

**ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR EL FLUJO DE POZOS
PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO SANTIAGO**

**ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA
ANA ELOÍSA FONSECA ADÁN**

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

2010

**ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR EL FLUJO DE
POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO SANTIAGO**

**ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA
ANA ELOÍSA FONSECA ADÁN**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos

Director:
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

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

2010

DEDICATORIA

*A Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento
dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando,
además de su infinita bondad y amor.*

*A mis padres, quienes han sido y serán mi fuente de energía,
por su apoyo, confianza y amor.
Dios no pudo darme mejores padres.*

*A los que nunca dudaron que lograría este triunfo a mis
hermanos y por estar siempre presentes, este logro es de todos.*

ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA

*A Dios y mi Mami que desde el cielo
Celebran el cumplimiento de esta meta,
Que soñamos juntas y hoy
Te entrego el resultado.*

ANA ELÓJSA FONSECA ADÁN

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, paciencia, por su cariño, por siempre estar a mi lado, por la motivación constante que me ha permitido ser una mejor persona de bien, por llevarme siempre en sus oraciones, este logro te lo debo en gran parte a ti. A mi Padre a quien le debo todo en la vida, le agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindó para culminar mi carrera profesional. Los amo con todo mi corazón.

A mis hermanos por que siempre he contado con ellos para todo, gracias por la confianza, por el apoyo y la amistad. A mi niña de mis ojos Maria de los Angeles este triunfo es en especial para ti Los amo. ¡Mil gracias!

A mi cuñado Henry Sánchez por sus buenos consejos y apoyo en todo mi proceso.

A mis sobrinos Samuel, Juan Diego, Danna Sofia, Tania Carolina y María Paula por ser mi alegría, ya que han sido parte de mi inspiración y mi deseo de salir adelante en la vida espero que para ellos sea un ejemplo a seguir en la vida. Los amo mucho.

A mi abuelita Laura Mesa por su bondad, entrega, dedicación, por cada palabra de aliento y por su amor incondicional La adoro. A mis tíos, tías, primos a toda mi familia por el cariño y confianza que me brindaron en todo momento, pero sobre todo por estar, cada uno a su manera, respaldándome para alcanzar mis objetivos.

Al Ingeniero FERNANDO CALVEJE por su dirección, paciencia, entrega y valiosos consejos que nos permitieron alcanzar los objetivos de este proyecto.

A la Compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITEADA, a todos los Ingenieros que nos colaboraron suministrándonos la información requerida para el desarrollo de este proyecto.

A Ana Fonseca por no sólo ser mi compañera de tesis sino mi mejor amiga, por su compromiso, dedicación, esfuerzo y entrega para cumplir esta meta.

A mis amigos que estuvieron allí para apoyarme y darme ánimos cuando lo necesité en especial a Geidy Suarez, Juan Rodríguez y Luisa Fernanda Cruz por su tiempo compartido y junto a ustedes el camino estuvo lleno de alegrías y buenos momentos.

A todas las personas que de una u otra forma estuvieron ahí presentes en todo mi proceso mil gracias

Mis sinceros agradecimientos.

ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA

AGRADECIMIENTO

A mis hermanas que me brindaron el apoyo y la comprensión necesaria durante todo el camino recorrido para cumplir con esta meta. Y por siempre confiar en mis capacidades.

A mis sobrinos Sara y Santiago que son mi motivación para realizar las cosas cada día mejor.

A mi cuñado Julio Carranza por su colaboración e interés en mi proceso.

A Deimer Pérez por el amor con que llenaba cada momento difícil.

A la Compañía PETROBRAS COLOMBIA LTDA en especial, al Ing. Noel Valencia por la disposición de apoyar este proyecto suministrando la información requerida para este.

Al Ing. Fernando Calvete por transmitir los conocimientos y guía necesaria para el desarrollo de este proyecto.

A Adriana Mesa por el completo que signifique durante este proceso, por su comprensión y apoyo en todas las dificultades que se pudieron presentar, mil gracias.

A Doña Victoria, mamá de Adriana que siempre nos lleva en sus oraciones.

A todos los amigos y amigas que de alguna u otra forma hicieron parte de este proceso.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindar los medios necesarios para mi formación.

ANA ELÍSA FONSECA ADÁN

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. CAMPO SANTIAGO	23
1.1 GENERALIDADES	23
1.1.1 Localización.	23
1.1.2 Formaciones Productoras.	23
1.1.3 Estructura.	25
1.1.4 Planta de inyección de agua.	26
2. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN POR MEDIO DE ANÁLISIS NODAL	29
2.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	29
2.1.1 Solución en fondo de pozo.	31
2.1.2 Solución en cabeza del pozo.	33
2.1.3 Solución en el separador.	34
2.1.4 Solución en medios porosos.	34
2.1.5 Solución en nodos funcionales.	34
2.2 RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR).....	35
2.2.1 Flujo de gas y petróleo en yacimientos sub-saturados.	36
2.2.2 Ecuación de Vogel para yacimientos sub-saturados.	37
2.2.3 Curvas de IPR compuesta.	39
2.3 TRANSPORTE EN EL YACIMIENTO.....	44
2.4 FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO	44

2.4.1	Completamiento por cañoneo convencional.	44
2.4.2	Curva IPR para un pozo completado	47
2.5	FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LÍNEA DE FLUJO	48
2.6	POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA	53
2.6.1	Análisis nodal del sistema.	54
2.6.2	Efecto de las variables para un pozo de inyección de agua.....	57
2.7	ANÁLISIS NODAL PARA SISTEMAS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	60
2.7.1	Información requerida para el análisis.....	60
2.7.2	Curva de la relación de afluencia del pozo (IPR).	61
2.7.3	Análisis nodal del sistema.	64
3.	METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO SANTIAGO	71
3.1	METODOLOGÍA PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLFLO” PARA POZOS PRODUCTORES ...	72
3.1.2	Selección de los pozos candidatos.	73
3.1.3	Recopilación y validación de información.....	75
3.1.4	Cotejo del comportamiento actual del pozo	75
3.1.5	Optimización del sistema de producción.....	83
3.2	METODOLOGÍA PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLFLO” PARA POZOS INYECTORES.....	90
3.2.1	Selección de los pozos.....	90
3.2.2	Recopilación y validación de información.....	91
3.2.3	Cotejo del comportamiento actual del pozo.	91
3.2.4	Optimización del sistema de producción.	97
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	100
4.1	ANÁLISIS DE RESULTADOS POZOS PRODUCTORES	100
4.1.1	Remover Daño, $s=0$	100

4.1.2	Asumir $S=0$ y variar las condiciones operativas de la BES (frecuencia y número de etapas).....	102
4.1.3	Variar las condiciones operativas de la BES.....	105
4.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE POZOS INYECTORES.....	111
5.	CONCLUSIONES.....	114
6.	RECOMENDACIONES.....	115
	BIBLIOGRAFÍA.....	116
	ANEXOS.....	117

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Localización geográfica del Campo.	24
Figura 2. Litología que conforma cada una de las formaciones del Campo Santiago.....	25
Figura 3. Estructura del Campo Santiago.	25
Figura 4. Diagrama de flujo del proceso de inyección.	28
Figura 5. Perdidas de presión en un sistema de producción.	30
Figura 6. Nodo solución en el fondo del pozo. A. Componente yacimiento. B. Componente sarta de producción, línea de flujo y separador.	32
Figura 7. Comportamiento del IPR para yacimientos sub-saturados.	36
Figura 8. Curva de IPR compuesta.....	40
Figura 9. Curva de IPR compuesta.....	42
Figura 10. Túnel cañoneado con un giro de perforación de 90°.	45
Figura 11. Gráfica P_{wf} vs P_{wfs} en función de la tasa de producción q	48
Figura 12. Cálculo de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a partir de la presión del separador (P_{sep}) flujo horizontal.	51
Figura 13. Cálculo de la presión en la cara del pozo (P_{wfs}) a partir de la presión del separador (P_{sep}). Flujo vertical.	51
Figura 14. Curva de demanda de energía.	52
Figura 15. Rangos característicos de la curva de demanda.	53
Figura 16. Esquema de un pozo inyector.	54
Figura 17. Curva típica del índice de inyectividad, para un pozo inyector de agua.	56
Figura 18. Curva típica del inflow y outflow en un pozo inyector de agua.....	57
Figura 19. Efecto de la presión de inyección en cabeza de pozo.	58
Figura 20. Efecto del tamaño del tubing en un pozo de inyección de agua.	58

Figura 21. Efecto del incremento en la presión estática del yacimiento.....	59
Figura 22. Solución en cabeza para un pozo inyector de agua.	60
Figura 23. Curva de rendimiento de la bomba.	63
Figura 24. Aumento de la presión a una rata particular.	66
Figura 25. Inflow y outflow de una bomba electrosumergible.	68
Figura 26. Inflow outflow para diferentes presión de cabeza.	68
Figura 27. Inflow outflow para diferentes con diferentes porcentajes de corte de agua.....	69
Figura 28. Inflow y outflow para diferentes frecuencias y velocidades.....	70
Figura 29. Diagrama de la metodología utilizando Wellflo™.....	73
Figura 30. Visualización de la incorporación de datos en la ventana de layer parameter.	76
Figura 31. Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo™.....	77
Figura 32. Visualización de la incorporación de los datos del pozo.	78
Figura33. Visualización del esquema simulado del pozo.....	78
Figura 34 . Visualización de incorporación de datos de la bomba.	79
Figura 35. Curva IPR para el pozo CAM-013	80
Figura 36. Visualización de la selección de la correlación de flujo multifásico en tuberías.....	80
Figura 37. Caída de Presión debida a las pérdidas por fricción del pozo CAM-013.....	81
Figura 38. Visualización de la selección del nodo solución.	82
Figura 39. Inflow y Outflow para el pozo CAM-013.....	82
Figura 40. Efecto al variar del diámetro en la línea de flujo del pozo CAM-013.....	84
Figura 41. Efecto al variar de diámetro del tubing del pozo CAM-013.....	85
Figura 42. Efecto al variar el choke de producción del pozo CAM-013.....	85
Figura 43. Efecto al remover el daño de formación del pozo CAM-013.....	87
Figura 44. Efecto de variar la frecuencia de la bomba con s=0 y daño actual del pozo CAM-013.....	87

Figura 45. Variación del número de etapas de la bomba al daño actual y $S=0$	88
Figura 46. Efecto al variar la profundidad de asentamiento de la bomba del pozo CAM-013.....	89
Figura 47. Pasos en el cotejo del comportamiento actual de pozos inyectoros.	92
Figura 48. Selección del tipo de pozo en Wellflo™	93
Figura 49. Esquema simulado del pozo CAM-024.....	93
Figura 50. Curva del índice de Inyectividad del pozo CAM-024.....	94
Figura 51. Perdidas de presión por fricción en la tubería del pozo CAM-024	95
Figura 52. Inflow/ Outflow a condiciones actuales de producción del pozo CAM-024.....	96
Figura 53. Efecto en la variación del daño de formación del pozo CAM-024.....	97
Figura 54. Variación en el diámetro interno de la tubería de producción para el pozo CAM-024.....	98
Figura 55. Efecto al variar el diámetro de la línea de flujo del pozo CAM-024.....	98
Figura 56. Efecto de la variación en la presión de descarga de la bomba del pozo CAM-024.....	99
Figura 57. Comparación tasas de producción después de remover el daño.	102
Figura 58. Pozos estimulados y sensibilización en la frecuencia de la bomba. ...	103
Figura 59. Pozos estimulados y sensibilización al número de etapas de la bomba.....	105
Figura 60. Comparación de las tasas de producción con el análisis de la sensibilización de la frecuencia de la bomba	107
Figura 61. Comparación de las tasas de producción con el análisis de la sensibilización al número de etapas de la bomba.....	108
Figura 62. Comparación de producción con las diferentes sensibilizaciones realizadas a Campo Santiago.....	110
Figura 63. Sensibilización al daño para pozos inyectoros.	112
Figura 64. Sensibilización de la presión de descarga de la bomba para pozos inyectoros.	113

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción de agua del Campo Santiago.....	27
Tabla 2. Pozos productores activos del Campo Santiago.....	74
Tabla 3. Test Point CAM-013, caso base.	75
Tabla 4. Pozos Inyectores del Campo Santiago.	90
Tabla 5. Test Point CAM-024, caso base.	91
Tabla 6. Sensibilización al daño.....	101
Tabla 7. Sensibilización de la bomba cuando el daño es cero.	104
Tabla 8. Sensibilización de la bomba.....	106
Tabla 9. Producción de aceite total del campo Santiago para cada sensibilización.....	109
Tabla 10. Sensibilización al daño y presión de descarga de la bomba (P_{dp}).	111
Tabla 11. Caudal de inyección total para el Campo Santiago.	113

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. DATOS DE ENTRADA DE LA CAPA AL SIMULADOR WELLFLO 3.8.7. POZOS PRODUCTORES.....	118
ANEXO B. DATOS DE ENTRADA DE LA CAPA AL SIMULADOR WELLFLO 3.8.7. POZOS INYECTORES	119
ANEXO C. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS PRODUCTORES.	120
ANEXO D. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS INYECTORES.....	141
ANEXO E. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS PRODUCTORES.....	144
ANEXO F. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LOS POZOS INYECTORES.....	171

RESUMEN

Título: ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR EL FLUJO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO SANTIAGO*

Autores: ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA**
ANA ELOÍSA FONSECA ADÁN**

PALABRAS CLAVES: Análisis Nodal, Inflow, Outflow, Relación del índice de productividad (IPR), Sistema de producción, Levantamiento por Bombeo electrosumergible.

DESCRIPCIÓN

Con el objetivo de aumentar las reservas mundiales de petróleo, se hace necesario evaluar los sistemas de producción de los campos maduros. Por esta razón para Campo Santiago es atractivo realizar estudios que le permitan aumentar la producción. En el Campo Santiago el mecanismo de producción es por un acuífero activo y utiliza bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento. Además tiene pozos inyectoros que mantienen la presión del yacimiento, pero a la vez elevan el corte de agua presente en el caudal de producción.

El análisis nodal es un método utilizado para evaluar el sistema de producción de un pozo y así determinar los componentes del sistema que estén generando restricciones al flujo. Existen herramientas software que facilitan la aplicación de este método en todo un campo petrolero como es el caso de la herramienta Wellflo, utilizada en el desarrollo de este proyecto. Wellflo permite modelar pozos con flujo natural, gas lift y por bombeo electrosumergible, así como pozos inyectoros de agua y gas.

En este proyecto se plantea una metodología para el estudio de los pozos del Campo Santiago por medio del método análisis nodal utilizando la herramienta software wellflo. Esta metodología comprende: selección de los pozos, recopilación y validación de la información, cotejo del comportamiento actual del pozo y por último optimización del sistema. Los componentes del sistema que se optimizaron fueron: el diámetro de la línea de flujo, el choke, el diámetro del tubing, las condiciones operativas de la bomba electrosumergible y el daño de formación. Este proyecto finaliza con el análisis de oportunidades de optimización que presentó cada pozo después de aplicar dicha metodología.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Ingeniería de petróleo. Director: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique.

ABSTRACT

TITLE: Nodal Analysis Study to optimize the flow of producing Wells and Injectors of Santiago field

AUTHORS: ADRIANA DEL PILAR MESA QUIROGA**
ANA ELOÍSA FONSECA ADÁN**

KEYWORDS: Nodal Analysis, Inflow, Outflow, Relation to the productivity index (RPI), Production Systems, uplifting by electrowaterproof pumping.

DESCRIPTION

With the aim to increase the petroleum reserves worldwide, it is necessary to evaluate the production systems of the ripe fields. As a consequence Santiago field becomes appealing to carry out studies that increase its production. The mechanism used at Santiago field is active aquiferous and electro waterproof pumps as uplifting system. Besides, it has injector wells that keep the oilfield pressure and raise the water cut off at the same time.

The nodal analysis is a method that evaluates the production system of a well in order to determine the components of the system that generates restrictions on the flow. Software tools such as Wellflo facilitate the application of this method in a whole oilfield. Wellflo tool allows to model the natural flow of wells, gas lift, electro waterproof pumping and injector wells of water and gas.

This study poses a methodology which is based on Nodal analysis and the Wellflo software tool to study the oilfield at Santiago field. This methodology covers: selection of the wells, data gathering, collating of the current behavior of the well and the optimization of the system. The optimized system components are: flow line diameter, choke, tubing diameter, operating conditions of the electro waterproof pumping and the formation damage. Finally, this study addresses the analysis of optimization chances that each well shows after the application of this methodology.

* Proyect Degree

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera la incertidumbre con que se desarrollan todas las operaciones que esta involucra, ha requerido buscar métodos que permitan hacer mejores predicciones sobre el sistema de explotación de un campo petrolero, para garantizar un óptimo desarrollo industrial y económico.

Para un campo petrolero es muy importante maximizar la producción en cada uno de sus pozos; labor que no es nada sencilla debido al sin número de variables que están presentes y afectan la caída de la tasa de producción. Es por esto que para el Campo Santiago le resulta atractivo hacer una evaluación de su sistema de producción, iniciando con el desarrollo de este proyecto, ayudando a estudios posteriores y a la toma de decisiones.

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción dada su comprobada efectividad y confiabilidad, es el Análisis Nodal. Esta técnica ha sido utilizada para estudiar sistemas de integración compleja, tales como las líneas de flujo y la producción de petróleo; además se adecua infraestructura tanto superficie como en el subsuelo, para reflejar el potencial de producción del pozo asociado al yacimiento del sistema total de producción.

El análisis nodal es un proceso metodológico, donde el sistema puede ser relativamente simple o puede incluir componentes donde ocurran cambios o pérdidas de energía. El procedimiento consiste en la selección de un punto de referencia o nodo para dividir el sistema; el flujo que ingresa en el nodo debe ser igual al flujo que sale del nodo, y sólo puede existir un valor de presión en un nodo. Las curvas de presión y tasa de flujo son generadas tanto para el flujo que ingresa en el nodo como para el que sale. La intersección de las curvas define la solución del problema y una presión que satisfacen tanto las restricciones de

oferta de energía como las restricciones de demanda de energía. El análisis nodal consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total de sistema.

Este tipo de análisis fue propuesto por Gilbert en 1954, gracias a las investigaciones realizadas por el doctor Kermit E. Brown y otros autores que han trabajado con él. Lo nuevo y diferente es la introducción de un software comercial como herramienta de optimización, para este proyecto se utilizara Wellflo, el cual vincula los modelos independientes relacionados con el yacimiento, las tuberías, las instalaciones del proceso y la rentabilidad de la producción para lograr una solución optimizada.

A lo largo de este proyecto se define los beneficios y ventajas de aplicar el análisis nodal, así como la metodología que se diseñó para evaluar el sistema de producción de los pozos del Campo Santiago y el resultado del análisis como tal.

1. CAMPO SANTIAGO

Este capítulo hace referencia a la ubicación geográfica, estructuras geológicas, petrofísica, fluidos presentes en el yacimiento e historia operacional del Campo Santiago, el cual ayudará a la implementación y toma de decisiones en el estudio por el método de análisis nodal.

