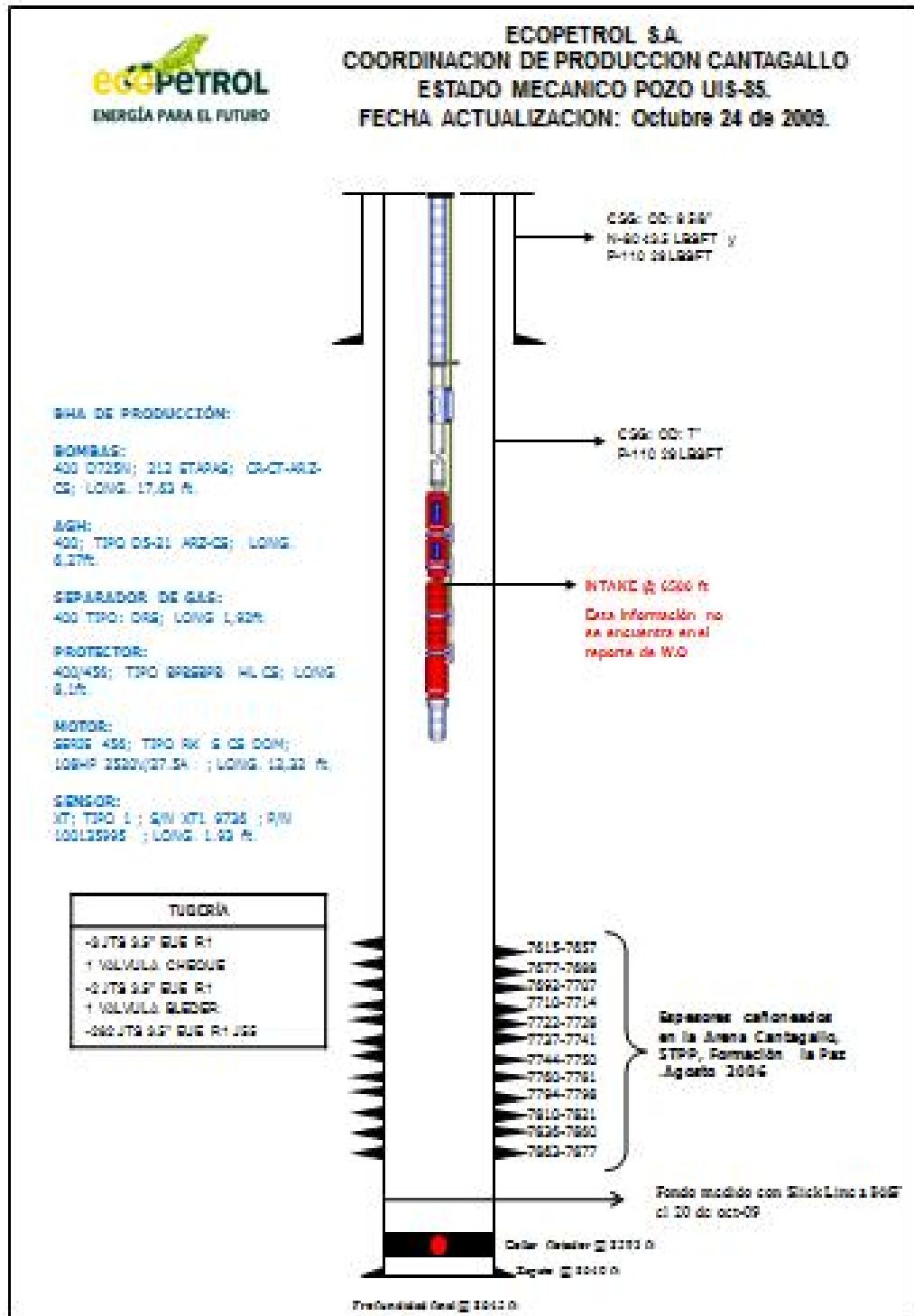


Fuente: Ecopetrol S.A

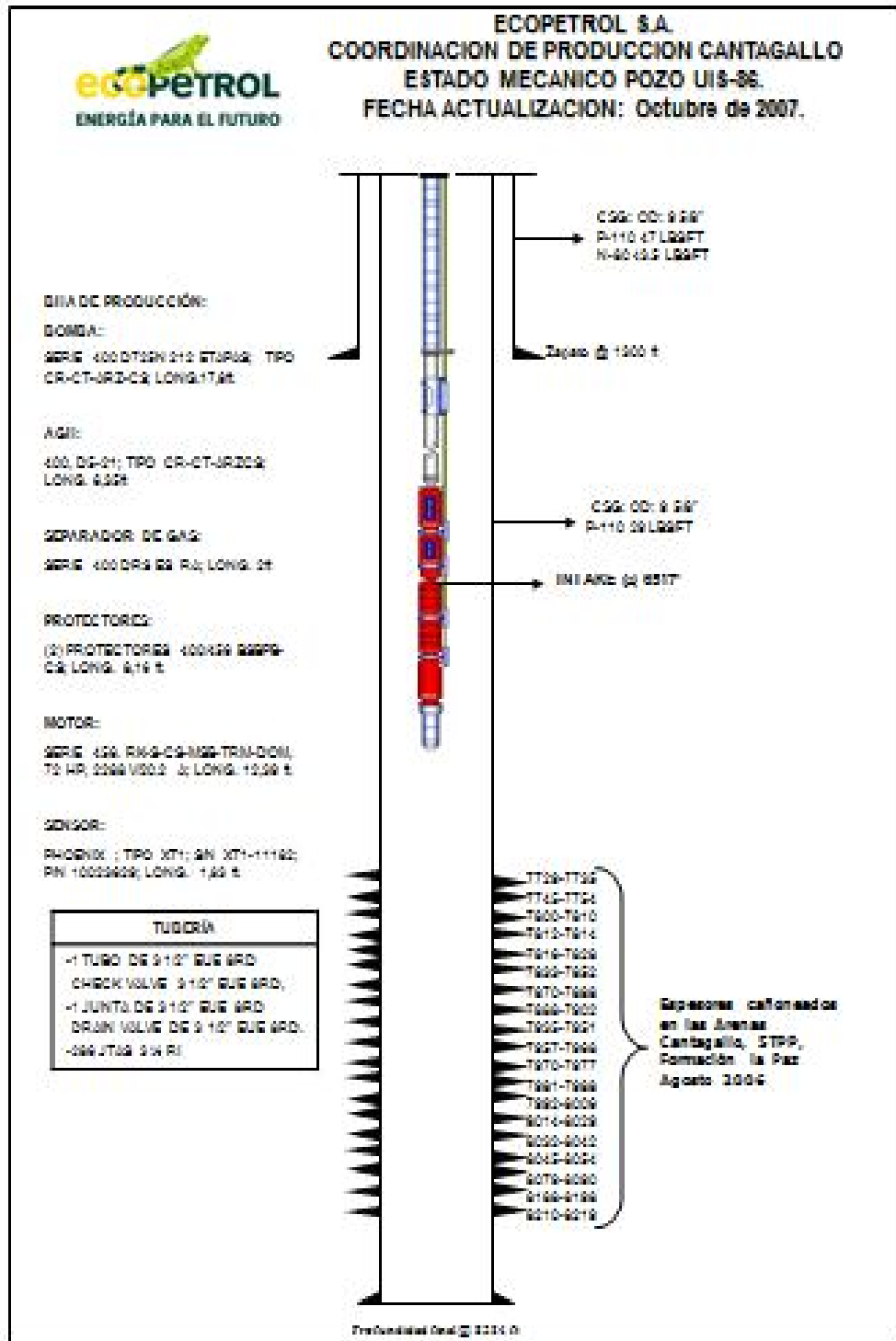




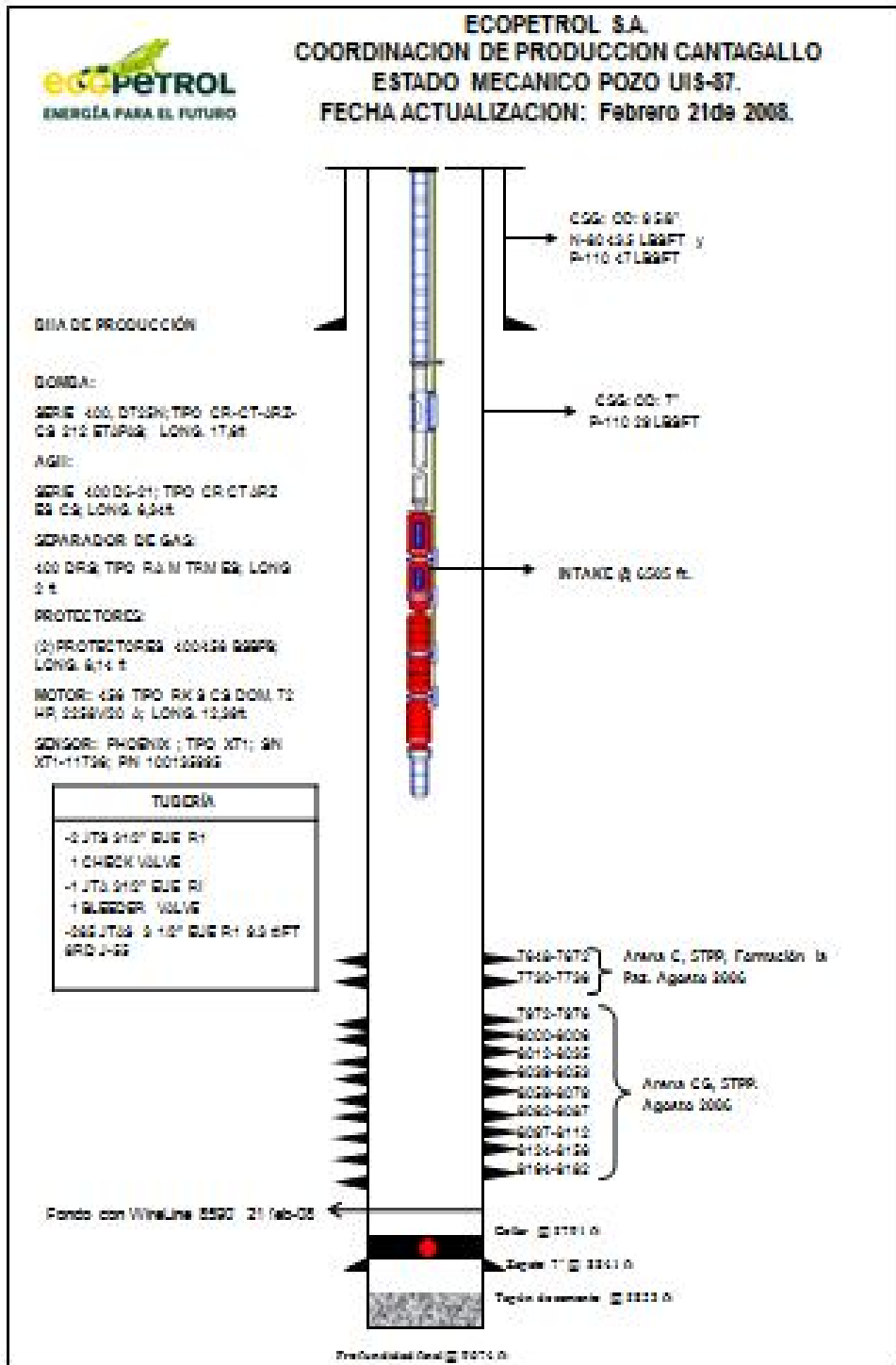
Fuente: Ecopetrol S.A



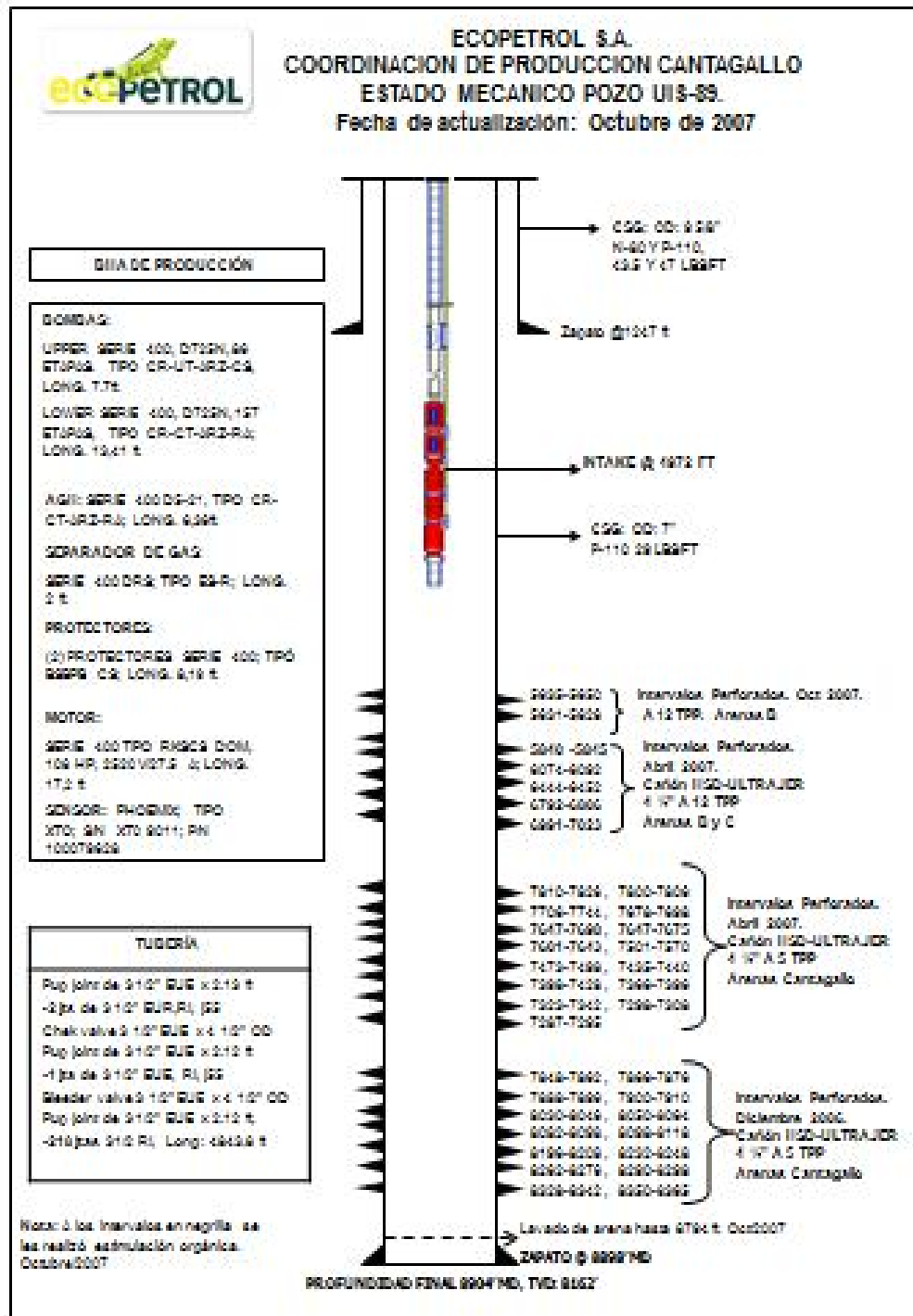
Fuente: Ecopetrol S.A