1.1 GENERALIDADES

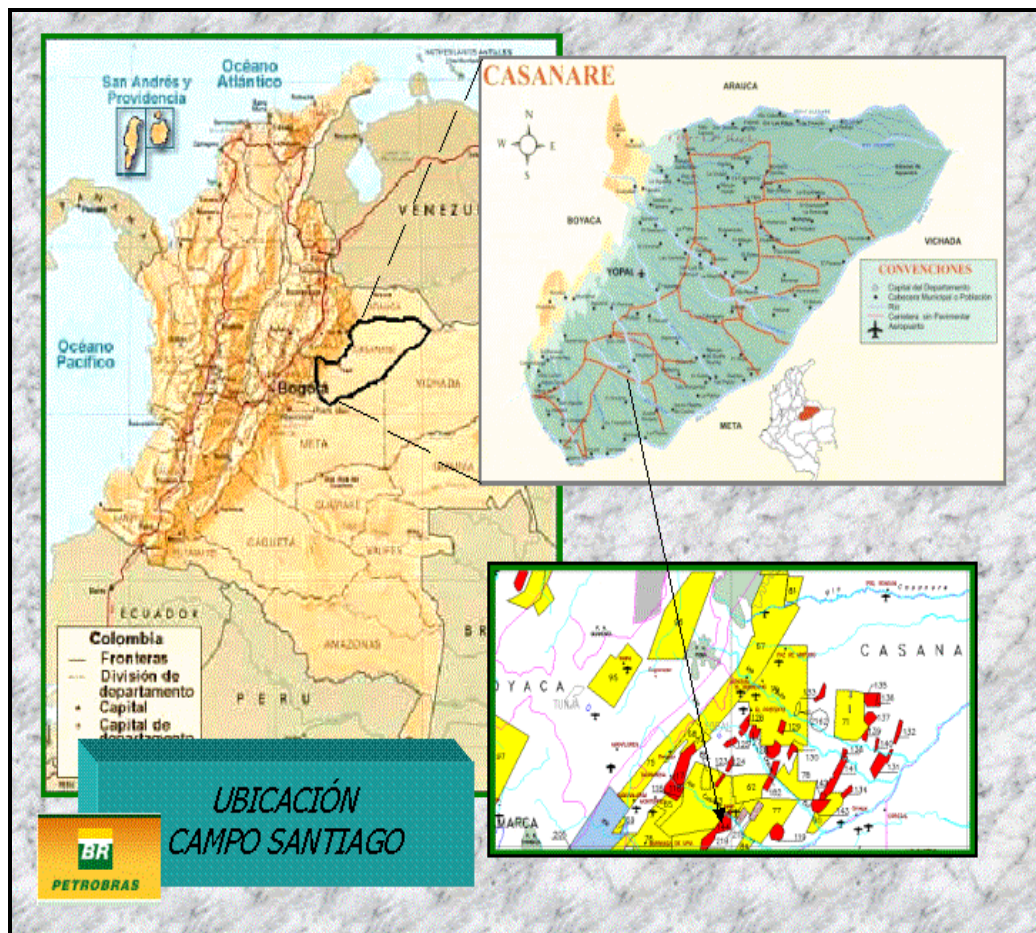
El Campo Santiago se encuentra operado por la empresa Petrobras Colombia Limited. Está conformado por siete Campos productores, los cuales Santiago Norte, Este, Centro, Sur, Juncal y Palmar son operados en Asociación con Ecopetrol y el Campo Trompillos se encuentra bajo la modalidad de solo riesgo; de los cuales 21 son pozos productores y 3 pozos inyectores. Este contrato de Asociación se firmó en Marzo de 1984 y finaliza el 29 de Febrero de 2012. El campo cuenta con instalaciones de proceso, manejo, almacenamiento y bombeo de crudo, un oleoducto para su transporte y venta, gasoducto para el suministro de gas al campo para la generación de energía.

1.1.1 Localización. El Campo Santiago se encuentra localizado en el departamento del Casanare, 14 Kms al sur de Maní en el bloque Upía B; como se observa en la figura 1.

1.1.2 Formaciones Productoras. El petróleo se extrae principalmente de la formación el Mirador, arenas del Terciario, edad a la que se asocian las principales reservas petrolíferas del país. El Campo Trompillo produce de la formación Guadalupe y el Campo Palmar de la formación de Ubaque donde el mecanismo de empuje es hidráulico; los dos campos corresponden a la edad cretácica como

se ilustran en la figura 2. Estos yacimientos se caracterizan por poseer excelentes propiedades de roca, con porosidades promedio 21% y permeabilidades de orden de 5 Darcíes.¹

Figura 1. Localización geográfica del Campo.



Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos del Campo Santiago.

¹ PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

1.1.3 Estructura. La estructura del Campo Santiago está conformada por un monoclin, compuesto por fallas normales de dirección noreste-suroeste y el resto de sus flancos se encuentran limitados por un acuífero regional, el campo está compartimentando. Ver figura 3.

La estación los Trompillos se caracteriza por ser un monoclin con una pendiente de aproximadamente 10° y con un buzamiento al oeste; el campo está limitado al oriente por un sistema de fallas normales. El cierre de la estructura hacia el norte y oeste es el resultado del buzamiento regional.²

Figura 2. Litología que conforma cada una de las formaciones del Campo Santiago.

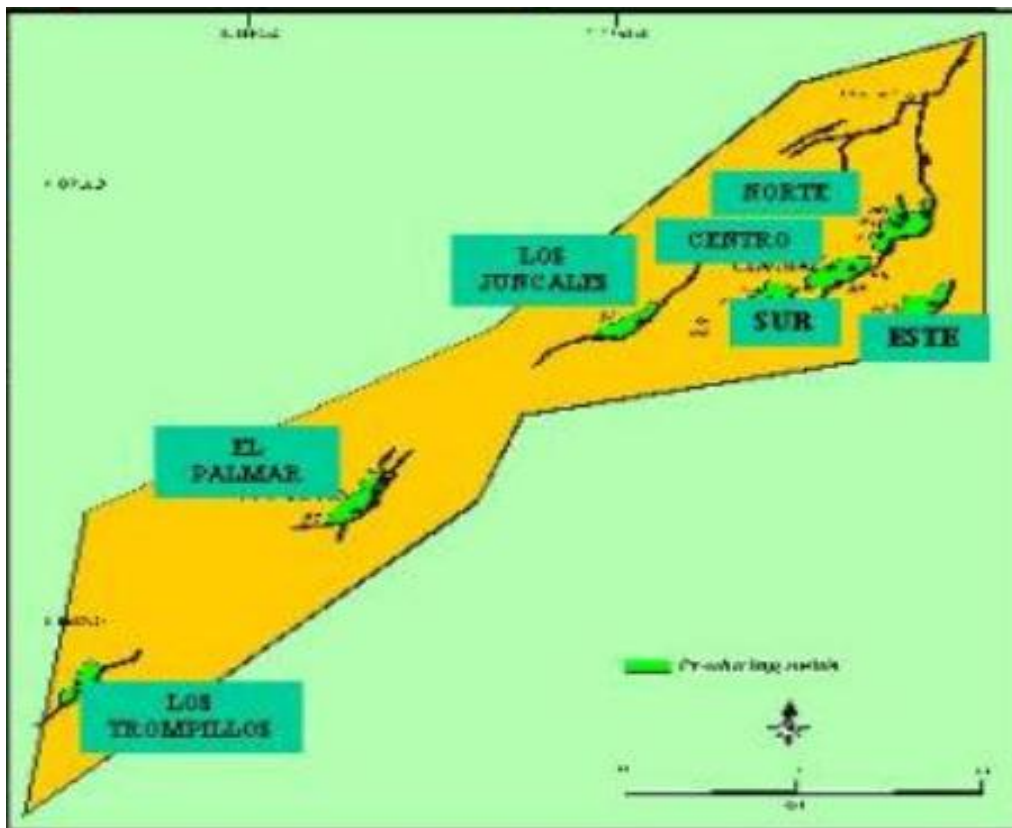
FORMACION	COMPOSICION
GUAYABO	Gruesos paquetes de arenas con intercalaciones arcillosas.
LEON	Esencialmente lutítica con intervalos arcillosos, presencia de Pirita y nódulos de sideritas son frecuentes.
CARBONERA	Secuencia areno - arcillosa, con algunas intercalaciones carbonosas. Contiene trazas de pirita y nódulos de siderita a través de toda la formación.
MIRADOR	Secuencia arenosa con intercalaciones de lutitas y arcillolitas de la parte media hacia abajo.
GUADALUPE	Grueso paquete de arenas / areniscas sucias, intercaladas en sus cien pies basales por lutitas.
GACHETA	Constituida por Lutitas, delgadas intercalaciones de areniscas y arcillolitas.
UBAQUE	Arenas cuarzosas con intercalaciones de lutita y arcillolita.
PAELOZOICO	Predominantemente arcillosa, de carácter silíceo con algunas intercalaciones arenosas y limosas.



Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos del Campo Santiago.

² PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

Figura 3. Estructura del Campo Santiago.



Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos del Campo Santiago.

1.1.4 Planta de inyección de agua. Este sistema hace referencia al proceso y al equipo mediante el cual el agua de producción es tratada y adecuada para nuevamente ser re-inyectada a la formación.

El agua de inyección contiene altos cloruros y sufre los procesos de desnatación y filtración para ser enviada al tanque de almacenamiento de donde succionan las bombas booster que dan presión a las bombas multietapas horizontales de inyección.³ Los pozos con que cuenta la planta para disposición del agua son

³ PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

CAM-022, CAM-023 y CAM-024, estos pozos cuenta con bombas horizontales centrifugas multietapas; la presión de succión oscila en 70 y 150 psi, presión la cual depende del caudal a inyectar y la disposición de las bombas booster. La presión es incrementada a medida que pasa por las etapas de la bomba hasta alcanzar la presión de descarga que depende de la formación receptora y de las pérdidas por fricción en la línea de superficie y subsuelo.

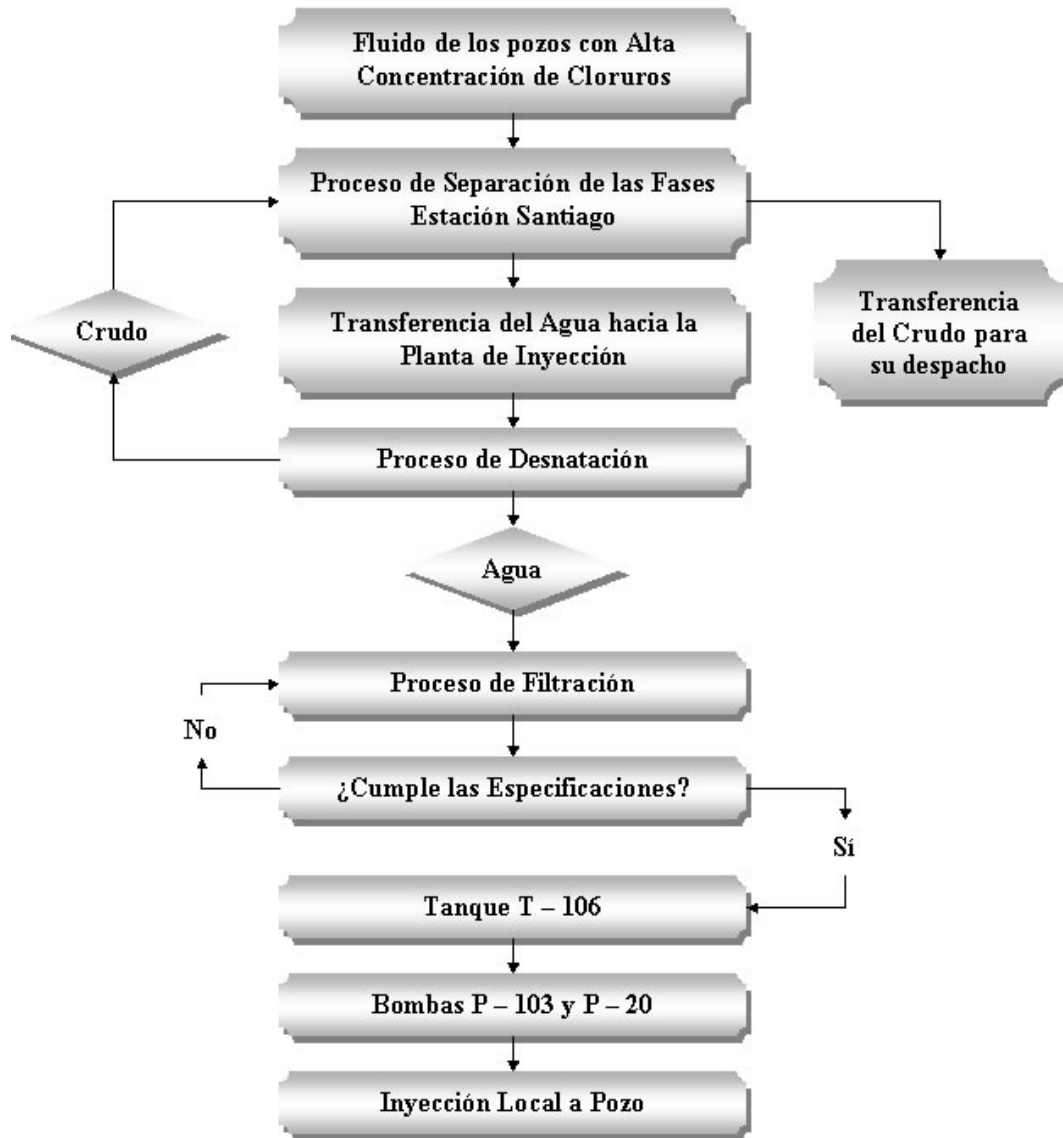
La planta de inyección cuenta con dos Manifolds: Manifold de recibo y Manifold de despacho. Estos son los encargados de llevar el agua proveniente de la Estación de Producción Santiago con concentraciones de 270 a 320 ppm O/W hacia el proceso de desnatación en los tanques y distribuir el flujo del agua ya filtrada hacia las bombas horizontales para los pozos de inyección.

Tabla 1. Producción de agua del Campo Santiago.

Agua Producida (BWPD)	Agua inyectada (BWPD)	Agua vertida (BWPD)	Agua inyectada producida (BWPD)
185519	68803	116716	69271

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

Figura 4. Diagrama de flujo del proceso de inyección.



Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Base de datos del Campo Santiago.

2. EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN POR MEDIO DE ANÁLISIS NODAL

El método de análisis ha sido trabajado por varios autores, inicialmente fue propuesto por Gilbert en 1954, y las diferentes investigaciones de Kermit E. Brown y otros autores. Debido a su extenso estudio, se tomará un caso específico que es necesario para el desarrollo de este proyecto.

El Análisis Nodal es una metodología que permite evaluar el sistema de producción de un pozo. Determinar la mejor tasa de flujo, a distintas combinaciones de todos los componentes del sistema de un pozo en producción. Este análisis empieza desde el yacimiento hasta el separador, donde se tienen en cuenta las pérdidas de presión en todo el recorrido. Para esto es necesario conocer la capacidad de afluencia, el flujo a través de la sarta de producción, el flujo de las líneas de superficie hasta el sistema de separación.

2.1 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, denominado caudal de flujo, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie. La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} , y la presión final, P_{sep} :

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l$$

Donde:

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

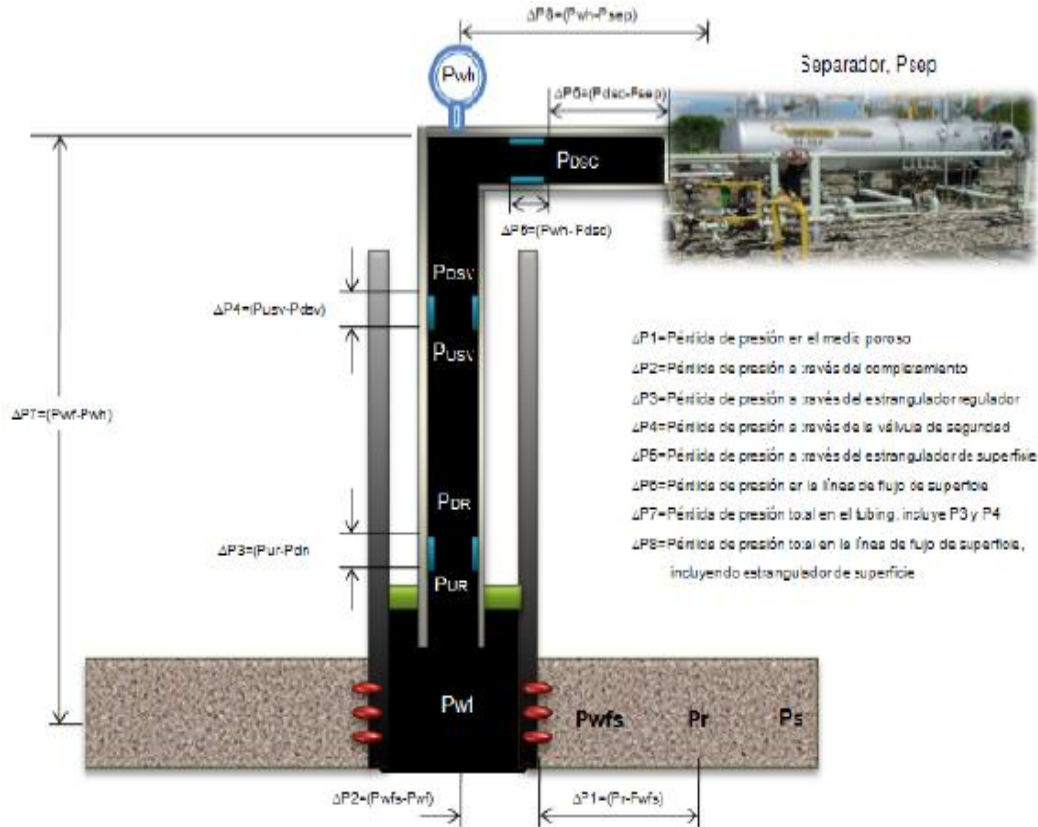
$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).}$$

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

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

Todos los componentes que entran al nodo se denominan Inflow section, mientras que la sección de salida outflow section, consiste en todo los componentes que salen del nodo. Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado si cumplen que el flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo y una sola presión existe en el nodo.

Figura 5. Perdidas de presión en un sistema de producción.



Fuente. Modificado BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991.p.90

2.1.1 Solución en fondo de pozo. Esta solución es la más utilizada, está ubicada en el centro del hueco, frente al intervalo perforado ver figura 6. Este nodo divide el sistema en dos componentes: la capacidad del pozo o yacimiento y el sistema de tubería total. De esta manera definimos:

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

Presión de salida del nodo (Outflow): $P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{PI} + \Delta P_p$

Procedimiento

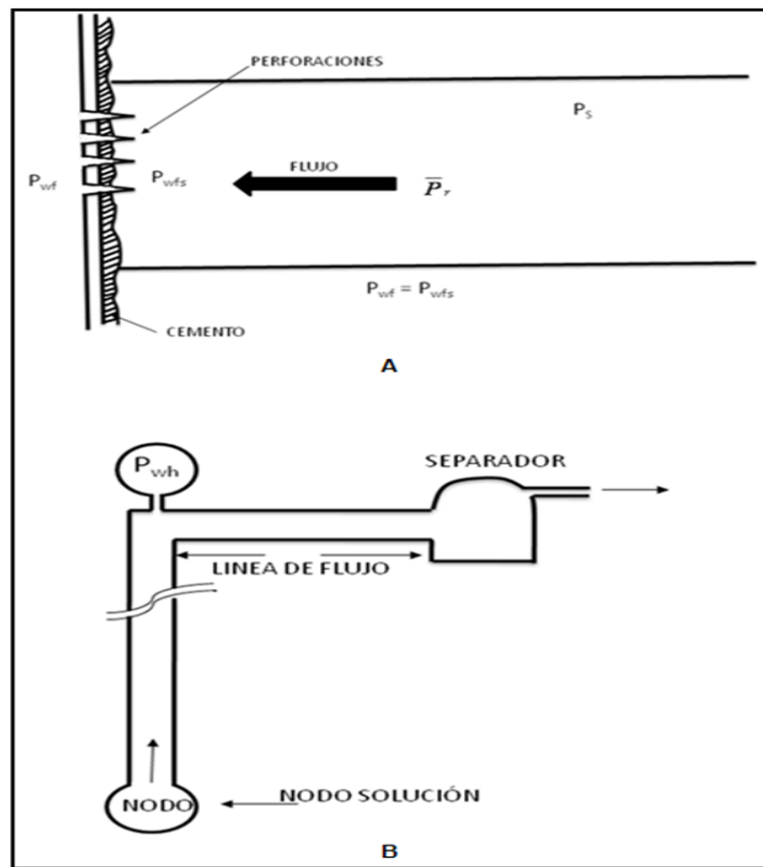
1. Construir la curva IPR apropiada.
2. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador y por ende conocer las presiones de entrada al “Tubing” requeridas.
3. Usando las mismas tasas de flujo supuestas en el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, se determinan presiones de entrada al “Tubing” requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiado.
4. Representar gráficamente las presiones de entrada del “Tubing” contra las tasas supuestas, en la misma gráfica del IPR; la intersección determina la tasa a la cual el pozo producirá con el sistema de tuberías actual. De esta manera se puede determinar cuál es la configuración de los componentes del sistema más apropiada para mejorar la producción del pozo.⁴

Al escoger el fondo del pozo como nodo solución, el componente se aísla del sistema de tubería, de manera que si se espera un cambio en la presión promedio

⁴ DÍAZ, Ricardo José. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. 2009. p. 8-13

del yacimiento es posible ver el cambio inmediatamente el cambio ocurrido en las tasas de flujo al construir las curvas IPR para las diferentes presiones de yacimiento esperadas.⁵

Figura 6. Nodo solución en el fondo del pozo. A. Componente yacimiento. B. Componente sarta de producción, línea de flujo y separador.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 90

⁵ REY, Claudia, Santos, Ana. Aplicación de análisis nodal para optimizar sistemas de producción de pozos. 1988. p. 61.

Otro caso donde la solución en el fondo del pozo es la mejor para observar el efecto de ciertas variables, es cuando se requiere mostrar la diferencia en la tasa de flujo esperada debido a una estimulación del pozo o remoción del daño.⁶

2.1.2 Solución en cabeza del pozo. Esta solución se ubica en el árbol de navidad, entonces el separador y la línea de flujo se consideran como un componente y el yacimiento y la sarta de “Tubing”, como otro componente.

Donde el inflow y outflow de este nodo están dados por:

Presión de llegada al nodo (Inflow):

$$P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$$

Presión de salida del nodo (Outflow):

$$P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l$$

Al igual que en el anterior se suponen varias tasas de flujo y con la presión del separador encontrar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador. Con las mismas tasas de flujo supuestas se encuentran las presiones de flujo correspondientes para producir estas tasas. Luego con estas presiones de flujo obtenidas se determina la presión de cabeza permisible para estas tasas. Se representa gráficamente las presiones de cabeza tanto la encontrada empezando desde el separador, como la encontrada por medio del IPR. El intercepto de estas dos curvas es la tasa del sistema actual.⁷

⁶ REY, Claudia, Santos, Ana. Aplicación de análisis nodal para optimizar sistemas de producción de pozos. 1988. p. 61

⁷ DÍAZ, Ricardo José. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado., 2009. p. 8-13.

2.1.3 Solución en el separador. En esta solución la presión generalmente permanece constante ya que por sí misma no varía la tasa. El procedimiento solución de este nodo consiste en asumir varias tasas de flujo. Determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca las tasas de flujo supuestas, a partir del IPR. Con estas encontrar las presiones de cabeza requeridas. Luego encontrar la correspondiente presión del separador permisible para cada tasa supuesta. La intersección de la representación gráfica de la presión del separador contra la tasa y trazar la línea de presión de separador constante nos muestra la tasa de flujo.

2.1.4 Solución en medios porosos. Este nodo permite analizar el efecto del cambio de la presión promedio del yacimiento P_R . La solución del nodo consiste: iniciar en la posición final (presión del separador), sumar todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso. Para esto se debe suponer varias tasas de flujo, utilizar correlaciones de flujo multifásico, determinar los valores de presión de entrada del tubing para tasas supuestas con esto se encuentre los valores de P_R requeridos para cada tasa de flujo.

2.1.5 Solución en nodos funcionales. La clasificación existe cuando un diferencial de presión a través de este nodo y la respuesta en presión o tasa de flujo se puede representar por alguna función matemática o física. Existen varias herramientas de fondo y superficie las cuales son estranguladores en superficie, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, reguladores etc; y métodos de completamiento que crean la caída de presión con la tasa de flujo.⁸

⁸ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. En: Total system analysis. 2 ed. Tulsa Oklahoma: OGCI and Petroskills, 2003. p. 133-151.

2.2 RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR)

Las relaciones de flujo se aplican para caracterizar la producción de un pozo. Respecto a las características principales se encuentra la determinación del flujo máximo que un pozo es capaz de producir, el cual sirve para el diseño de la explotación y como valor de referencia para determinar posteriormente su tendencia de declinación durante su explotación.

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del índice de productividad:⁹

$$q_l = J(P_{ws} - P_{wfs}) \quad \text{ó también} \quad P_{wfs} = \frac{(P_{ws} - q_l)}{J} \quad (1)$$

donde:

P_{wfs} = la presión de fondo fluyendo

P_{ws} = la presión del yacimiento en medio de las perforaciones a $r=r_e$

J = el índice de productividad

q_l = caudal de líquido.

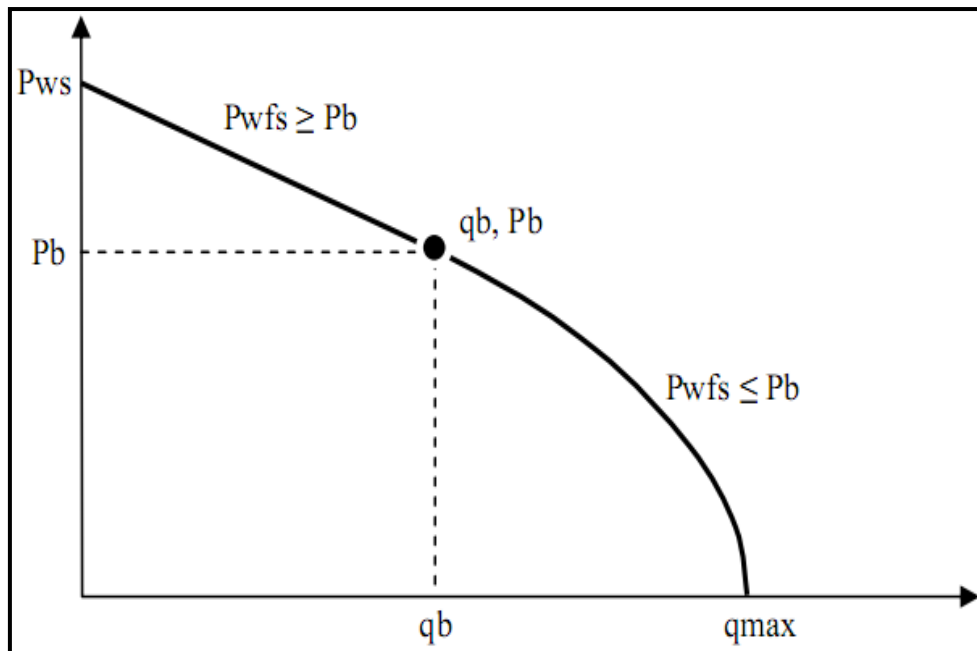
Las relaciones de flujo utilizan datos de flujo y presión que se mide durante una prueba de producción.

⁹ MAGGILOLO Msc. Ricardo. ESP oil international training group: Optimización de la producción mediante análisis nodal. En: Workshop International (5: 7-11, Julio: Lima, Perú), 2008. p. 26-37

El IPR representa la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento de su vida productiva y dicha capacidad disminuye a medida que pasa el tiempo debido a la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo y un aumento en la viscosidad del crudo debido que se vaporizan sus fracciones livianas.

2.2.1 Flujo de gas y petróleo en yacimientos sub-saturados. Un yacimiento sub-saturado es donde existe una fase líquida (petróleo) para $P_{ws} > P_b$ y flujo bifásico para $P_{wfs} < P_b$. Para estos casos el IPR tendrá un comportamiento lineal para P_{wfs} mayores o iguales a P_b y un comportamiento tipo vogel para P_{wfs} menores a P_b , como se ilustra en la siguiente:

Figura 7. Comportamiento del IPR para yacimientos sub-saturados.



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

2.2.2 Ecuación de Vogel para yacimientos sub-saturados. Vogel en 1968 realizó este método empírico para determinar el IPR; donde fue el indicador de la técnica de análisis usando las relaciones del comportamiento de flujo; donde existe una relación de q_o es el gasto de aceite y $q_{m\acute{a}x}$ es el gasto de aceite máximo; donde esta analogía es considerada fluido compresible con mezcla de gas. Vogel se basó en datos de condiciones de yacimientos: variación de datos de PVT del petróleo, variación de GOR y viscosidades del aceite, desarrollado para yacimientos de crudo saturados, empuje de gas en solución o producción por debajo del punto de burbuja; este método no es aplicable para situaciones de crudos pesados y alto valor de skin (daño).¹⁰

La expresión desarrollado por Vogel para yacimientos saturados es:

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2)$$

Y, la expresión para yacimientos sub-saturados es:

En la parte recta del IPR, $q \leq q_b$ o $P_{wfs} \geq P_b$, se cumple:

$$q_l = J * (P_{ws} - P_{wfs}) \quad (3)$$

Donde J se puede determinar de dos formas

1. Si se conoce una prueba de flujo (P_{wfs} , pl) donde $P_{wfs} > P_b$

$$J = \frac{q(\text{prueba})}{P_{ws} - P_{wfs}(\text{prueba})} \quad (4)$$

¹⁰ BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 2 ed. Tulsa Oklahoma: OGCI and Petroskills, 2003. p. 133

2. Si se conoce suficiente información puede utilizar la ecuación de Darcy

$$J = \frac{0.00708 K_o h}{\mu_o \beta_o [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S]} \quad (5)$$

En la sección curva del IPR, $q < q_b$ ó $P_{wfs} > P_b$, se cumple:

$$q = q_b + (q_{\max} - q_b) \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (6)$$

$$q_b = J * (P_{wfs} - P_b) \quad (7)$$

$$q_{\max} - q_b = \frac{J * P_b}{1.8} \quad (8)$$

Con las ecuaciones 6, 7 y 8 constituyen el sistema al resolver para obtener las incógnitas J, q_b y q_{\max} . Introducción las ecuaciones 7 y 8 en la 6 y despejando J se obtiene:

$$J = \frac{q}{P_{wfs} - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (9)$$

2.2.3 Curvas de IPR compuesta. Para determinar las curvas de IPR, como se señaló anteriormente, se basó que el agua no se produce en los pozos. El siguiente método que debe puede utilizar para determinar las curvas de IPR para pozos de aceite que producen agua, (para el caso del Campo Santiago, con una producción de agua alta). La solución de este método fue dada por Petrobras, basado en las ecuaciones de Vogel para flujo de aceite y el índice de productividad constante para flujo de agua.

➤ **El cálculo de la presión de fondo fluyendo varias tasas de flujo total.**

Para el desarrollo de las ecuaciones se consideró la Figura 8 la cual muestra la curva IPR compuesta¹¹. Esta curva se encuentra dividida en tres intervalos que son:

- El intervalo entre 0 y la tasa de flujo a la presión del punto de burbuja ($0 < q_t < q_b$), donde ocurre una relación lineal entre la tasa y la presión de fondo fluyendo, es determinada de la siguiente manera:

$$P_{wf} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (10)$$

- El intervalo entre la tasa de flujo en el punto de burbuja y la tasa de flujo de aceite máxima ($q_b < q_t < q_{o\text{máx}}$); la presión de fondo fluyendo está definida por:

$$P_{wf} = F_o(P_{wf_o}) + F_w(P_{wf_w}) \quad (11)$$

donde:

¹¹ BROWN, Kermit E. Inflow performance. En: The technology of Artificial Lift Methods. 1ª edición. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 4V, p. 30-31.

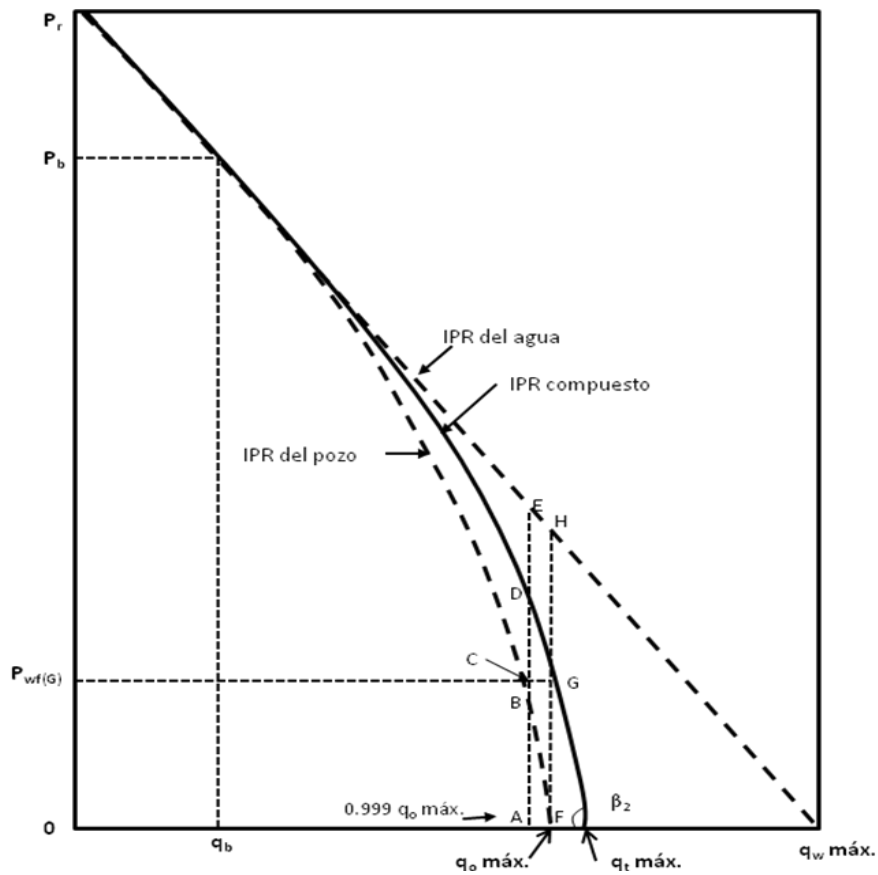
F_o = Fracción de aceite.

P_{wf_o} = P_{wf} de la curva de IPR del aceite.

F_w = Fracción de agua.

P_{wf_w} = P_{wf} de la curva IPR del agua.

Figura 8. Curva de IPR compuesta.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 31.

Desde la ecuación de Vogel, P_{wf_o} se puede calcular de la siguiente manera:

$$P_{wf_o} = 0.125 * P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_o \text{ máx.} - q_b} \right)} \right] \quad (12)$$

donde:

$$q_o máx = q_b + \frac{J * P_b}{1.8}; \quad q_b = J(P_r - P_b)$$

P_{wf_w} se calcula del índice de productividad así:

$$P_{wf_w} = P_r - \frac{q_t}{J} \quad (13)$$

Reemplazando las ecuaciones (13) y (12) en la ecuación (11) se tiene:

$$P_{wf} = F_w \left(P_r - \frac{q_t}{J} \right) + F_o (0.125) P_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_t - q_b}{q_o máx - q_b} \right)} \right] \quad (14)$$

- El intervalo entre la tasa de flujo de aceite máxima y la tasa de flujo total máxima, $q_o máx < q_t < q_t máx$. En este intervalo, la curva IPR compuesta podría tener una pendiente constante, debido que esta afecta por la producción de agua. La presión de fondo fluyendo para este intervalo es la siguiente:

$$P_{wf} = F_w \left(P_r - \frac{q_o máx}{J} \right) - \left(q_t - \frac{q_o máx}{J} \right) * \tan \beta \quad (15)$$

La tasa de flujo total máxima para la curva de IPR compuesto se puede calcular entonces:

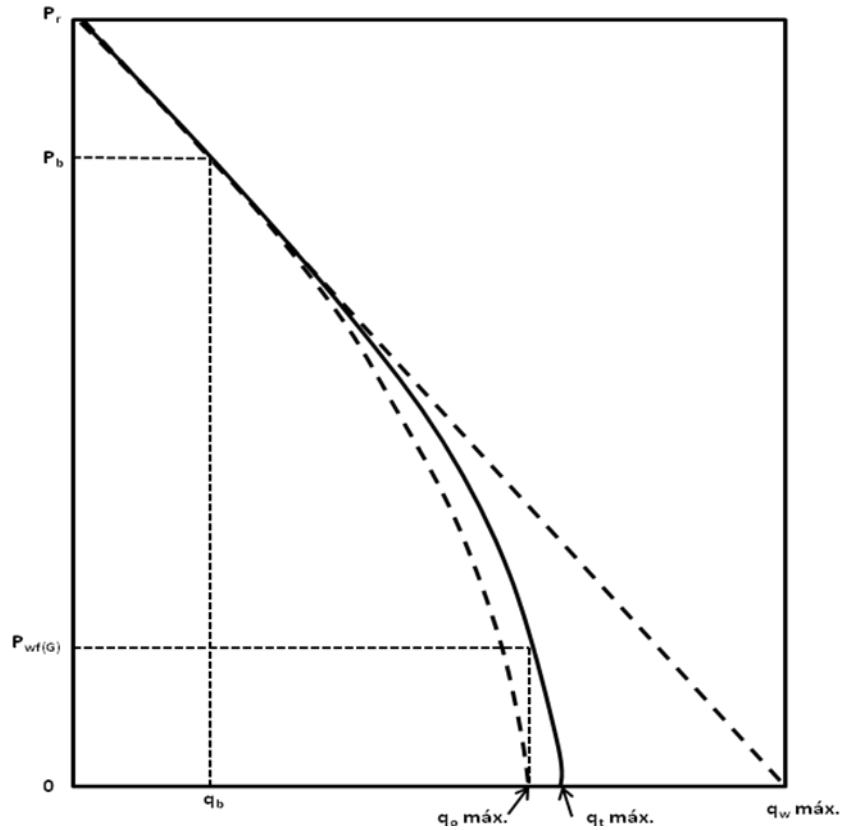
$$q_t máx = q_o máx + P_{wf_G} (\tan \alpha)$$

o

$$q_t máx = q_o máx + F_w \left(P_r - \frac{q_o máx}{J} \right) (\tan \alpha)$$

➤ **Cálculo de la tasa de flujo total a diferentes presiones de fondo fluyendo.**
 Como se ilustra en la figura 9, la curva del IPR composicional se puede dividir en tres intervalos, en cada intervalo, se calculan las tasas de flujo correspondientes¹².

Figura 9. Curva de IPR compuesta.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 32

- En el intervalo entre la presión de burbuja y la presión del yacimiento, ($P_b < P_{wf} > P_r$), la tasa de flujo es:

$$q_t = J(P_r - P_{wf})$$

¹² Ibid, p. 32-33

- Para presiones entre la presión burbuja y la presión de fondo fluyendo correspondiente a la tasa de flujo de aceite máxima, ($P_{wfG} < P_{wf} > P_b$), la tasas de flujo total es :

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad B \neq 0 \quad (16)$$

$$q_t = D/C \quad B = 0 \quad (17)$$

donde:

$$A = \frac{P_{wf} + 0.125F_oP_b - F_wP_r}{0.125F_oP_b}$$

$$B = \frac{F_w}{0.125F_oP_bJ}$$

$$C = 2AB + \frac{80}{q_o máx - q_b}$$

$$D = A^2 - 80 \frac{80}{q_o máx - q_b} - 81$$

- Para presiones entre P_{wfG} Y 0 ($0 < P_{wf} < P_{wfG}$), la tasa de flujo es:

$$q_t = \frac{P_{wfG} + q_o máx(\tan \beta) - P_{wf}}{\tan \beta} \quad (18)$$

Las variables necesarias para construir la curva IPR compuesta son: Presión de fondo fluyendo, presión de burbuja, presión del yacimiento, la tasa de flujo total y la fracción de agua.