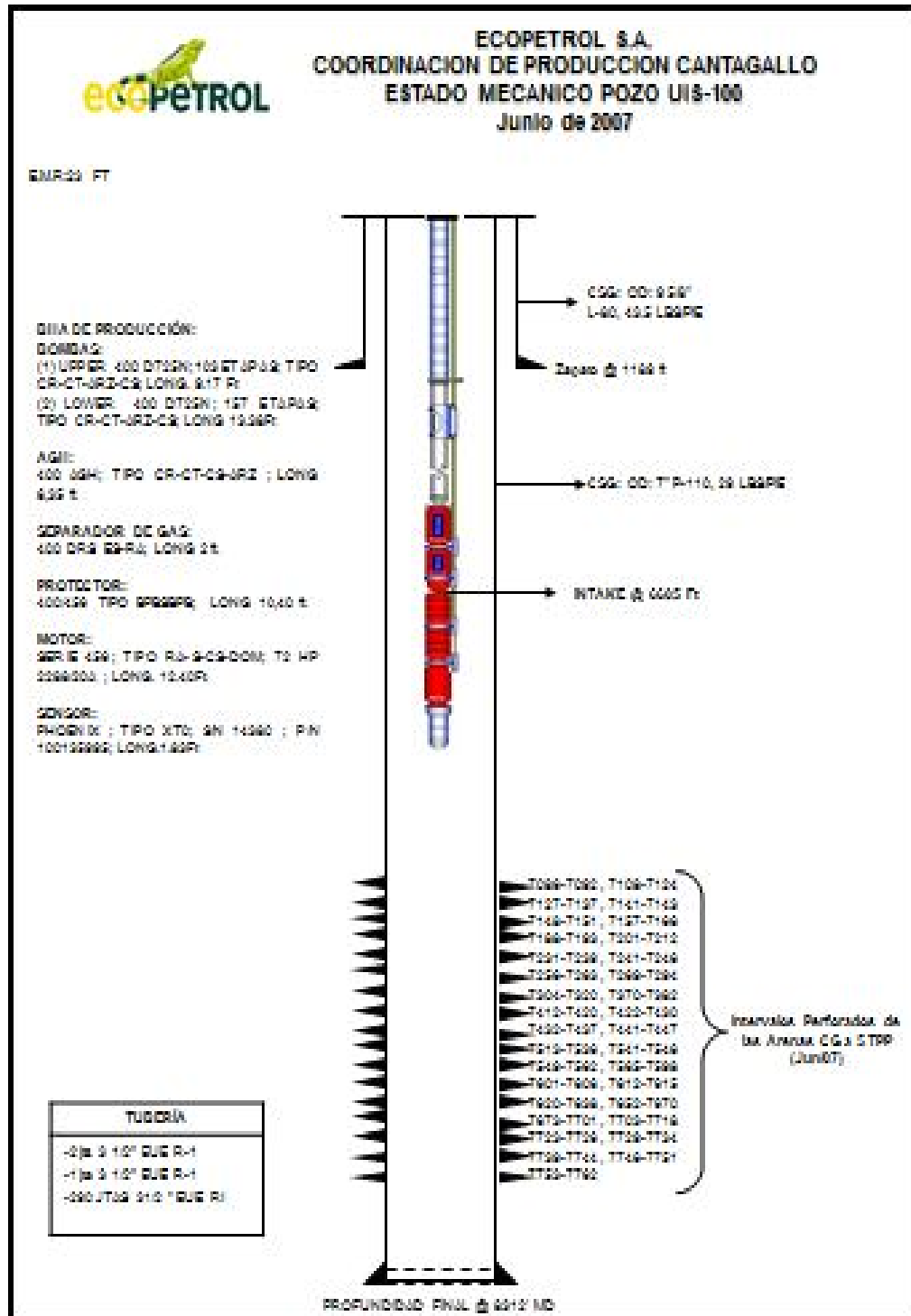
Fuente: Ecopetrol S.A



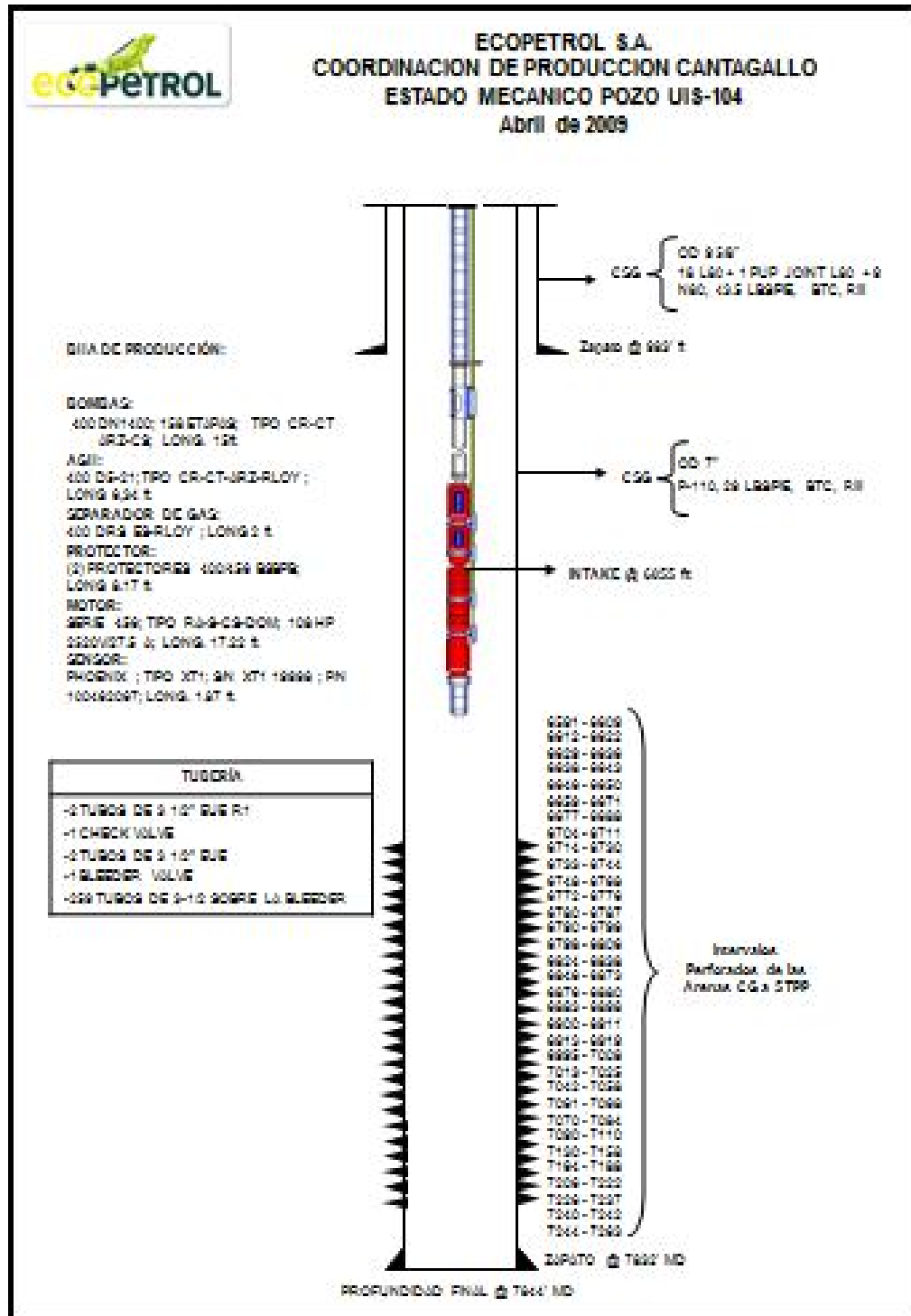