2.3 TRANSPORTE EN EL YACIMIENTO

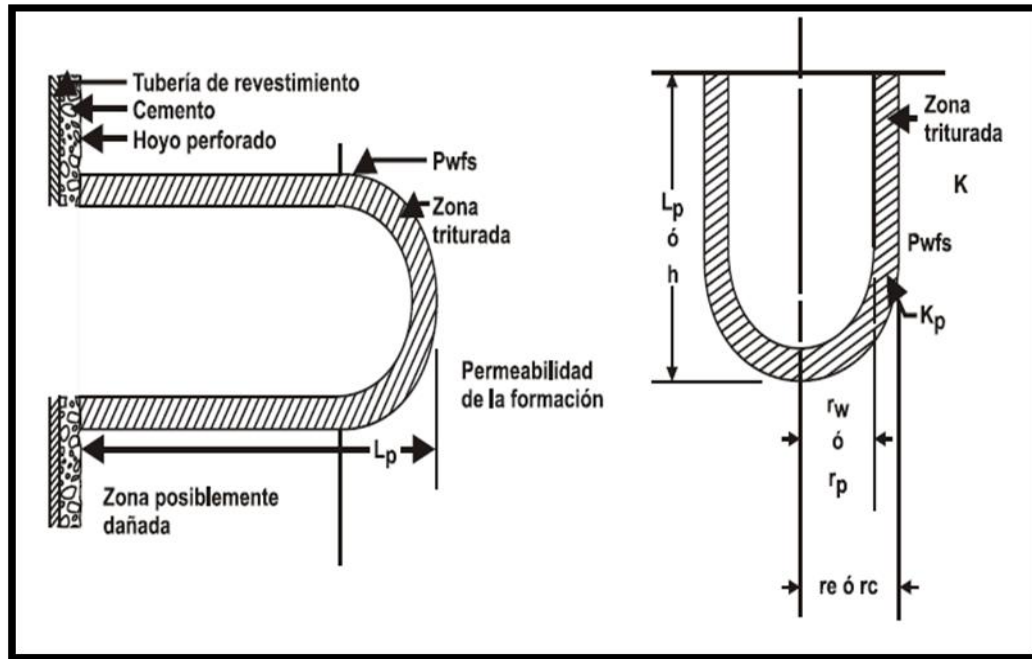
El movimiento de los fluidos comienza a una distancia r_e del pozo donde la presión es P_{ws} , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o el hueco, r_w , donde la presión es P_{wfs} . Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo.

2.4 FLUJO DE FLUIDOS EN EL COMPLETAMIENTO

La completación es el espacio que intercomunica el yacimiento y el pozo, en el cual se produce una pérdida de presión que depende del tipo de completación existente en el pozo. Entre los tipos de completamientos más comunes se tienen: Hueco Abierto, Cañoneo Convencional y Empaque con Grava. En el Campo Santiago los completamientos son por Cañoneo Convencional debido a la consolidación de las formaciones.

2.4.1 Completamiento por cañoneo convencional. Es la completación en donde se perfora ó cañonea la tubería de revestimiento, el cemento y la formación productora para crear túneles que comuniquen el pozo con el yacimiento como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Túnel cañoneado con un giro de perforación de 90°.



Fuente. MAGGIOLO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p. 40.

La caída de presión en este tipo de completamiento puede ser calculada con la ecuación de Jones, Blount y Glaze.¹³

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq$$

Donde los coeficientes a y b se definen a continuación:

$$a = \frac{2,30 \cdot 10^{-14} \beta \times B_o^2 \times \rho_o \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2}$$

¹³ MAGGIOLO Msc. Ricardo. ESP oil international training group: Optimización de la producción mediante análisis nodal. En: Workshop Internacional (5: 7-11, Julio: Lima, Perú), 2008. p. 39-40

$$b = \frac{\mu_o \times \beta_o \left(\ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0,00708 \times L_p \times K_p} \quad \text{con} \quad \beta = \frac{2,33 * 10^{10}}{K_p^{1,201}}$$

donde:

ΔP_c = pérdida de presión a través de la completación, psia.

P_{wfs} = presión en la cara del pozo, psia.

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, psia.

q = tasa de flujo/perforación, b/d/perf

β = factor de turbulencia, pie^{-1}

B_o = factor volumétrico del petróleo, by/bn

ρ_o = densidad del petróleo, lb/pie³

L_p = longitud del túnel cañoneado, pie

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

K_p = permeabilidad de la zona triturada, md. ($K_p = 0.1 K$ para cañoneo con sobre-balance y $K_p = 0.4 K$ para cañoneo con bajo-balance).

r_p = radio del túnel cañoneado, pie

r_c = radio de la zona triturada, pie

Las suposiciones bajo las cuales Jones, Blount y Glaze¹⁴ definieron las ecuaciones anteriores son:

- Durante una perforación normal, existirá siempre una zona triturada o compactada que exhibe una permeabilidad sustancialmente menor que la del yacimiento.

¹⁴ Ibid., p.40-41

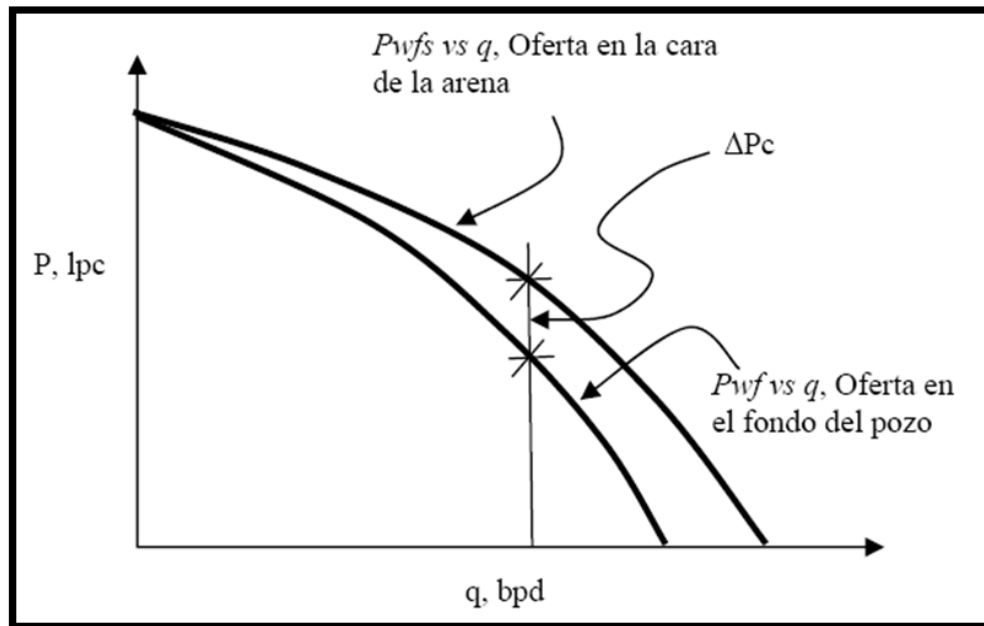
- Mediante un giro de perforación de 90° el túnel cañoneado puede ser tratado como un pozo miniatura sin daño, como se muestra en la figura 10.
- La permeabilidad de la zona triturada o compactada es: el 10% de la permeabilidad de la formación, si es perforada en condición de sobre-balance (la presión del fluido de perforación es mayor que la presión del yacimiento). El 40% de la permeabilidad de la formación, si es perforada en condición de bajo-balance (la presión del fluido de perforación es menor que la presión del yacimiento).
- El espesor de la zona triturada es de aproximadamente ½ pulgada.
- El pequeño pozo puede ser tratado como un yacimiento infinito, es decir, P_{wfs} permanece constante en el límite de la zona compacta.

2.4.2 Curva IPR para un pozo completado. En el completamiento a Hoyo Desnudo las pérdidas de presión son cero ya que el yacimiento y el pozo están directamente comunicados. Cuando se tiene un pozo completado, por ejemplo los pozos del Campo Santiago que están completados por Cañoneo Convencional, las pérdidas de presión por efecto del completamiento deben ser calculadas por las ecuaciones sugeridas por Jones, Blount & Glaze. Estas pérdidas deben ser tenidas en cuenta en el cálculo de la oferta de energía del yacimiento, entonces:

$$P_{wf} = P_{wfs} - \Delta P_c$$

En la figura 11 se observa el efecto de sustraer el IPR para cada tasa de producción, la caída de presión que existe a través de la completación.

Figura 11. Gráfica P_{wf} vs P_{wfs} en función de la tasa de producción q .



Fuente. MAGGIOLO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p. 47.

2.5 FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LÍNEA DE FLUJO

Este estudio permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un caudal hasta la estación de flujo en superficie. Durante el transporte del fluido dentro del pozo y en la línea de flujo existen pérdidas de presión causadas por la fricción, fuerzas gravitacionales y cambios de energía cinética¹⁵.

Al encontrar las pérdidas de presión del flujo por medio de la línea de flujo se puede conocer la presión requerida en el cabezal, por la siguiente ecuación:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l$$

¹⁵ Ibid., p. 48-49

donde:

P_{wh} = presión de cabeza, psi

P_{sep} = presión del separador, psi

ΔP_l = pérdidas de presión en la línea de flujo, psi

De igual manera al conocer las pérdidas de presión del fluido en el pozo, se puede estimar la presión requerida en el fondo del pozo, de la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p$$

donde,

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, psi

ΔP_p = pérdidas de presión dentro del pozo, psi

Hay varias correlaciones para determinar el gradiente de presión, pero todas estas son deducidas a partir de la siguiente ecuación general de gradiente de presión:

$$Grad.Total \frac{lpc}{ft} = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \times \rho \times \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \times \rho \times V^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho \times \Delta V^2}{2 \times g_c \times \Delta Z} \right)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{ele} = \frac{g \times \rho \times \text{sen} \theta}{144 \times g_c} = \text{gradiente de presión por gravedad.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{fric} = \frac{f_m \times \rho \times V^2}{144 \times 2 \times g_c \times d} = \text{gradiente de presión por fricción.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{acel.} = \frac{\rho \times \Delta V^2}{144 \times 2 \times g_c \times \Delta Z} = \text{gradiente de presión por cambio de energía cinética.}$$

donde:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal (0° para flujo horizontal y 90° para flujo vertical)

ρ = densidad del fluido, lbm/ft³

V = velocidad del flujo, ft/seg

g = aceleración de la gravedad, 32,2 ft/seg²

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional

d = diámetro interno de la tubería, ft

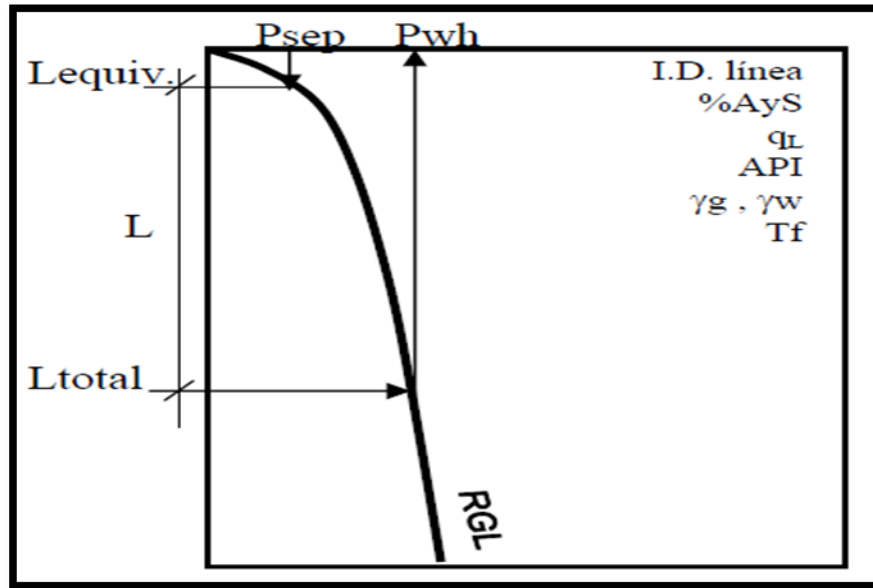
Las correlaciones más comunes para el flujo multifásico en tuberías son: para flujo horizontal: Beegs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc.

Para calcular las pérdidas de presión por medio de alguna de estas correlaciones es necesario tener en cuenta varios parámetros bajo las cuales fueron propuestas y hacer un gran número de operaciones que sin la ayuda de un software de flujo multifásico en tubería se hace un procedimiento largo y riguroso. Es por esto que es necesario apoyarse en curvas de gradientes de presión publicadas en la literatura, como las de K. Brown.

A continuación se ilustra un ejemplo de cómo encontrar la P_{wh} y P_{wf} requeridas a partir de la P_{sep} , utilizando las curvas de gradientes de presión de K. Brown¹⁶.

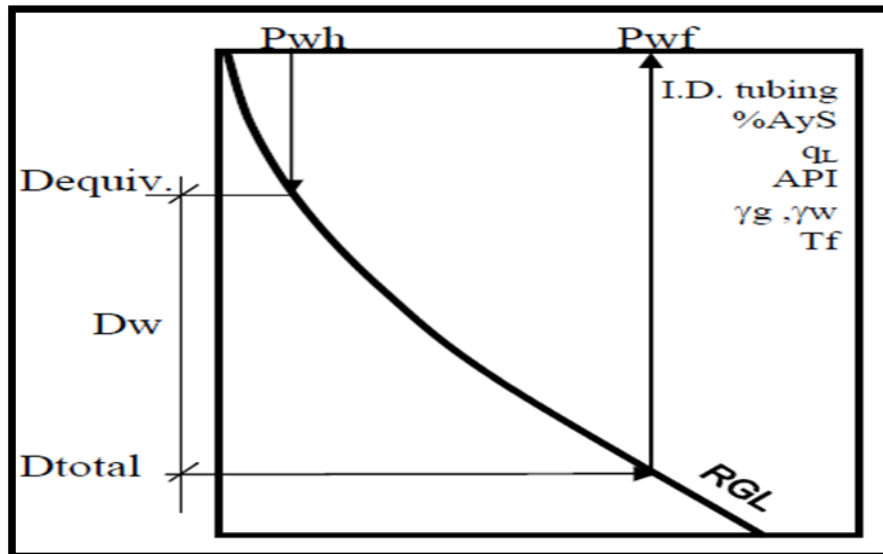
¹⁶ BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1ª edición. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 4V.

Figura 12. Cálculo de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a partir de la presión del separador (P_{sep}) flujo horizontal.



Fuente. MAGGILO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p. 102.

Figura 13. Calculo de la presión en la cara del pozo (P_{wfs}) a partir de la presión del separador (P_{sep}). Flujo vertical.

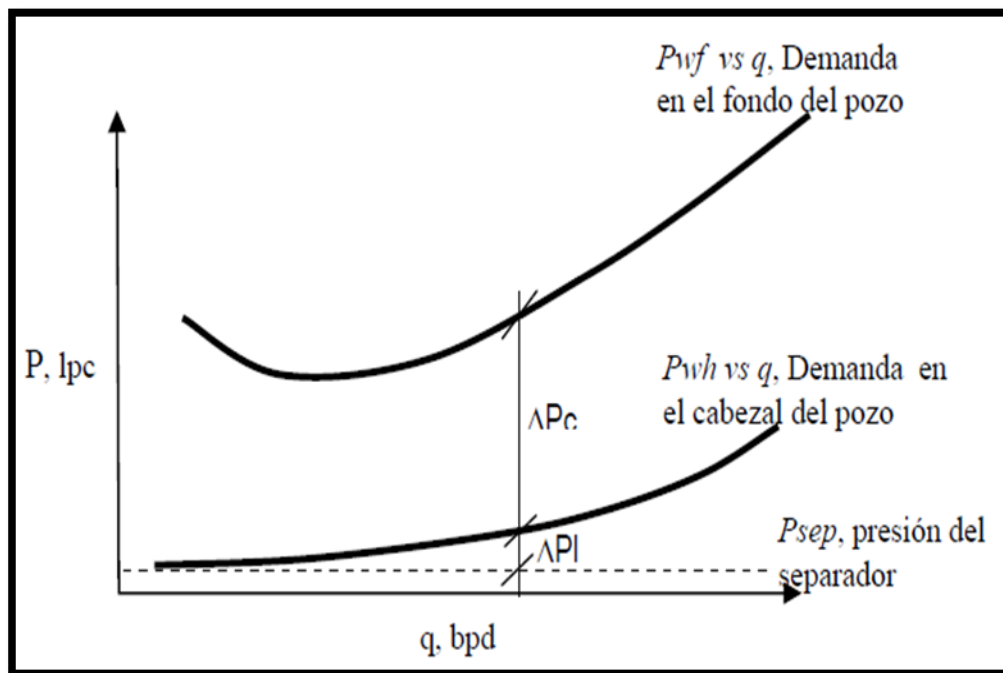


Fuente. MAGGILO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p 102.

Si se evalúan las P_{wh} y P_{wf} requeridas para diferentes caudales se podrá obtener una gráfica de presión vs caudal, por lo tanto se conoce la demanda requerida en el cabezal y en el fondo del pozo. En la Figura 14 se observa lo mencionado anteriormente.

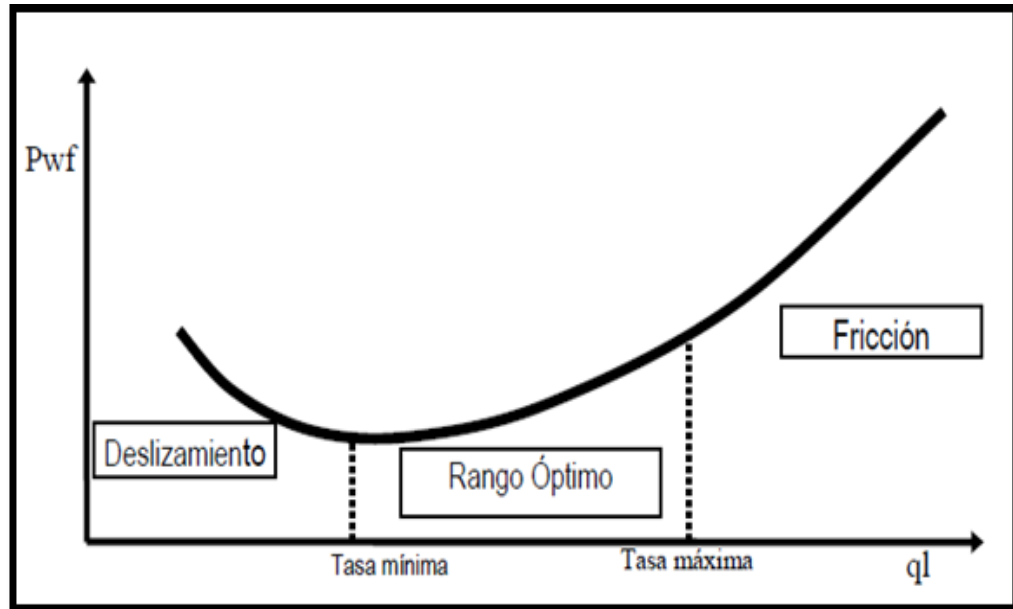
Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo. En figura 15 muestra los rangos antes mencionados.

Figura14. Curva de demanda de energía.



Fuente. MAGGILO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p. 104.

Figura 15. Rangos característicos de la curva de demanda.



Fuente. MAGGIOLO Msc. Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. Perú, 2008. p. 104.

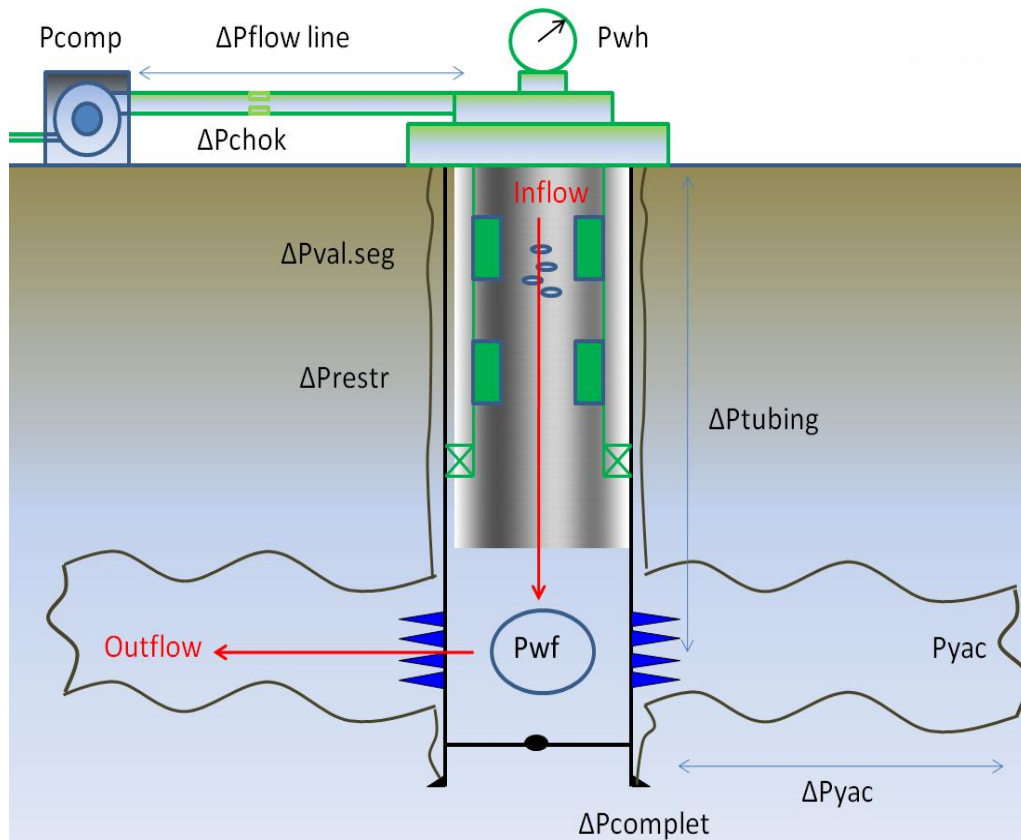
2.6 POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA

Los pozos de inyección son aquellos que permiten la inyección de fluido a las formaciones con el fin de mantener la presión del yacimiento o desplazar el fluido que se encuentra en la formación hacia los pozos productores.

La optimización de pozos inyectoros por medio de Análisis Nodal es muy similar a la de los pozos productores, este análisis se hace con el fin de: determinar los efectos en la tasa de inyección a diferentes presiones de compresión y/o inyección, determinar el diámetro óptimo de la línea de flujo y tubería de producción¹⁷.

¹⁷ BROWN, Kermit E. Inflow performance. En: The technology of Artificial Lift Methods. 1ª edición. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 3V, p. 112-116.

Figura 16. Esquema de un pozo inyector.



Fuente. Modificado de BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980

2.6.1 Análisis nodal del sistema. El análisis se hace de forma similar a la de los pozos productores con la particularidad que su flujo de entrada (Inflow) y el de salida (Outflow) son contrarios a los pozos productores.

PROCEDIMIENTO

1. Determinar la curva IIR (para los pozos inyectores se define como OUTFLOW), por medio de la Ley de Darcy, la cual para esta aplicación se define a continuación:

$$q_{inj} = \frac{7.08 * 10^{-3} \times K_w h(\Delta P)}{\mu_w \beta_w (\ln r_e / r_w - \frac{3}{4} + S)}$$

donde,

q_{inj} = caudal de inyección, bbl/d

K_w = permeabilidad del agua, md

h = espesor de la capa receptora, ft

μ_w = viscosidad promedio del agua, cp

β_w = factor volumétrico del agua,

r_e = radio de drenaje, in

r_w = radio del wellbore, in

S = daño

Aparentemente esta es la misma definición para la Ley de Darcy excepto que el ΔP debe ser sumado con la presión promedio del yacimiento, esta suma será igual a la presión de fondo fluyendo del pozo.

El índice de productividad puede ser calculado de la siguiente ecuación:

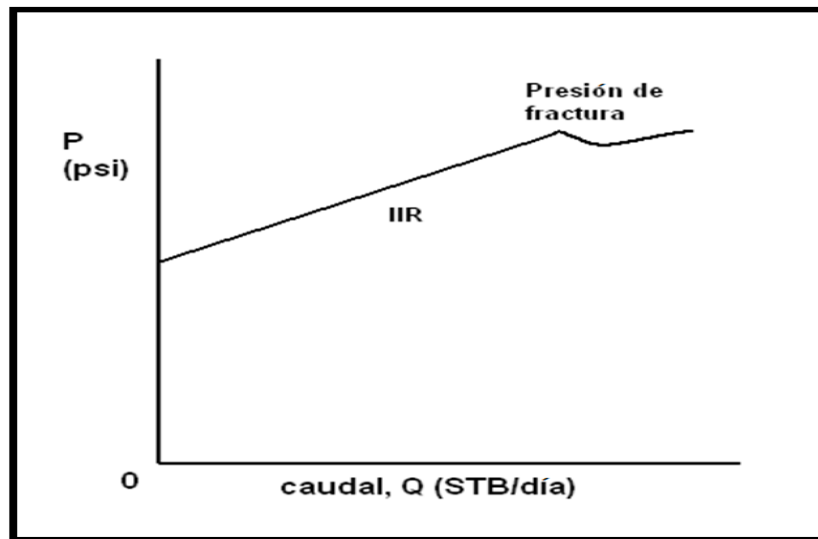
$$q_{inj} = J_{inj} \times \Delta P$$

Entonces, la IIR es generada suponiendo diferentes valores de caudal de líquido, luego despejando el ΔP de la Ley de Darcy y sumándole este cambio de presión a la presión del yacimiento, de esta manera se gráfica $P_r + \Delta P$ vs q , obteniendo una gráfica similar a la mostrada en la Figura 17.

La presión de fractura es notada en el cambio brusco de la tendencia del IIR y esta no debe ser excedida en el momento de definir el caudal óptimo para el pozo.

2. Construir la curva de descarga del tubing y que se define como INFLOW, este procedimiento es análogo al que se realiza a un pozo productor cuando se determinan las pérdidas que ocasiona el transporte de fluido a través del tubing, con la diferencia que para las curvas de descarga del tubing solo se va a tener en cuenta las pérdidas de presión por fricción, por ser un pozo inyector de agua las pérdidas por aceleración pueden ser despreciables. Entonces la presión de descarga del tubing será igual a la elevación del componente menos el componente de fricción. Un gran conjunto de curvas de gradientes para pozos de inyección de agua pueden ser encontradas en el libro de Kermit Brown, "The Artificial Lift Performance", Vol 3a.¹⁸ El paso a paso a seguir es asumir diferentes caudales de inyección de agua, buscar la curva de gradiente correspondiente al caso estudio y leer la presión de descarga del tubing entrando con la presión de cabeza y la profundidad del pozo.

Figura 17. Curva típica del índice de inyectividad, para un pozo inyector de agua.

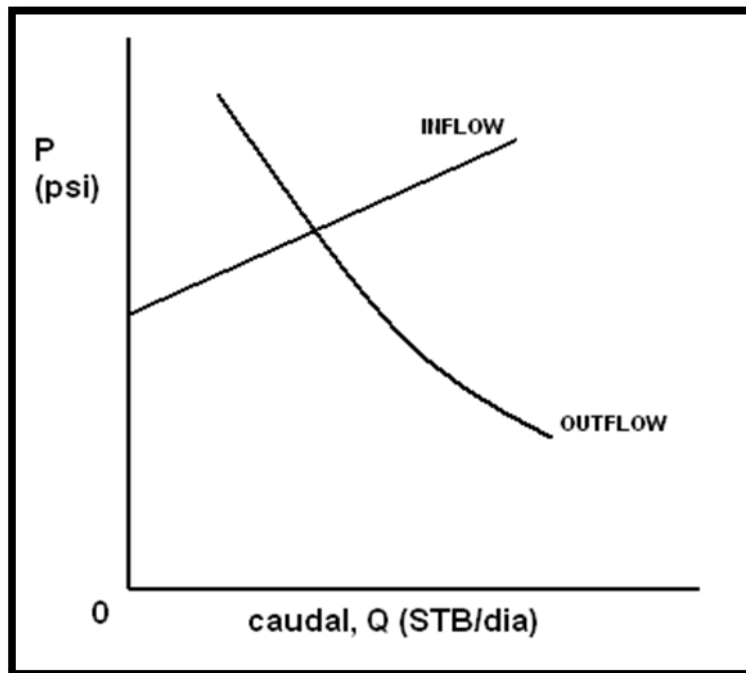


Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980.p.114

¹⁸ BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, V3a. 1980.

3. Combinar la curva IIP (OUTFLOW) y la curva de descarga del tubing (INFLOW) en una misma gráfica. Estas se deben cortar en un punto, este intercepto será el caudal de inyección posible, como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Curva típica del inflow y outflow en un pozo inyector de agua.



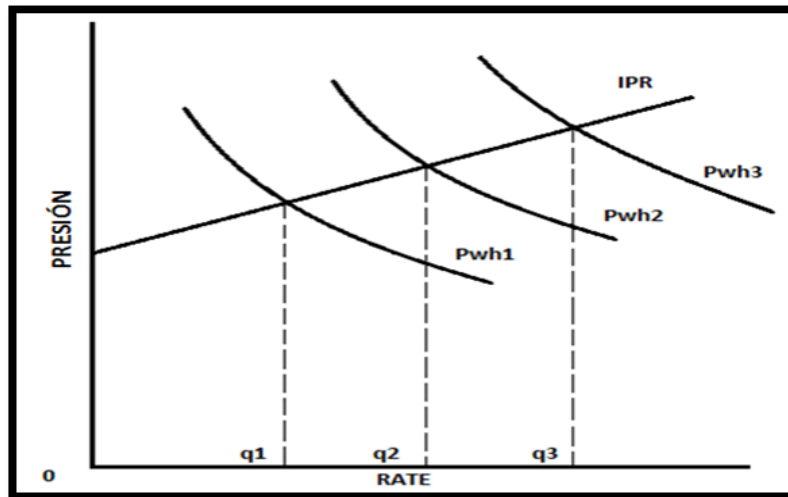
Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1984. p. 114.

2.6.2 Efecto de las variables para un pozo de inyección de agua.

- **Efecto de la presión de cabeza:** El efecto de la presión de cabeza puede ser usado para seleccionar la presión de descarga de la bomba y la potencia de la misma. Este efecto es notado en la figura 19, es generada asumiendo varias presiones de cabeza y determinando la correspondiente presión de descarga del tubing.

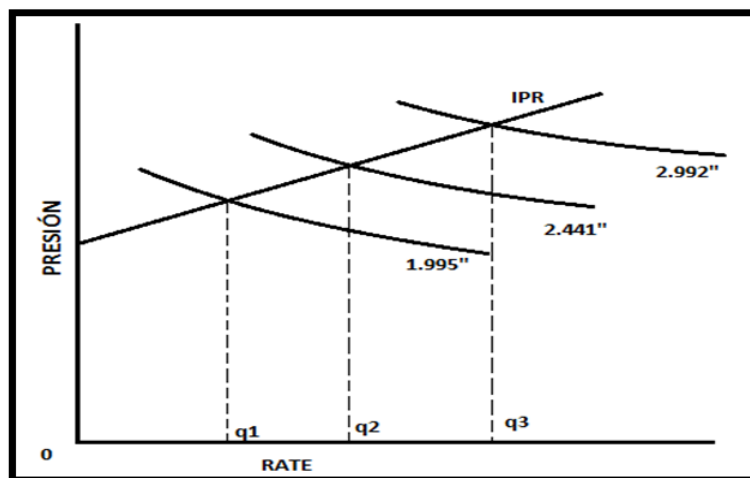
- **Efecto del tamaño del tubing:** En la figura 20 se observa que un aumento en el diámetro del tubing genera un aumento en la rata de inyección, entonces la elección del tamaño depende del caudal de inyección deseado.

Figura 19. Efecto de la presión de inyección en cabeza de pozo.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 114.

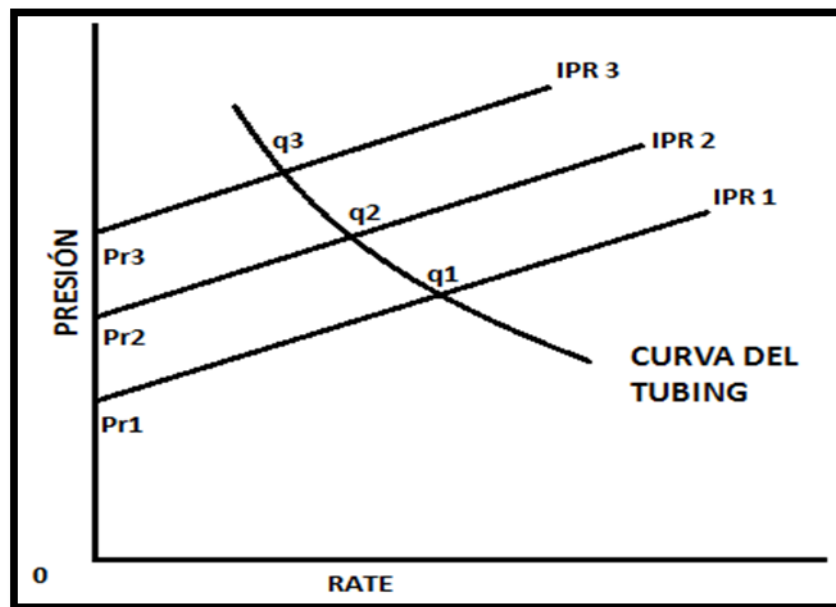
Figura 20. Efecto del tamaño del tubing en un pozo de inyección de agua.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p.114.

- **Efecto de la presión estática del yacimiento:** El análisis del efecto de la presión estática del yacimiento se hace más importante cuando en un proyecto de inyección donde el yacimiento esta depletado y tiene una presión estática relativamente baja. Esto es notado en la figura 21.

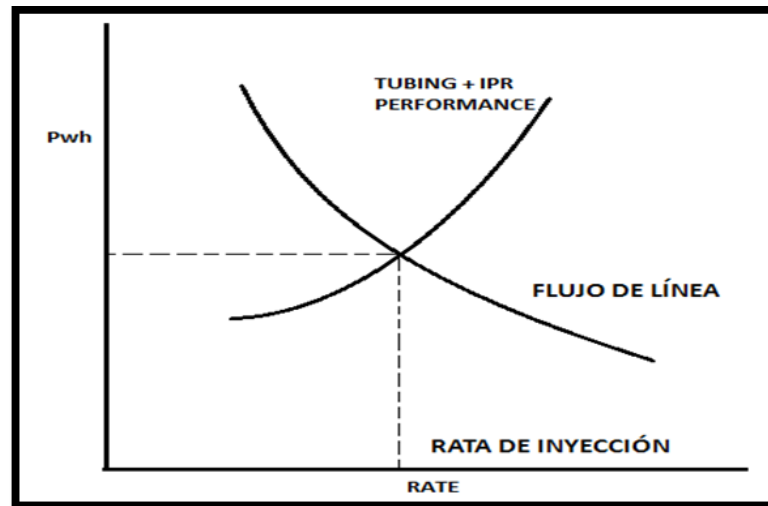
Figura 21. Efecto del incremento en la presión estática del yacimiento.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 115.

- **Efecto del tamaño de la línea de flujo:** Este efecto es significativo porque permite evaluar las pérdidas de presión por fricción en la línea de flujo y así poder escoger el diámetro de tubería que permita transportar el caudal requerido a las mejores condiciones, esto se observa en la figura 22. Este efecto puede ser evaluado ubicando el nodo solución en el cabeza.

Figura 22. Solución en cabeza para un pozo inyector de agua.



Fuente. Modificado BROWN, Kermit E. The technology of Artificial Lift Methods. 1980. p. 115.

2.7 ANÁLISIS NODAL PARA SISTEMAS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Los sistemas con bombeo electrosumergible es uno de los métodos de levantamiento artificial más viable en la actualidad en los campos petroleros por su viabilidad técnico-económica.¹⁹

2.7.1 Información requerida para el análisis. Para un diseño eficiente del sistema por bombeo electrosumergible, es importante conocer toda la información que asegure la eficiencia requerida. Esto incluye características del pozo, índice de productividad, características del fluido, capacidad eléctrica disponible y los problemas potenciales del pozo.

¹⁹ LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. P, 381

- *Data del pozo*: tamaño del casing, tamaño del tubing, intervalos perforados, profundidad de asentamiento de la bomba.
- *Data de Producción*: rata de producción, presión de descarga en cabeza, nivel del fluido, presión de entrada a la bomba, temperatura del pozo, relación gas-aceite y corte de agua.
- *Propiedades del fluido*: gravedad específica, viscosidad del aceite, y gravedad específica del gas.
- *Fuentes de Energía*: Voltaje disponible, frecuencia y capacidad de las fuentes de energía.
- *Posibles Problemas*: Arenas, corrosión, parafinas, alta relación gas-líquido y alta viscosidad.

2.7.2 Curva de la relación de afluencia del pozo (IPR). Como en procedimientos anteriores lo primero que se hace para hallar la curva IPR es determinar el Índice de Productividad a la presión de entrada de la bomba requerida.²⁰ Para este procedimiento se aplica la técnica de Vogel, en la cual, por encima del punto de burbuja el Índice de Productividad es constante y por debajo del punto de burbuja se aplica la siguiente correlación de Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

donde,

q_o = rata de producción, bbl/d

$q_{o\max}$ = rata máxima cuando $P_{wf}=0$, bbl/d

²⁰ Ibid., p. 382

P_r = presión promedio de formación, psi

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, psi

➤ **Cabeza dinámica total.** El segundo paso es determinar la cabeza dinámica requerida (TDH) por la bomba, con la siguiente expresión:

$$TDH = H_d + F_t + P_d$$

donde,

THD= cabeza dinámica total requerida, ft

H_d = levantamiento vertical desde el nivel del fluido a superficie, ft

F_t = pérdidas de presión en tubing, ft

P_d =presión de descarga, ft ($\frac{psi \times 2.31 \times ft/psi}{GE}$).

➤ **Curva de rendimiento de la bomba.** Cuando se trabaja con agua el rendimiento de la bomba es máximo y disminuye cuando la relación gas-liquido aumenta. En este caso las curvas características de la bomba pueden ser utilizadas para determinar el tipo de bomba y el número de etapas necesarias.²¹ Una curva típica de rendimiento de la bomba es mostrada en la figura 23.

Estas curvas son la representación gráfica de la relación matemática entre la cabeza, capacidad, eficiencia y la potencia, el cual son expresadas en la siguiente ecuación:

$$bhp = \frac{Q \times H \times GE}{EF \times 3960}$$

²¹ Ibid., p. 382-383.