Fuente: Ecopetrol S.A



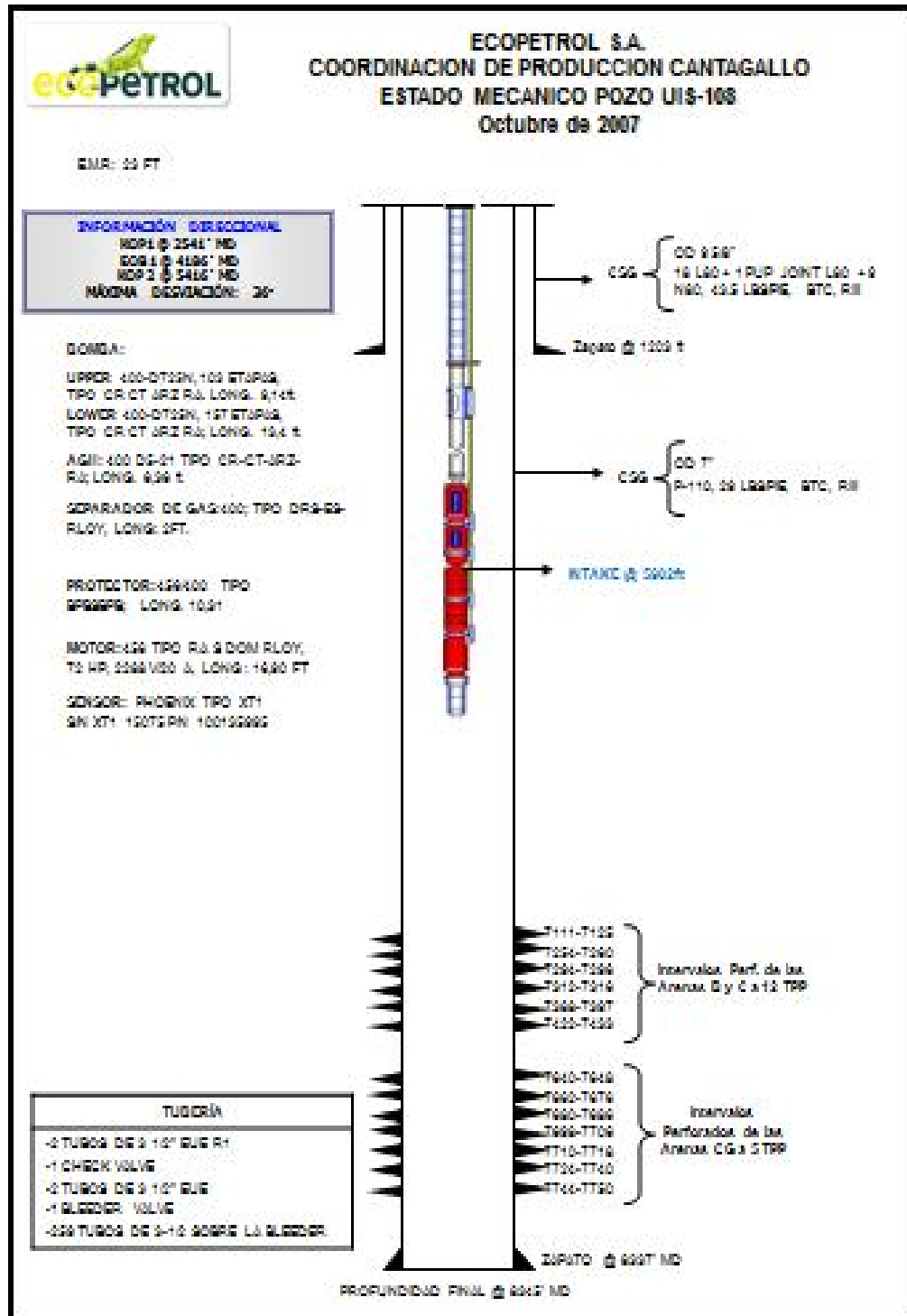
UIS – 100



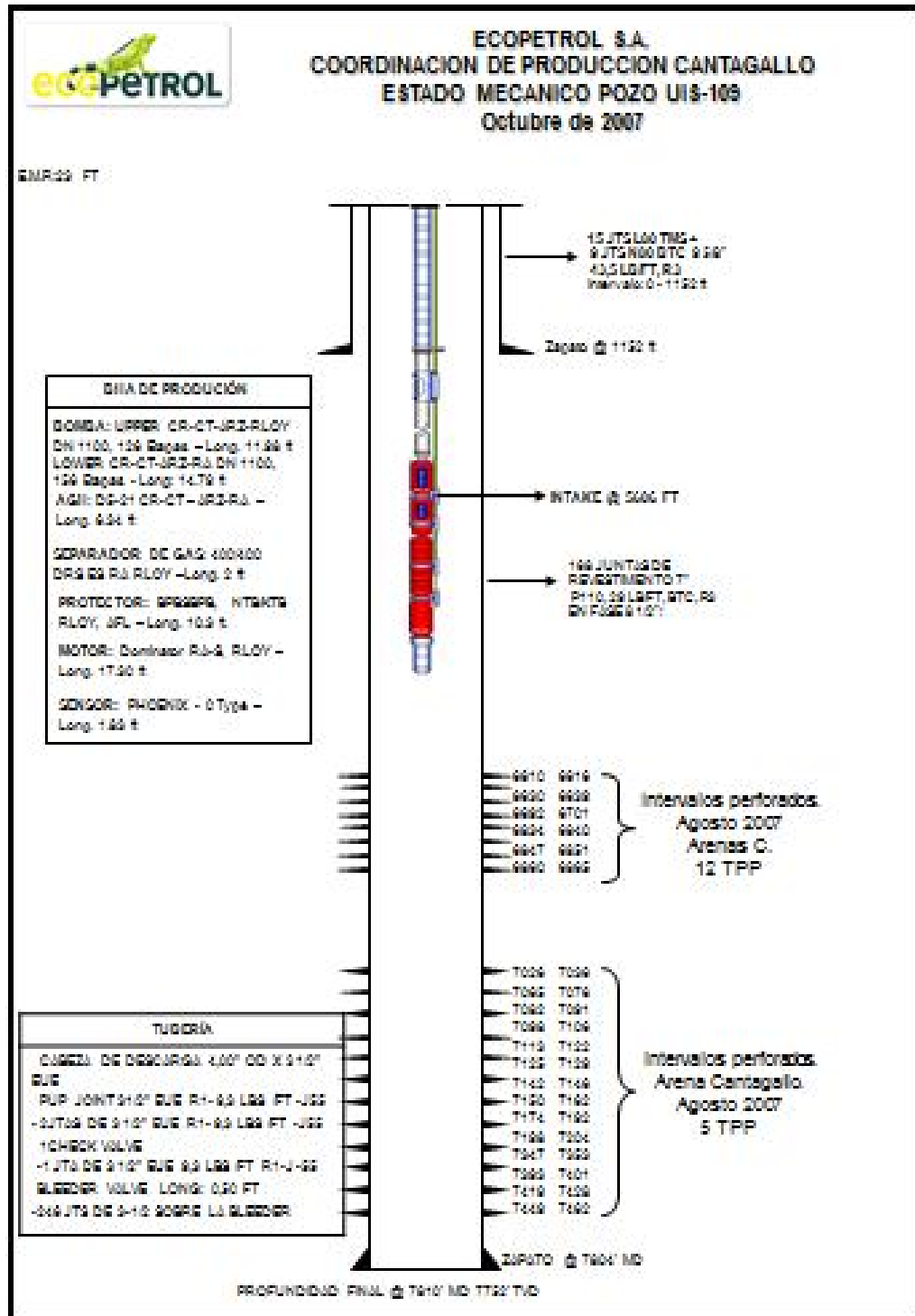
Fuente: Ecopetrol S.A

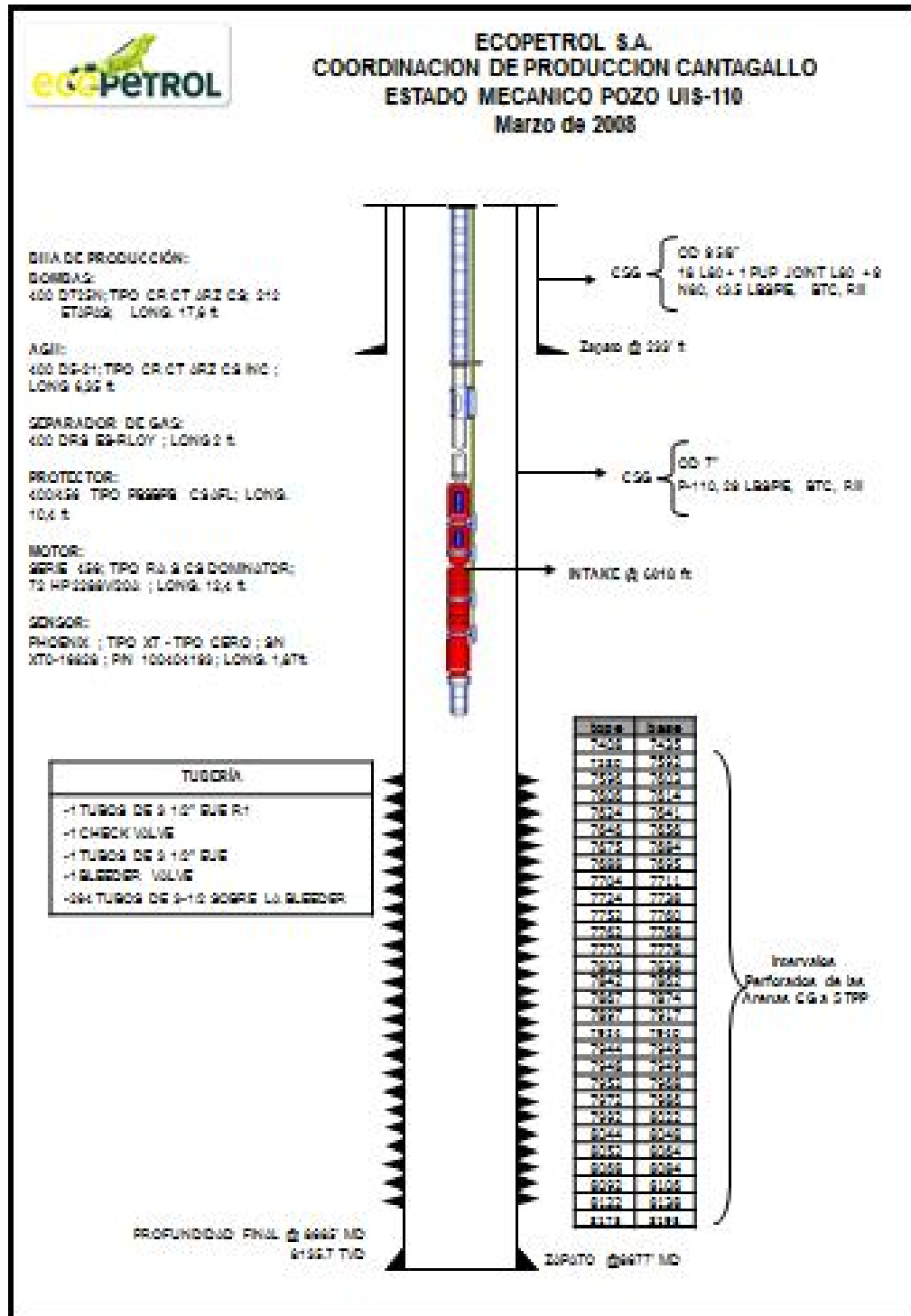


Fuente: Ecopetrol S.A

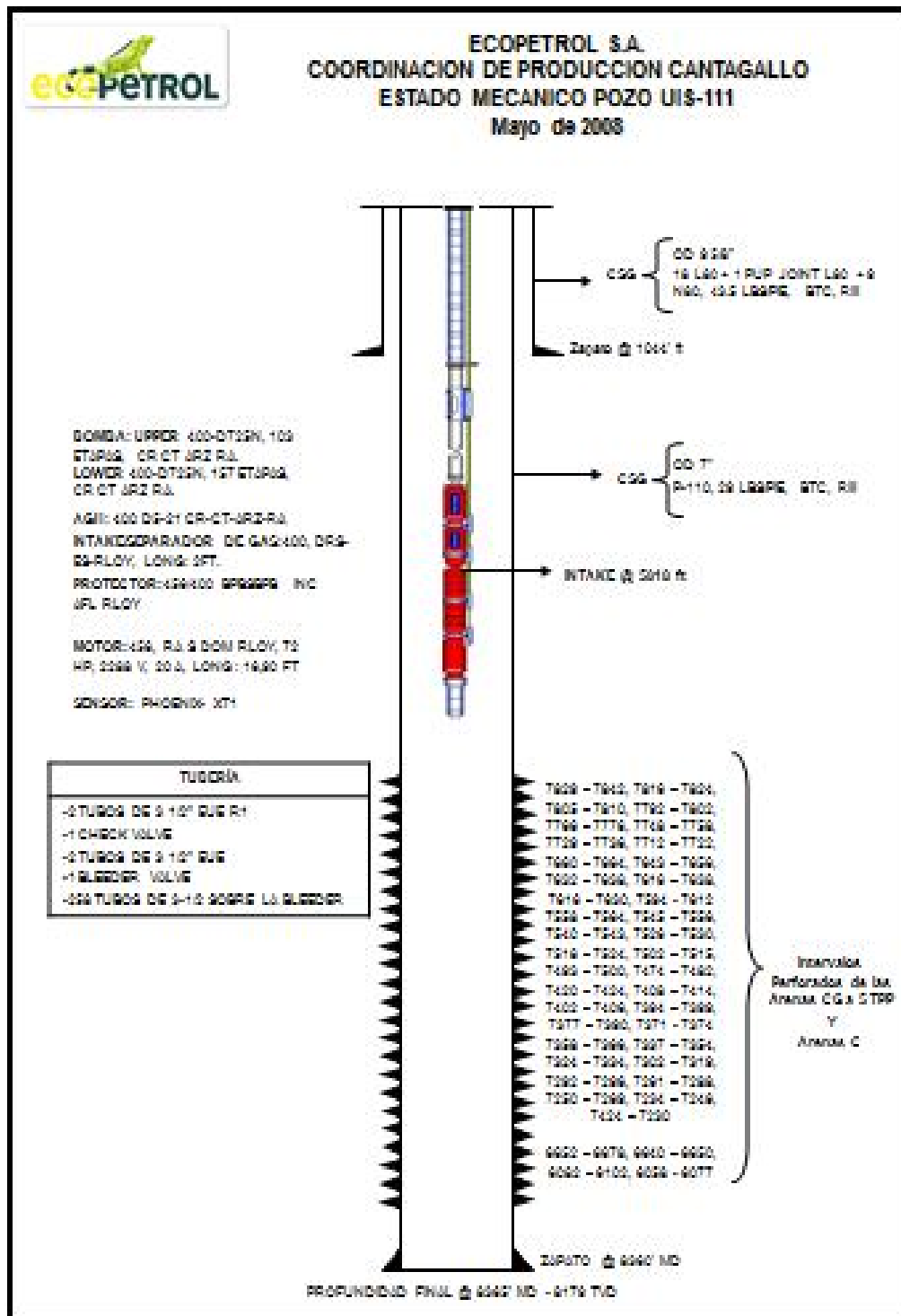