Donde,

bhp= caballos de fuerza, hp

Q= caudal volumétrico, GPM

H= cabeza a través de cada etapa, ft

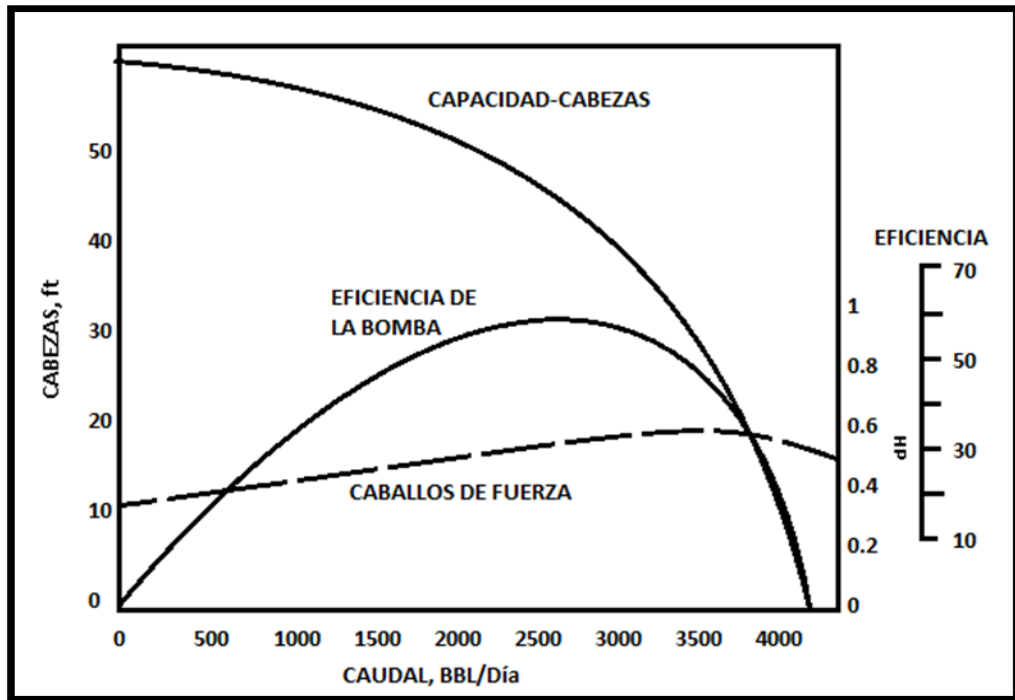
GE= gravedad específica

EF= eficiencia de la bomba.

El número de etapas de una bomba electrosumergible se calcula por medio de la expresión:

$$Stages_{totales} = \frac{TDH (ft)}{H (ft/stages)}$$

Figura 23. Curva de rendimiento de la bomba.



Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 386.

➤ **Potencia del motor y transformador.** La potencia requerida por el motor de la bomba se puede determinar por medio de la ecuación:

$$HP = \# \text{ stages} \times \left(\frac{HP}{\text{stages}} \right) \times GE$$

El transformador puede ser dimensionado por la siguiente expresión:

$$KVA_{total} = \frac{\text{Voltage} \times \text{Amperage} \times 1.73}{1000}$$

2.7.3 Análisis nodal del sistema. El análisis nodal de un sistema se enfoca en la optimización de producción de los pozos. Esta técnica ha sido aplicada con éxito por años a pozos fluyendo naturalmente o con un levantamiento artificial. Brown dio una visión general de los sistemas con levantamiento artificial y discutió la aplicación de la técnica Análisis Nodal a estos.

En el diseño de un sistema de levantamiento artificial, es recomendado tratar el pozo inicialmente, como si fluyera naturalmente, generando la gráfica del sistema de producción que permite ver si fluye naturalmente y a que tasa fluye. Luego, sobre la misma gráfica se genera la curva del sistema con bombeo electrosumergible para poder notar el aumento en la rata de producción.

El diseño y análisis del sistema de bombeo electrosumergible se divide en dos componentes; el primero componente es el IPR el cual representa la capacidad del pozo para aportar fluidos. El segundo incluye el separador, línea de flujo, chokes, tubing y equipos del sistema de levantamiento. La presión de entrada al

tubing puede ser determinada variando la rata de flujo y cuando esta cruza con la curva IPR este es el caudal con el levantamiento artificial.

Wilson, también discutió las curvas de rendimiento de las bombas en detalle, el hizo una representación gráfica sobre alguna característica: diseño de etapa, número de etapas y velocidades de operación.²²

PROCEDIMIENTO

Beggs, plantea un procedimiento para modelar un sistema con bombeo electrosumergible EPS aplicando el Análisis Nodal.

1. Se ubica el nodo solución en la bomba electrosumergible. La bomba puede ser un componente independiente en el sistema, la presión del nodo es la presión de entrada a la bomba P_{up} o la presión de descarga de la bomba P_{dn} , la ganancia de presión generada por la bomba para una rata de producción en particular es:

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

2. Se calcula la curva que representa el Inflow. Desde que se use la entrada de la bomba como nodo solución la curva de presión de entrada a la bomba es usada en vez de la curva IPR, que representa la capacidad de aporte del pozo, la curva de entrada a la bomba es esencialmente el IPR menos la caída de presión producida desde el fondo del pozo hasta la entrada de la bomba a través del casing. La caída de presión se calcula del flujo multifásico en tuberías.

El Inflow se define como:

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{csg} = P_{up}$$

²² Ibid., p.383.

donde,

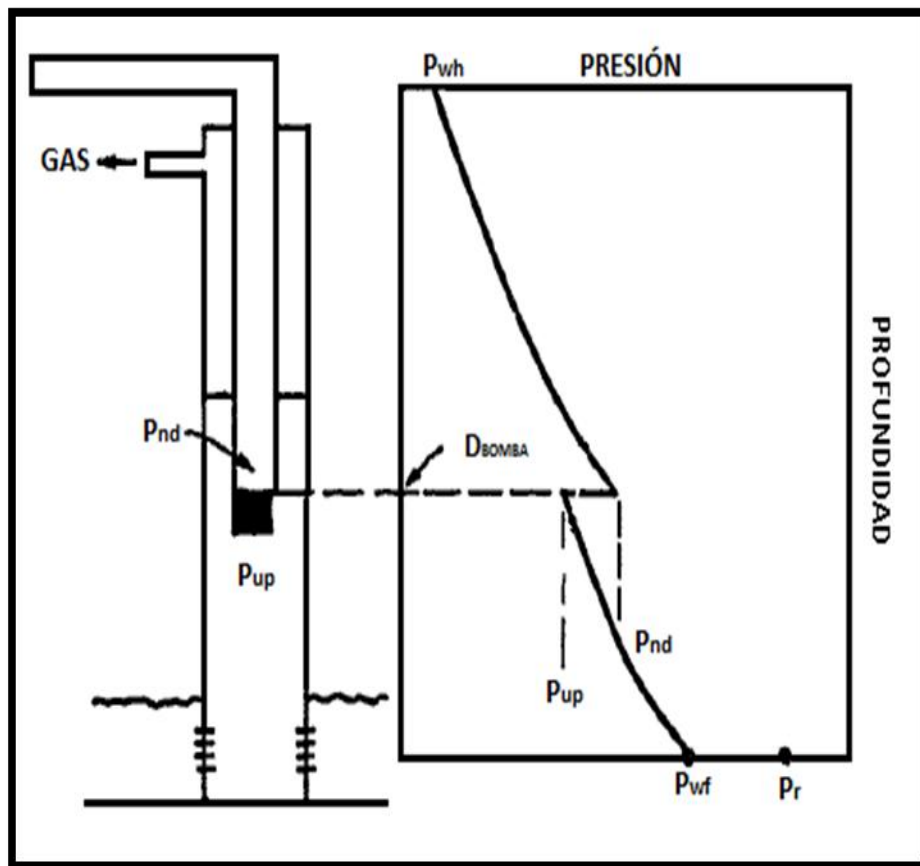
P_r = presión promedio del yacimiento, psi

ΔP_{res} =caída de presión a través del reservorio, psi

ΔP_{csg} =caída de presión a través del casing por debajo de la bomba, psi

P_{up} = presión de entrada a la bomba (upstream), psi

Figura 24. Aumento de la presión a una rata particular.



Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 387.

3. Se calcula la curva que representa el outflow. Esta representa el rendimiento total del sistema el cual incluye, presión del separador, caída de presión en la línea de flujo, caída de presión en el tubing y rendimiento de la bomba.

El Outflow se define como:

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tub} = P_{dn}$$

Donde,

P_{sep} = presión del separador, psi

$\Delta P_{flowline}$ = caída de presión en la línea de flujo, psi

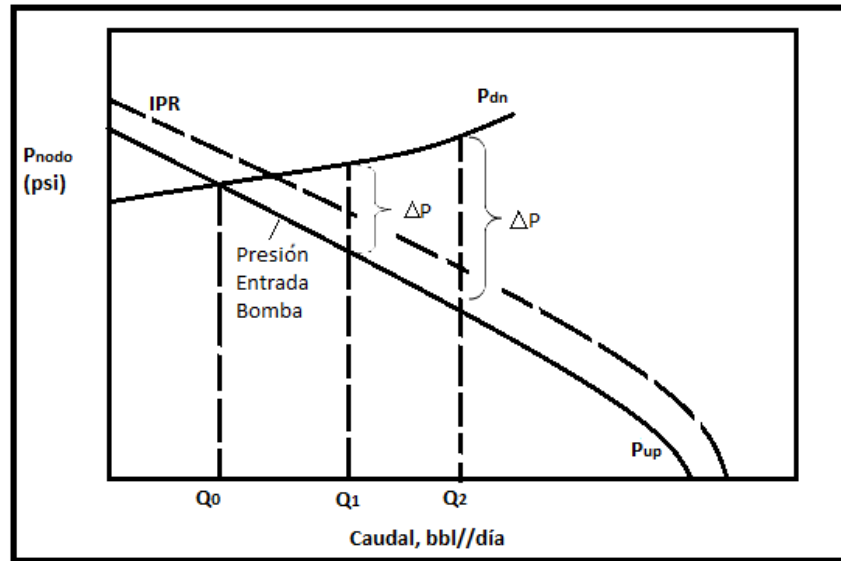
ΔP_{tub} = caída de presión a través del tubing por encima de la bomba, psi

P_{dn} = presión de descarga de la bomba (downstream), psi

4. Graficar el inflow y outflow en una misma gráfica. Ver figura 25. Una vez es seleccionada la bomba, los parámetros del sistema que se pueden sensibilizar son: presión en cabeza, corte de agua, GLR y velocidad de la bomba. Estas sensibilizaciones proporcionan oportunidades de hacer un buen análisis al rendimiento de la bomba y eventualmente optimizar la producción del pozo.

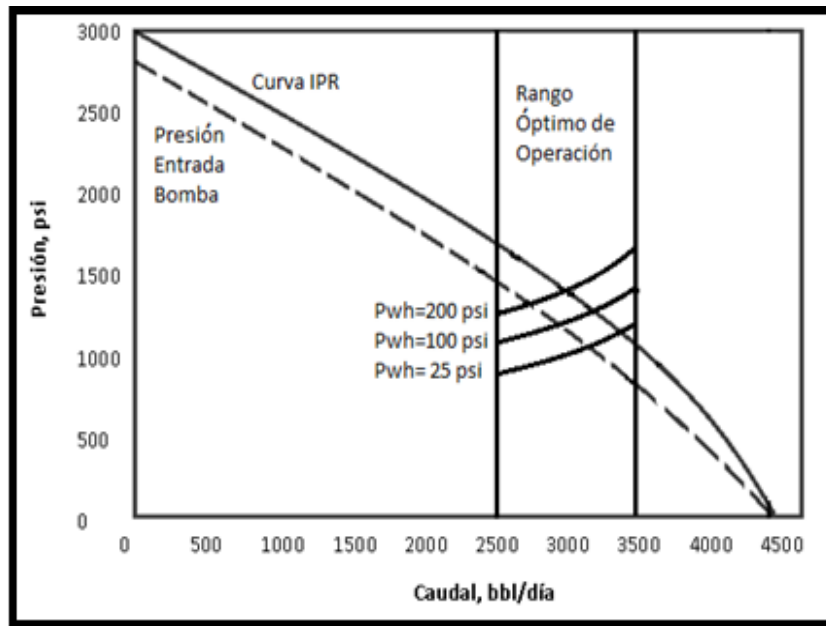
➤ **Efecto de la presión de cabeza.** El efecto de variar la presión en cabeza es mostrado en la figura 26.

Figura 25. Inflow y outflow de una bomba electrosumergible.



Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 387.

Figura 26. Inflow outflow para diferentes presión de cabeza.

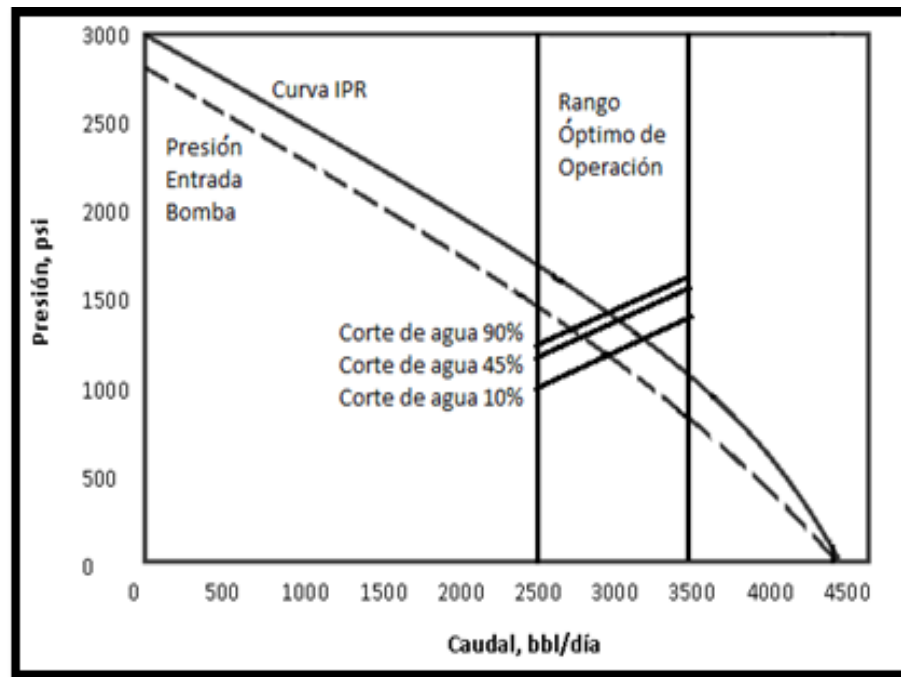


Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 387.

➤ **Efecto del porcentaje de corte de agua.** Como se indica en figura 27, los cortes de agua más altos, menos es la rata de producción.

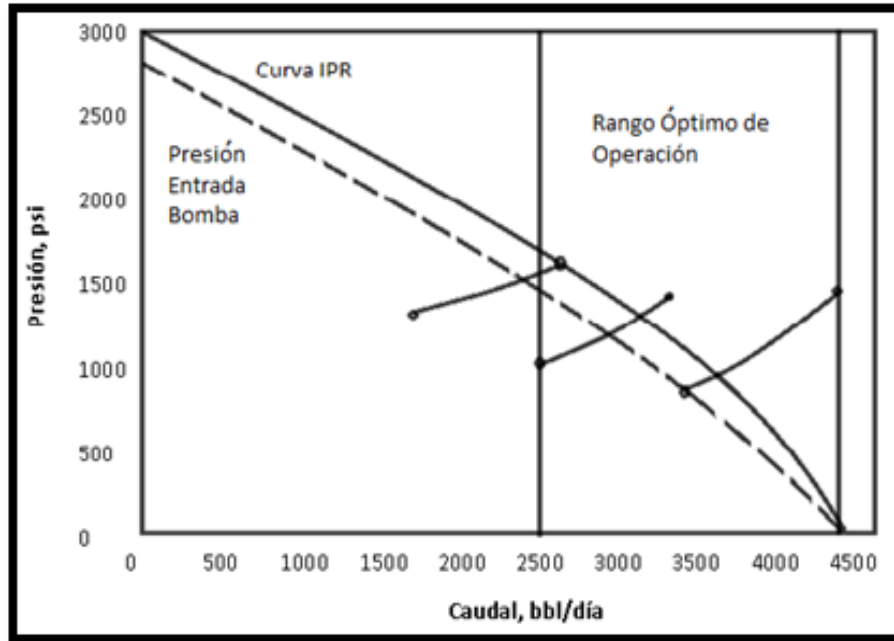
➤ **Efecto de la velocidad de la bomba.** Al variar la velocidad de la bomba se puede mejorar la eficiencia global del sistema, reducir el tamaño requerido del motor, evita la necesidad de choke, también reduce el tamaño de la unidad de fondo de pozo y suministra funciones de control inteligente para optimizar la producción. Observe la figura 28.

Figura 27. Inflow outflow para diferentes con diferentes porcentajes de corte de agua.



Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 387.

Figura 28. Inflow y outflow para diferentes frecuencias y velocidades.



Fuente. Modificado de LEE, H.K. Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. November 1988. Paper SPE 17586. p. 387.

3. METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS PRODUCTORES E INYECTORES DEL CAMPO SANTIAGO

Basados en la aplicación del Método de análisis Nodal se plantea este capítulo con el fin de especificar una metodología que permita la evaluación del sistema de producción y del sistema de inyección del campo Santiago.

La información requerida para este análisis es información exclusiva para este proyecto y fue obtenida de la base de datos de la compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED. Como se menciona en el Capítulo 1, el campo Santiago es un campo maduro que cuenta con 21 pozos productores y 3 inyectores (el 100% de los pozos están activos), donde el mecanismo de producción es por un acuífero que se mantienen activo debido a la inyección de agua de producción en los pozos inyectores, esto que se ve reflejado en los cortes de agua tan altos que se manejan en el caudal de producción y en la necesidad de utilizar bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento. Este análisis se realizó con la ayuda de la herramienta Software WELLFLO 3.8.7.

Wellflo es un programa de Análisis Nodal, que permite modelar el comportamiento productivo de un pozo en función de un sistema completo de producción (Yacimiento- Pozo Reductor- Línea- Separador). El programa considera variables como características petrofísicas, presión y temperatura de yacimiento, la gravedad API y propiedades PVT de los fluidos, detalles de tuberías de producción, datos de líneas de flujo, para optimizar el comportamiento de producción, sensibilizando en diferentes escenarios reales o posibles. En la utilización de esta Herramienta software se identificaron dos grandes pasos:

- **Cotejo del comportamiento actual del pozo (Match):** Consiste en reproducir para el caudal de producción obtenido durante la prueba del pozo, el perfil de

presiones desde el separador hasta el fondo del pozo, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión tanto en la línea de flujo como en la tubería de producción. Se debe considerar el cambio de la presión ó energía en el punto donde esté colocada una bomba. Conocida la presión de fondo (P_{wf}) se determina el índice de productividad y el comportamiento de afluencia que exhibe la formación productora.