Fuente: Ecopetrol S.A

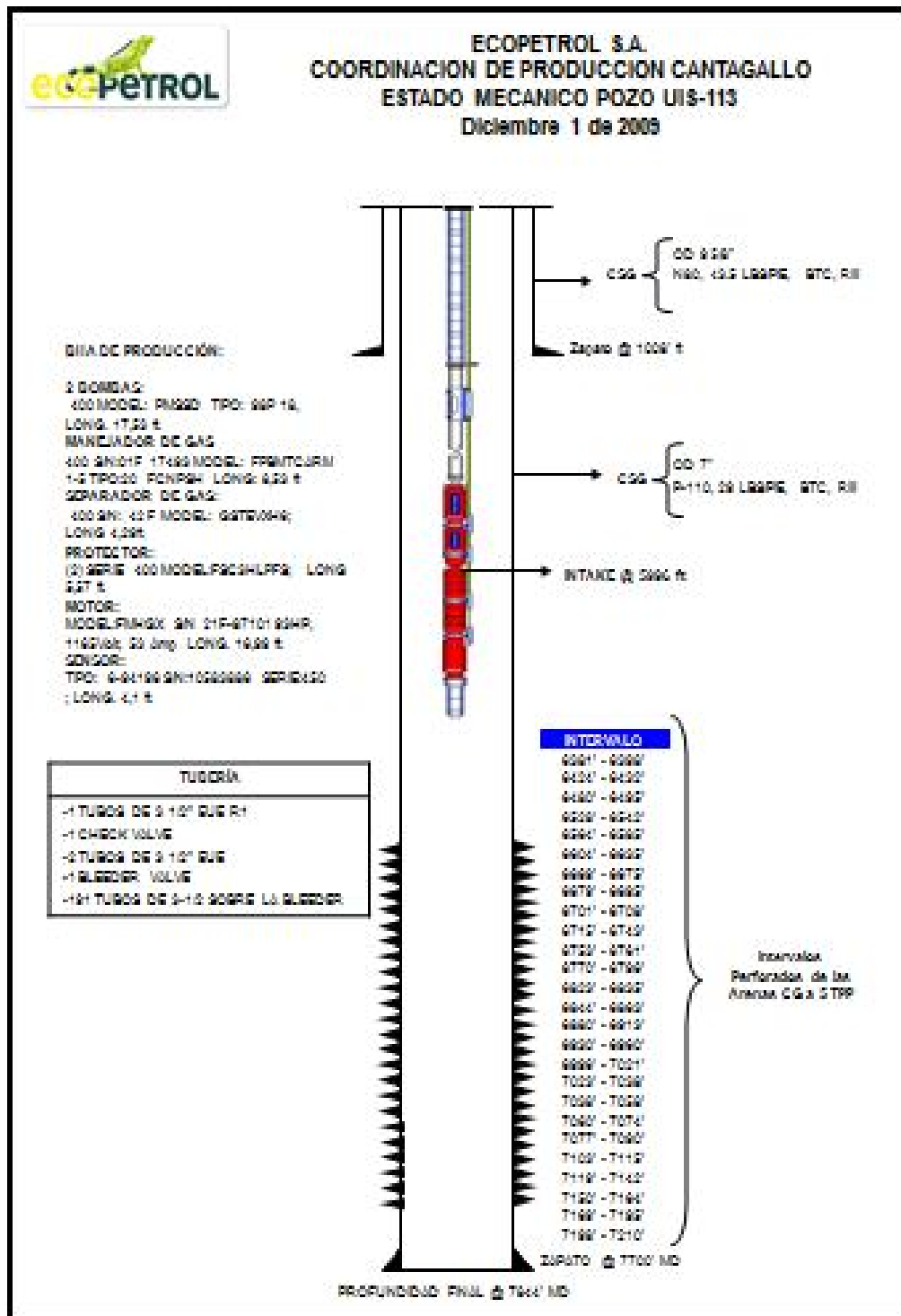




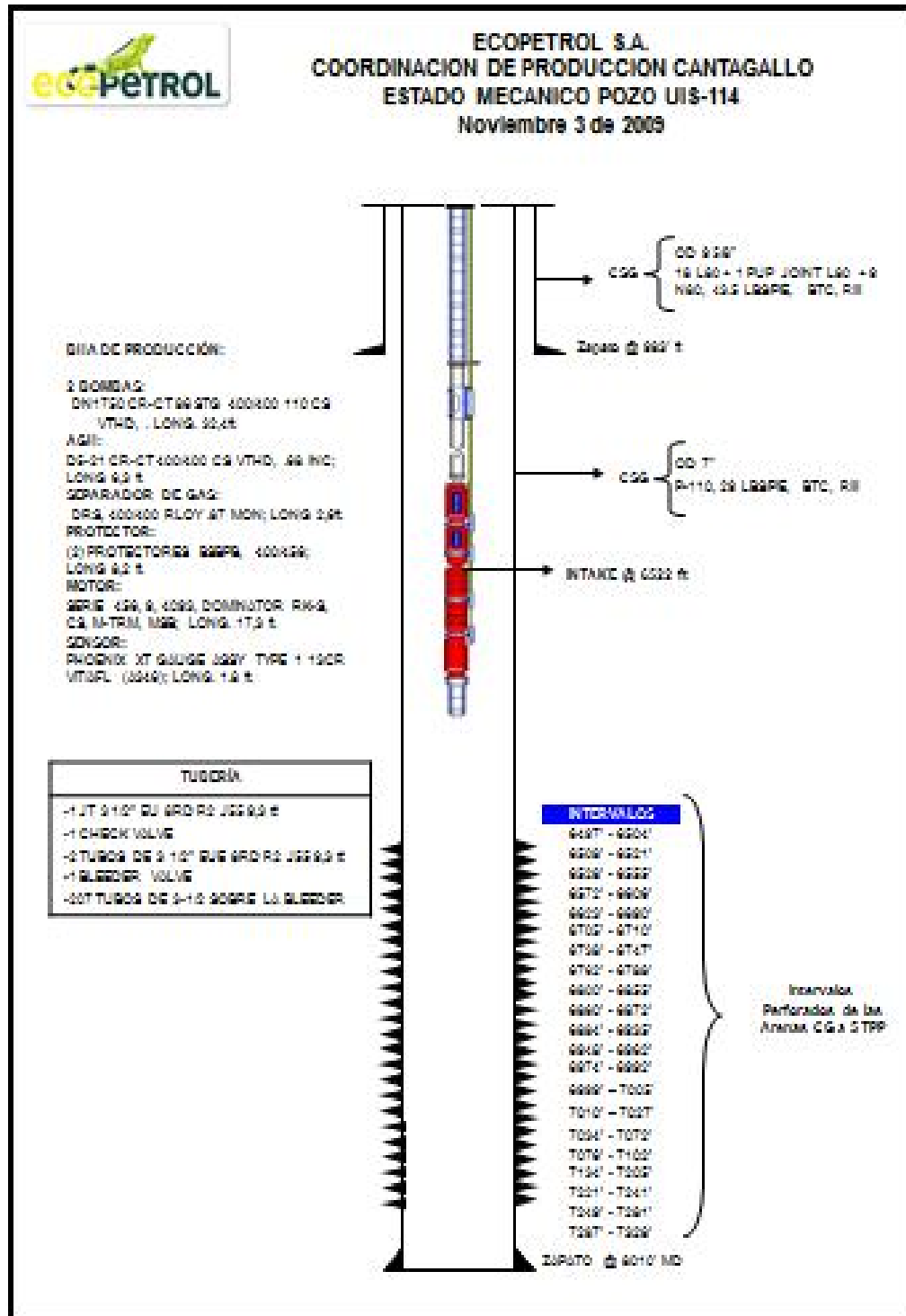
Fuente: Ecopetrol S.A



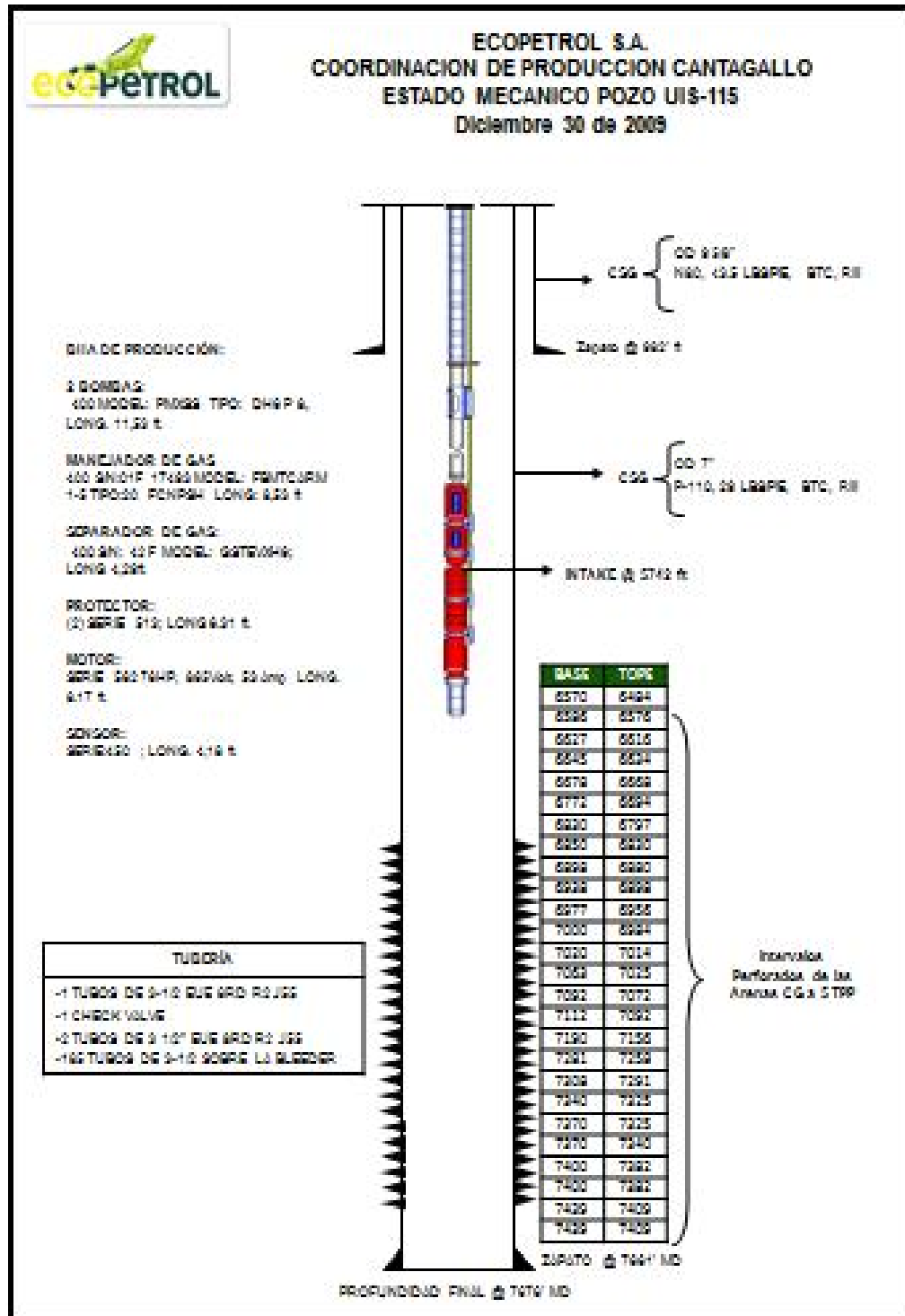
Fuente: Ecopetrol S.A



Fuente: Ecopetrol S.A