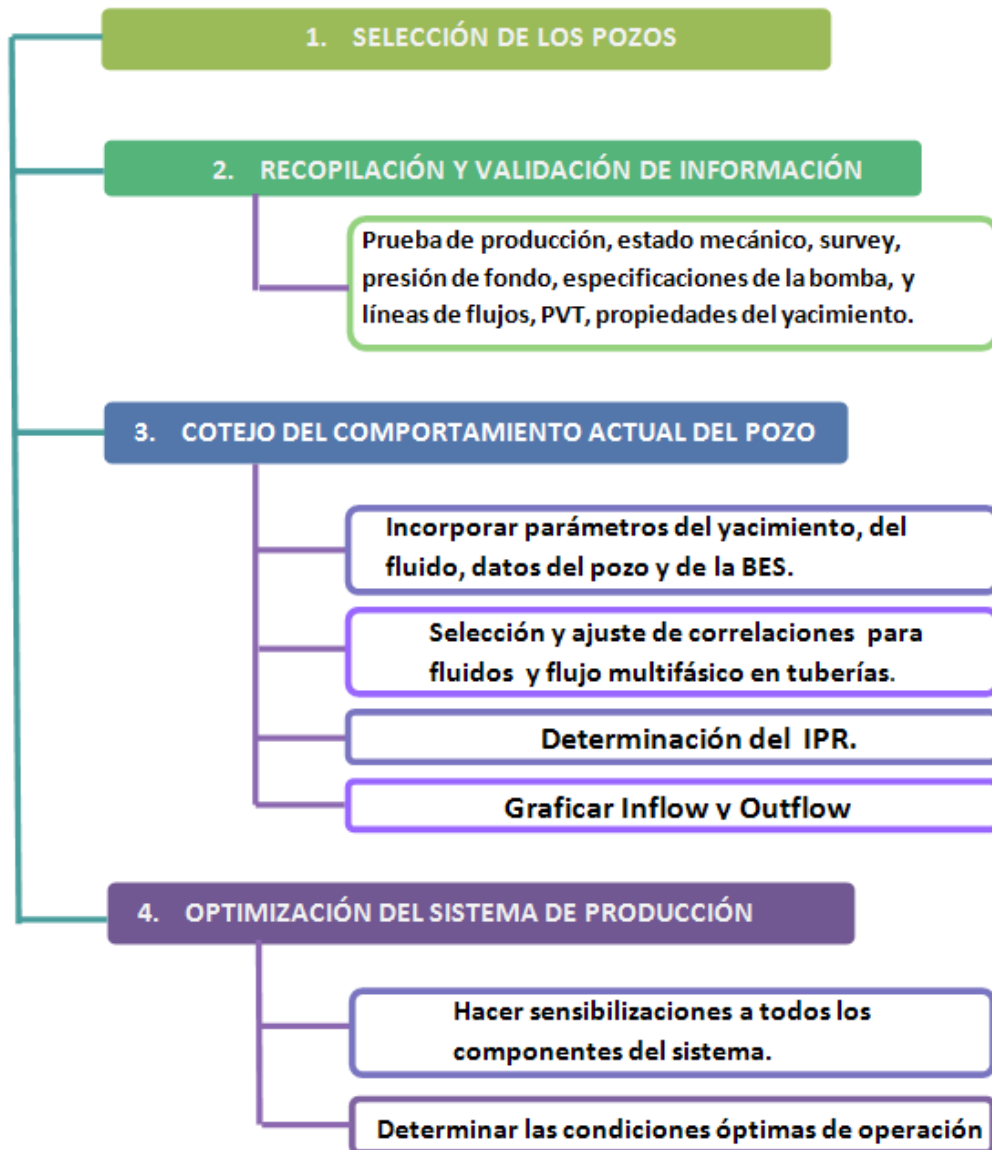
- **Optimización aplicando Análisis Nodal.** Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella del sistema. Las oportunidades de mejoras se deben buscar tanto en variables de “Outflow” y en variables del “Inflow”.

Esta herramienta software permite realizar pozos productores fluyendo por flujo natural y/o por levantamiento artificial por gas o por Bombeo electrosumergible. También permite simular pozos inyectores de agua y gas.

3.1 METODOLOGÍA PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLFLO” PARA POZOS PRODUCTORES

La simulación de los pozos productores con Bombeo electrosumergible se llevó a cabo mediante los siguientes pasos:

Figura 29. Diagrama de la metodología utilizando Wellflo™.



Fuente. Autores

3.1.2 Selección de los pozos candidatos. El análisis se realizó a todos los pozos activos del campo Santiago, ya que es de interés conocer las oportunidades de optimización de la producción de cada uno de estos y definir el escenario que

mejor refleje un aumento en la producción total del campo. En la tabla 2 se relacionan los pozos y la data más relevante de cada uno para este estudio.

Tabla 2. Pozos productores activos del Campo Santiago.

Pozo	API	BSW %	GOR (PC/SCF)	P _{wh} (Psi)	Q _o (BOPD)	Q _w (BWPD)	Q _t (BFPD)
CAM-001	19.9	99.11	58.0	420	88	9815	10235
CAM-002	19	99.43	104.9	181	41	7107	7288
CAM-003	28.4	99.39	151.5	170	130	21116	21286
CAM-004	25.3	98.19	120.1	89	363	19646	19735
CAM-005	20.7	99.57	67.4	120	46	10572	10692
CAM-006	19.4	99.12	98.0	283	98	10983	11266
CAM-007	27.1	99.37	246.3	70	54	8557	8627
CAM-008	19.2	97.33	29.3	128	123	4477	4605
CAM-009	21.2	98.36	32.4	118	88	5281	5399
CAM-010	21.3	96.48	45.9	105	316	8657	8762
CAM-011	20.1	99.38	0.0	149	44	7086	7235
CAM-012	20.5	99.30	251.1	125	92	13088	13213
CAM-013	21	97.70	212.5	145	287	12201	12346
CAM-014	20.4	99.53	333.3	140	39	8172	8312
CAM-015	24.2	98.65	74.3	362	148	11740	12102
CAM-016	24.8	99.55	70.7	270	41	9157	9427
CAM-017	17.5	99.42	2000.0	234	44	7521	7755
CAM-018	17.5	98.85	648.4	204	61	5243	5447
CAM-019	25.1	99.84	0.0	700	12	7310	8010
CAM-020	25.1	99.88	0.0	668	12	10000	10668
CAM-021	24.2	99.87	0.0	670	12	8906	9576

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

Para el desarrollo de dicha metodología es necesario conocer un test point, el cual se define como el valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de P_{wf} (psi), los test point de los pozos anteriormente relacionados fueron tomados de los reportes de producción del Campo Santiago. En la tabla 3 se define el test point del caso base que se desarrollara con el pozo CAM-013 para ilustrar el procedimiento.

Tabla 3. Test Point CAM-013, caso base.

CAM-013	
P_{wf} (psi)	3,264
Q (STB/día)	12,482

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

3.1.3 Recopilación y validación de información. Es uno de los pasos más importantes en este proceso, ya que la validez y calidad de la información depende la certeza del análisis y las recomendaciones. Además, entre más información se le pueda suministrar al software el análisis es más confiable y genera menos incertidumbre. La información requerida para el estudio es: prueba de producción, estado mecánico, survey, presión de fondo, especificaciones de la bomba, especificaciones líneas de flujos, PVT, propiedades del yacimiento entre otras. Esta información no se expone en detalle por disposiciones de privacidad de PETROBRAS.

3.1.4 Cotejo del comportamiento actual del pozo. En esta etapa se inicia la manipulación de la información y el uso del software “WELLFLO™”. A

continuación, se mencionan los pasos básicos para la simulación del comportamiento actual del pozo.

- **Incorporar parámetros del Yacimiento:** Por medio de la opción Layer Parameter se ingresa: Espesor neto de arena, permeabilidad, presión, temperatura, etc. Ver figura 30

Figura 30. Visualización de la incorporación de datos en la ventana de layer parameter.

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - mirador

Layer Parameters

Layer pressure: 3800.000 psia Wellbore radius: 8.500 in

Layer temperature: 237.000 degrees F

Relative Injectivity: 0 per cent

Effective permeability: 3000.000 md

Layer thickness(TVD): 35.000 ft

Mid-perf depth (MD): 9792.00 ft

Drainage area geometry

Pseudo-radial flow (default)

Pseudo-linear flow

Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): 33.000

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model

Current IPR Model : Vogel

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 23.5813 STB/day/psi

Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)²

Abs. open flow (AOF): 76968.7 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...

Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Fuente. Software Wellflo™.

- **Incorporar parámetros del fluido y estimar sus propiedades PVT del fluido con las correlaciones adecuadas:** En la opción Oil Fluid parameter se ingresa: Tipo de fluido, presión y temperatura del fluido. Ver figura 31.
- **Incorporar Datos del pozo:** Consiste en reproducir de forma gráfica el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta el separador, definiendo claramente cuáles son las restricciones al flujo existente en el diseño de tuberías de producción. La data manipulada es: Tipo de pozo, desviación, completamiento, equipo, etc. Ver figura 32 y Figura 33.

Figura 31. Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo™

Produced fluid data	
Oil API gravity:	21.000 deg API
Oil specific gravity:	0.92787 sp grav
Gas specific gravity:	0.650 sp grav
Water salinity:	205.0 ppm
Water specific gravity:	0.999155 sp grav

Layer data		
Layer name	Prod. GOR SCF/STB	Water cut per cent
mirador	212.500	97.700

Correlations	
Pb, Rs, Bo	Standing*
Uo	Beggs et al*
Ug	Carr et al
Surface Tension	Advanced

Fuente. Software Wellflo™.

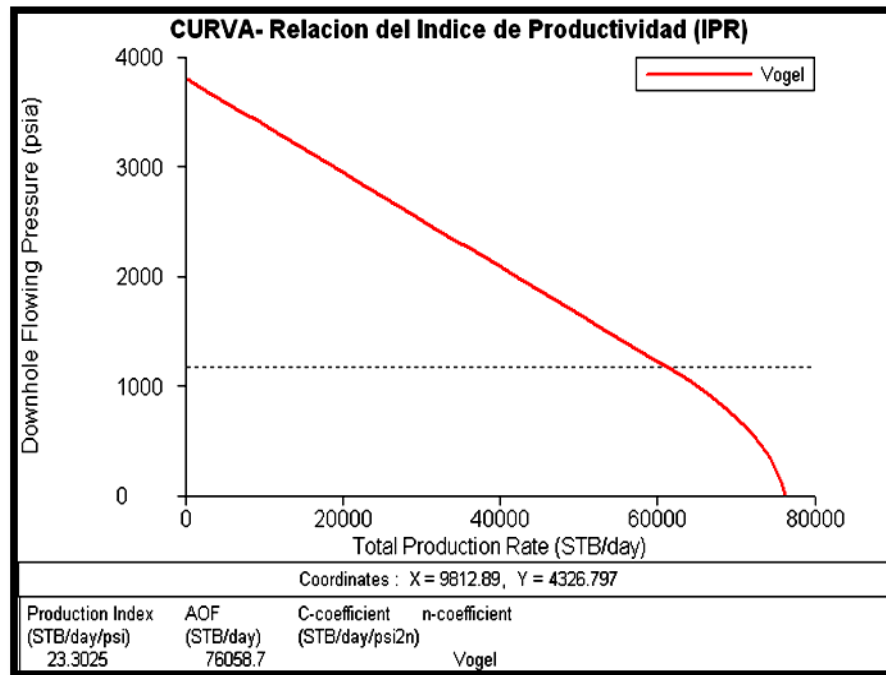
- **Incorporar Datos de la BES (Bomba Electrosumergible):** Etapas, frecuencia, motor, etc. Ver figura 34.

Figura 34 . Visualización de incorporación de datos de la bomba.

Fuente. Software Wellflo™.

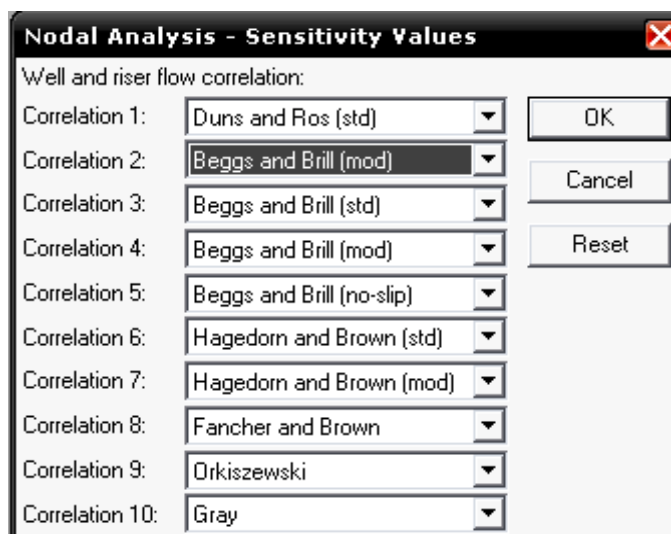
- **Graficar curva IPR:** Teniendo en cuenta que ya se han ingresado los datos de yacimiento y fluido, es posible conocer la capacidad de aporte de la formación, IPR. Ver figura 35.
- **Selección y Ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías:** Para tener en cuenta las pérdidas de fricción generadas en el recorrido del fluido desde el fondo del hasta cabeza de pozo, Wellflo permite evaluar la caída de presión, con diferentes correlaciones planteadas en la literatura, para el cálculo de pérdidas de presión por fricción en tuberías. Se pueden graficar varias correlaciones para observar cual modela mejor el comportamiento de las perdidas por fricción del pozo. El parámetro de comparación que utiliza el software son los datos de gradiente de presión y temperatura, los cuales se obtuvieron de un MDT de cada pozo.

Figura 35. CURVA IPR PARA EL POZO CAM-013



Fuente. Software Wellflo™.

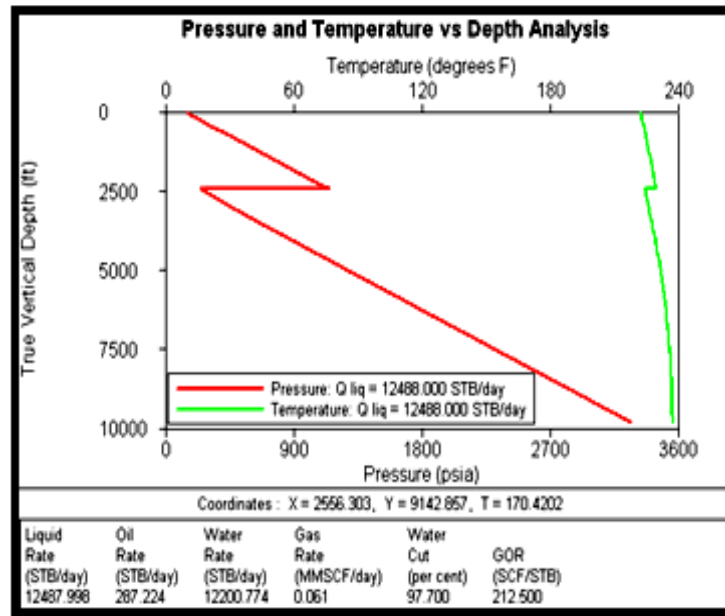
Figura 36. Visualización de la selección de la correlación de flujo multifásico en tuberías.



Fuente. Software Wellflo™.

La correlación que para el caso específico de CAM-013 que mejor modelo el comportamiento de este pozo fue la modificada de Beggs and Brill, como se observa en la figura 37.

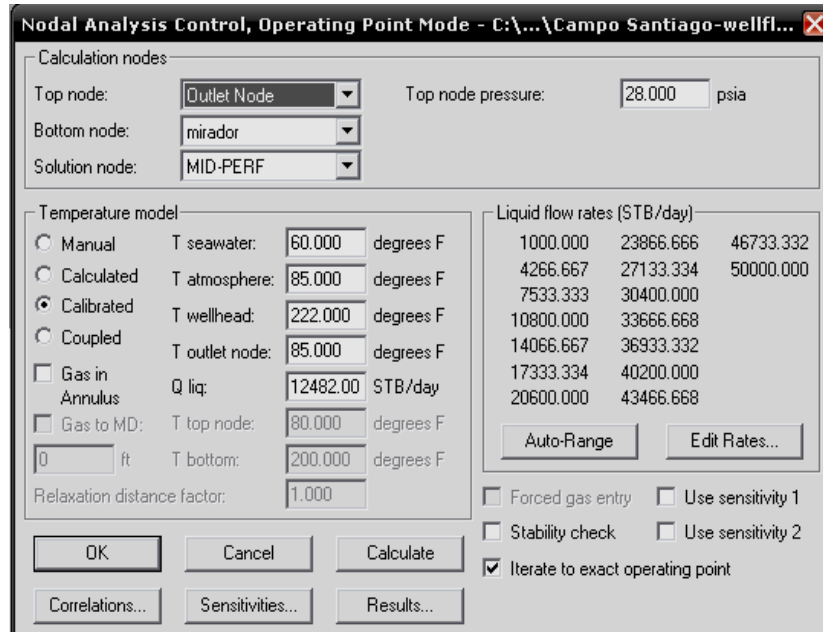
Figura 37. Caída de Presión debida a las pérdidas por fricción del pozo CAM-013.



Fuente. Software Wellflo™.

- Selección del nodo solución:** Con la ayuda de la opción Nodal Análisis se escoge el nodo solución según los parámetros que se desee analizar y donde mejor se visualice el comportamiento de dichos parámetros. En este proyecto se escogió como nodo solución el fondo del pozo esperando observar la variación al remover el daño, ver la figura 38. En esta la figura también permite visualizar los caudales propuestos por el software, el cual son los equivalentes a los caudales que se asumen en los procedimientos planteados en la literatura para graficar el Inflow y Outflow, En la opción Edit rates de esta misma ventana, se pueden modificar las ratas propuestas por el software y editar las que se deseen evaluar.

Figura 38. Visualización de la selección del nodo solución.

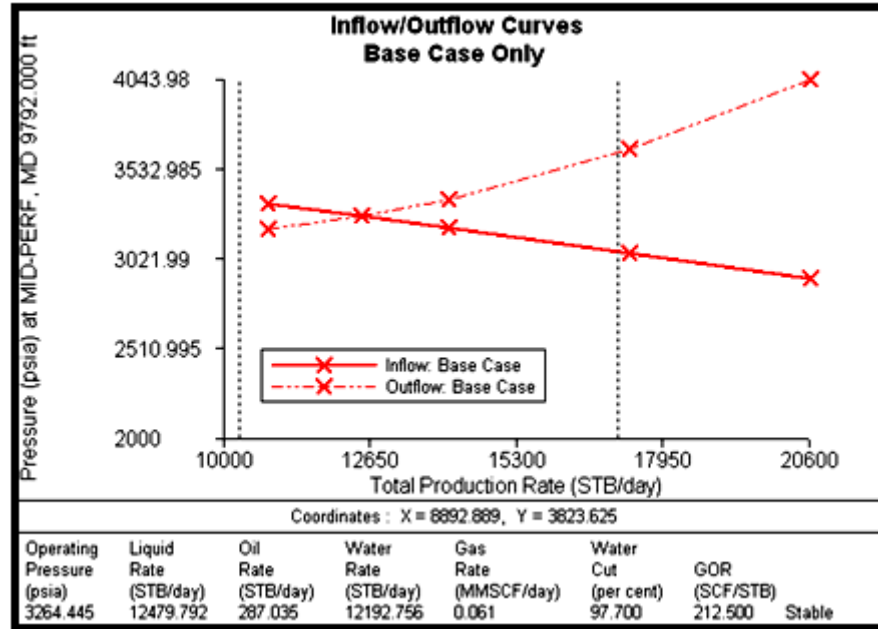


Fuente. Software Wellflo™.

- **Graficar el INFLOW y OUTFLOW:** Como último paso de esta etapa de la metodología es graficar el Inflow y Outflow verificando que el punto donde se cruzan las dos curvas sea similar al test point proveniente de la prueba de producción.

Como se observa en la figura 39 el test point coincide con el esperado, lo que indica que la simulación esta correcta. Las líneas verticales punteadas que se observan en la figura 39, corresponden al rango de caudales en los que trabaja la bomba electrosomergible instalada en el pozo.

Figura 39. Inflow y Outflow para el pozo CAM-013.