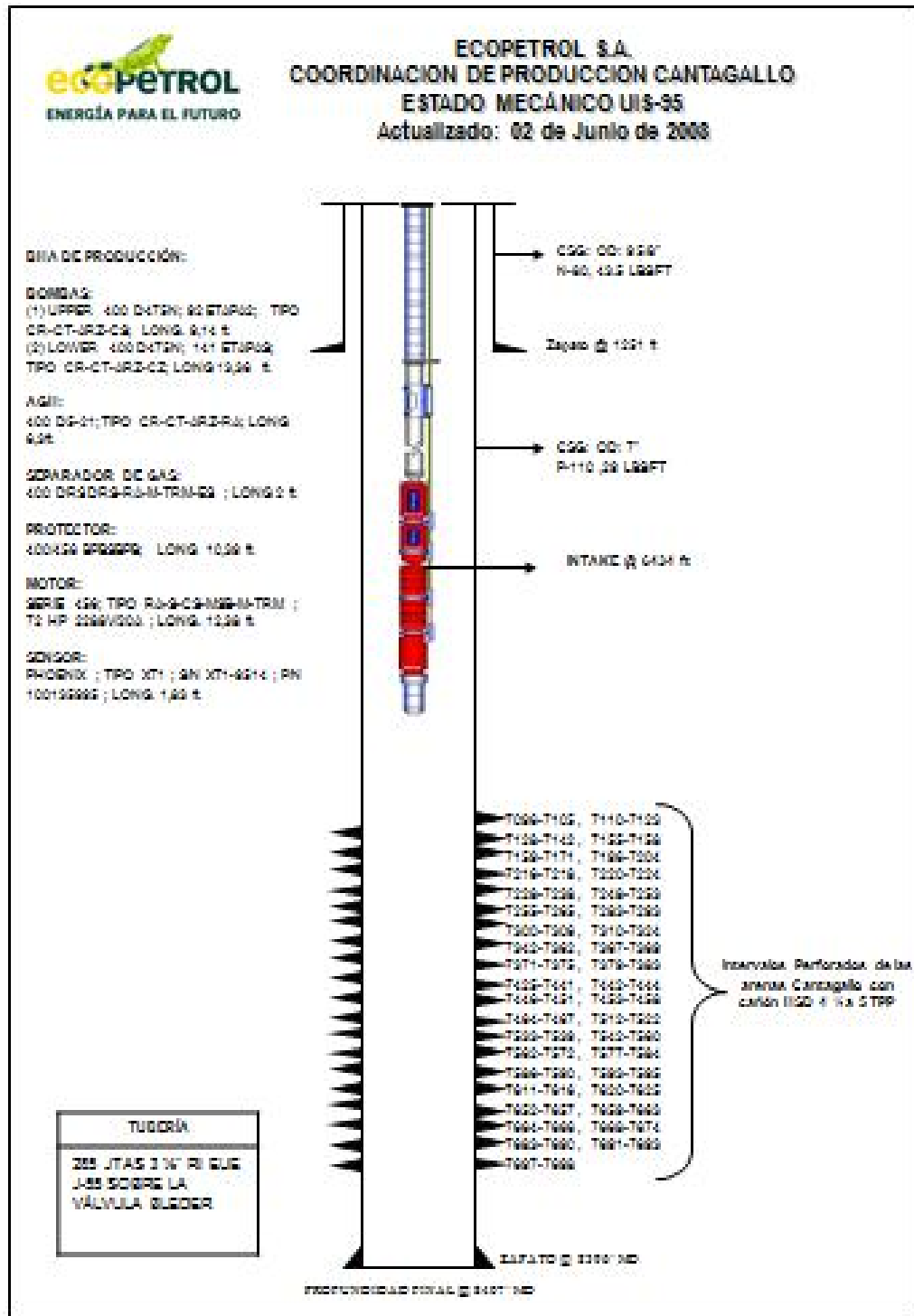


Fuente: Ecopetrol S.A



Fuente: Ecopetrol S.A





Fuente: Ecopetrol S.A