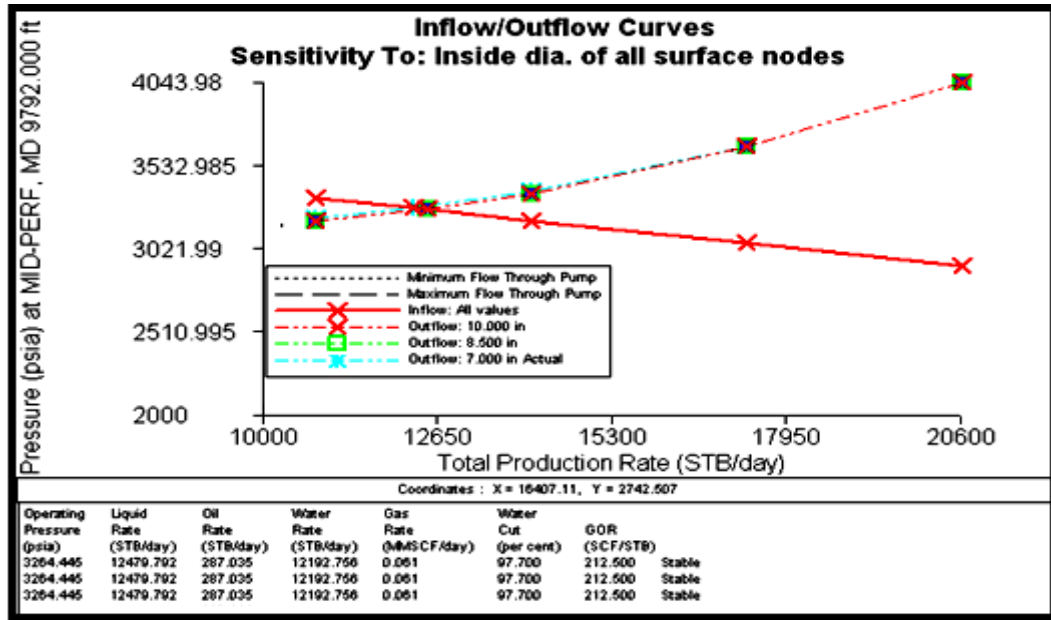


Fuente. Software Wellflo™.

3.1.5 Optimización del sistema de producción. Al tener simulado y cotejar el comportamiento actual solo nos resta hacer sensibilizaciones a los diferentes componentes del sistema (diámetro de la línea de flujo, choke, diámetro del tubing, parámetros de la bomba y daño) y plantear las nuevas condiciones operativas después de la sensibilización.

- **Parámetros Analizados que NO fueron influyentes:** El diámetro de la línea de flujo, choke y diámetro del tubing no muestran un efecto significativo en el caudal actual producido al realizarle la sensibilización. Esto se ve reflejado en las figuras 40, 41 y 42.

Figura 40. Efecto al variar del diámetro en la línea de flujo del pozo CAM-013.

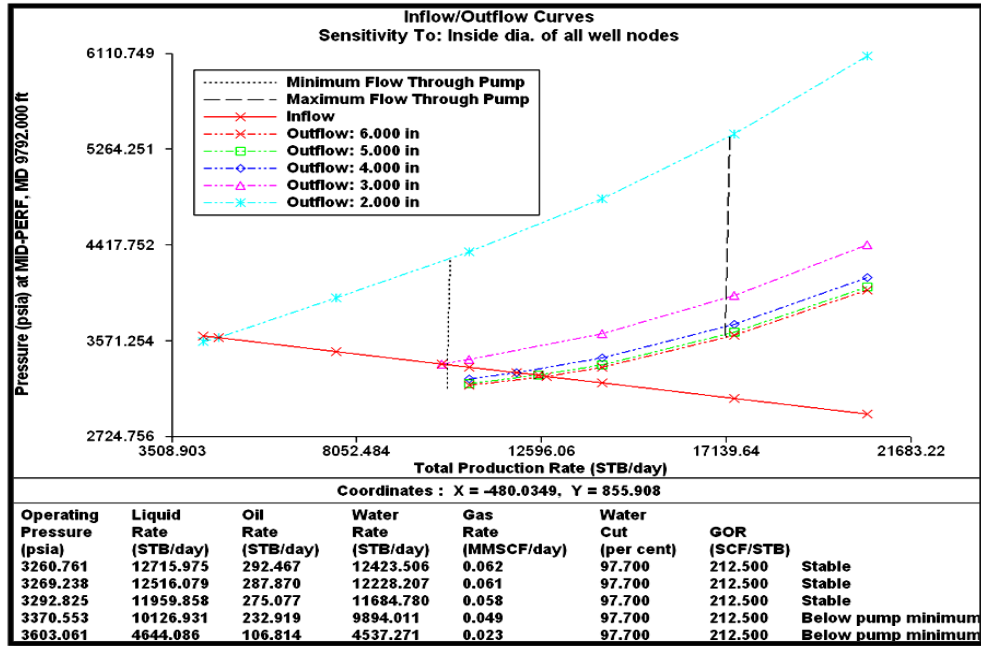


Fuente. Software Wellflo™.

Como se observa en la figura 40 se varió el diámetro interno de la línea de flujo desde 7 pulgadas a 10 pulgadas y no se obtuvo ninguna variación, teóricamente, al aumentar el diámetro de la tubería debería aumentar el caudal producido, esta proporcionalidad se cumple hasta cierto punto, en este caso el límite se encontró en 7 pulgadas, se considera que el diseño del diámetro actual de la tubería de superficie es apropiado para los valores de producción actuales o mayores si se efectúan trabajos de mejora en el pozo

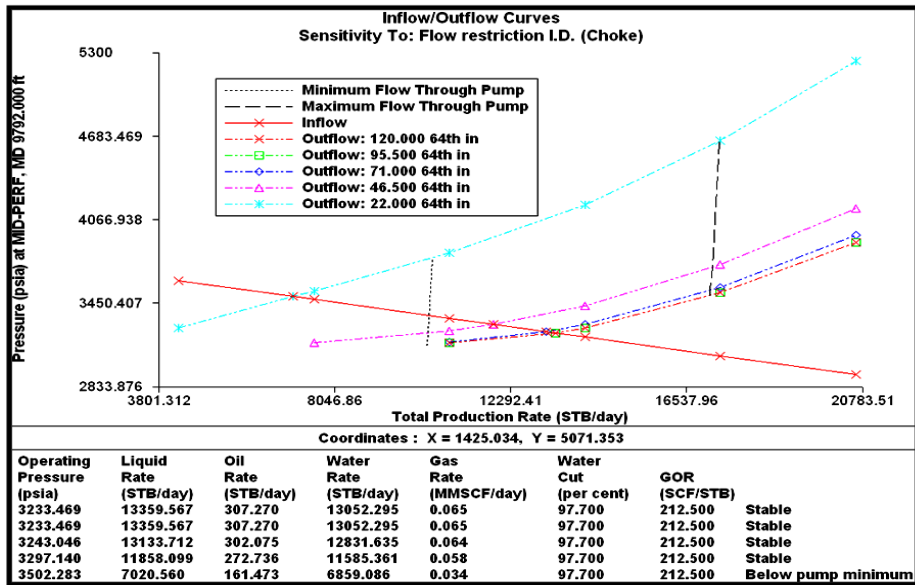
También se analizó el diámetro interno de la tubería de producción, y el resultado fue muy similar. Como se observa en la figura 41, al aumentar el diámetro no aumenta el caudal, como debería ser el comportamiento normal. Por lo tanto no hay necesidad de cambiar la tubería de producción, porque si se cambia por un diámetro mayor no obtiene ningún beneficio y si se disminuye, se puede perder producción.

Figura 41. Efecto al variar de diámetro del tubing del pozo CAM-013.



Fuente. Software Wellflo™.

Figura 42. Efecto al variar el choke de producción del pozo CAM-013.

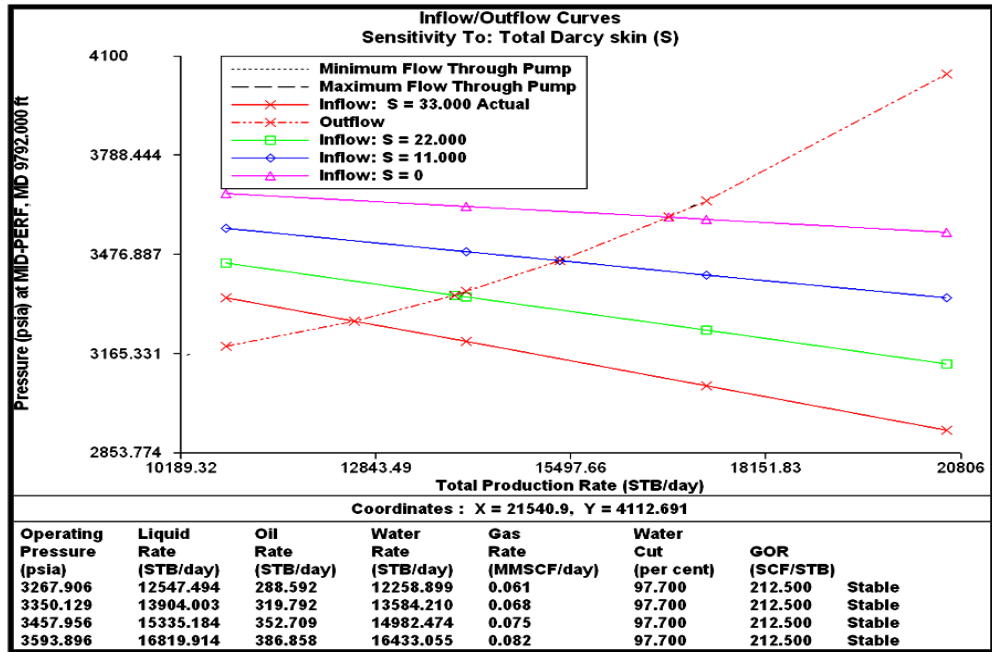


Fuente. Software Wellflo™.

Como se observó en la figura 42 se varió el choke actual a valores de choques mayores y tampoco se observó ningún incremento significativo en la producción, el cual debería aumentar a chokes mayores, ya que la restricción al flujo es menor. También se intentó con un valor de choke menor al actual y el caudal disminuyó significativamente, por esto se cree que el choke actual es el mejor choke operativo.

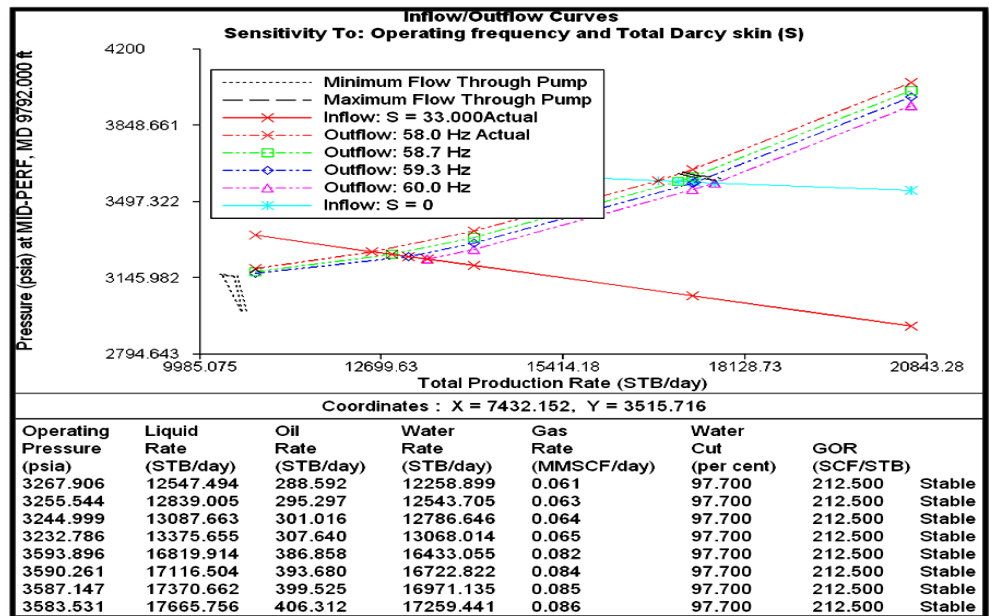
- **Parámetros que SI fueron Influyentes:** Como se observa en la figura 43 a la medida se remueve el daño de formación aumenta el caudal de producción significativamente. Aunque no en todos los pozos se encontró daño por lo tanto se hizo el análisis sensibilizando los parámetros de la bomba (profundidad de asentamiento, frecuencia y etapas).
- **El análisis se hizo de la siguiente manera:** los pozos que presentaron daño se asumió que este se removía totalmente ($s=0$) ver figura 43. Posteriormente de haber llevado el daño a cero se buscó sensibilizar los parámetros de la bomba anteriormente mencionados, para obtener un beneficio conjunto de las dos sensibilizaciones, la ganancia en caudal de haber llevado el daño a cero, más la ganancia obtenida de haber cambiado los parámetros operativos de la bomba, como se muestra en la figura 44.

Figura 43. Efecto al remover el daño de formación del pozo CAM-013.



Fuente. Software Wellflo™.

Figura 44. Efecto de variar la frecuencia de la bomba con s=0 y daño actual del pozo CAM-013.

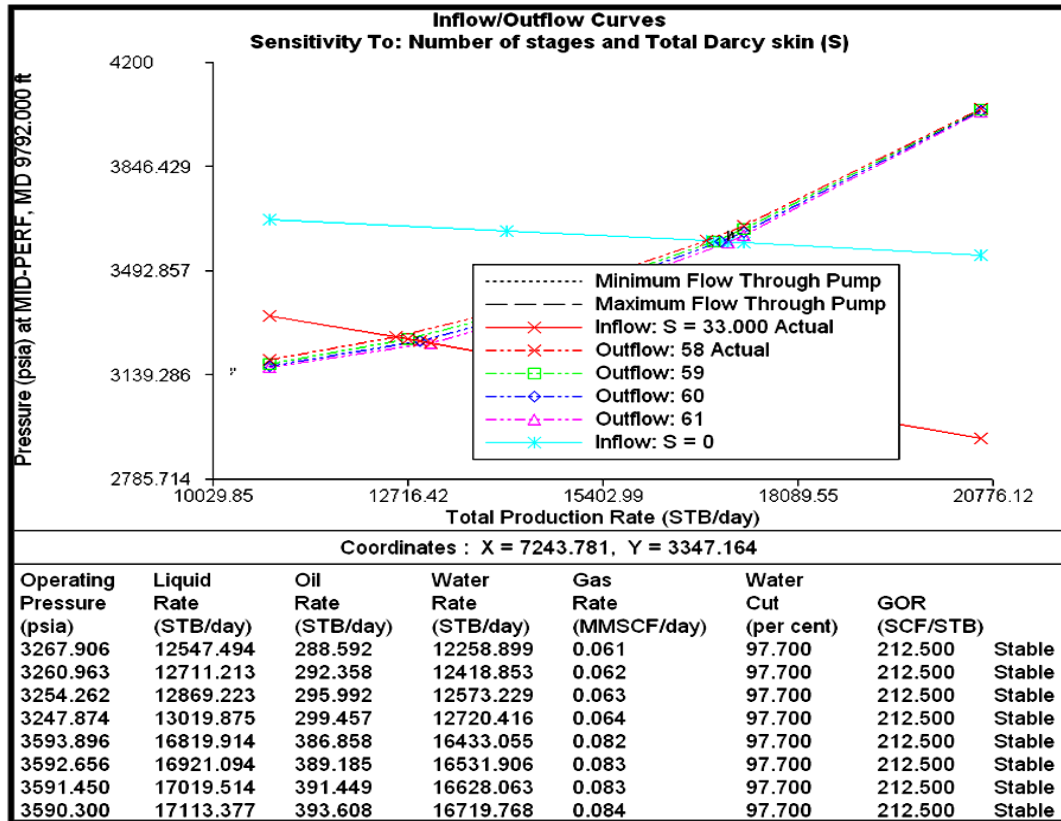


Fuente. Software Wellflo™.

No en todos los parámetros de la bomba que se sensibilizaron se obtuvo ganancia de producción (Ver Anexo E), para el caso específico de CAM-013 se obtuvo ganancia al variar la frecuencia de la bomba y el número de etapas. La profundidad de asentamiento no generó un aumento de producción, como se observa en la figura 46.

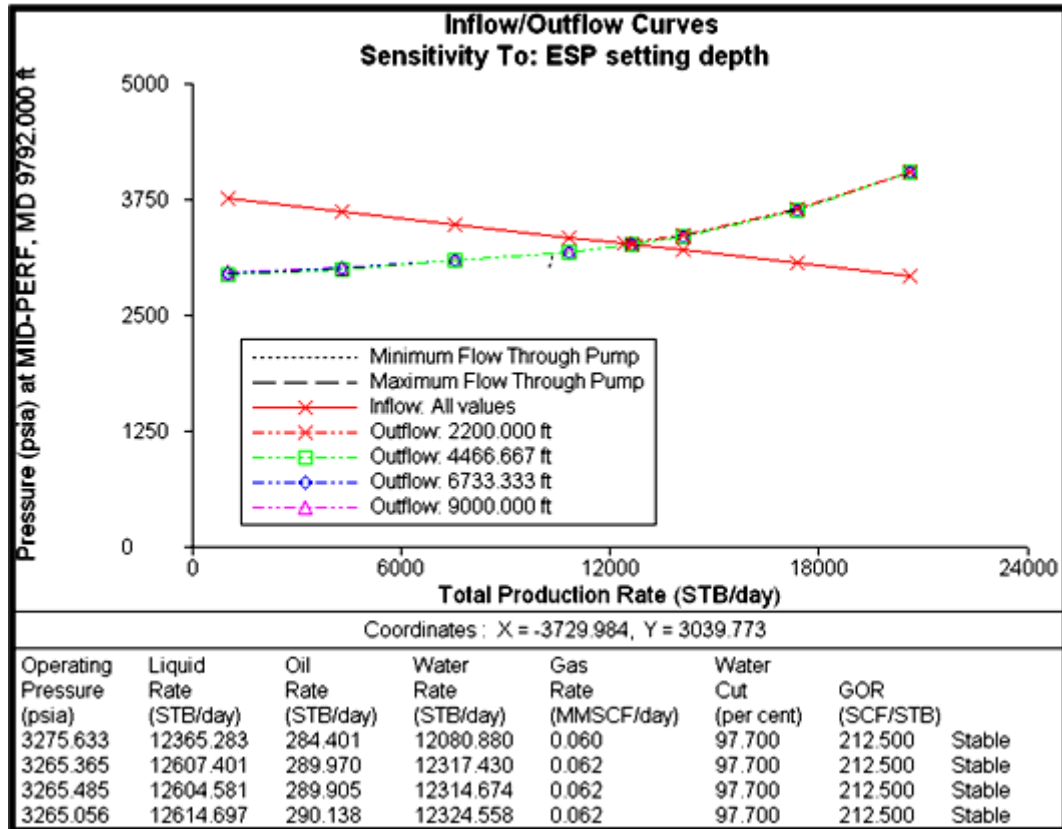
Este análisis se le realizó a todos los pozos y se observó que en ninguno aumentó la producción al variar la profundidad de asentamiento de la bomba. En otros se tuvo aumento al variar la frecuencia o las etapas y en algunos casos las dos variables generaran incremento de producción.

Figura 45. Variación del número de etapas de la bomba al daño actual y S=0.



Fuente. Software Wellflo™.

Figura 46. Efecto al variar la profundidad de asentamiento de la bomba del pozo CAM-013.



Fuente. Software Wellflo™.

- **Determinación de las condiciones óptimas de operación del pozo:** después de hacer el análisis gráfico de identificando las variaciones comunes en los pozos, se organiza la información y se plantea dicho análisis de forma más detallada en el capítulo 4, donde se determinan las nuevas condiciones operativas convenientes para aumentar la producción de cada pozo, inicialmente, para poder estimar aumento de producciones

3.2 METODOLOGÍA PROYECTO DE ANÁLISIS NODAL UTILIZANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE “WELLFLO” PARA POZOS INYECTORES

La metodología desarrollo para un pozo inyector no difiere en mucho de la planteada anteriormente para los pozos productores, para ilustrar el análisis de un pozo inyector se tomara como caso base la simulación hecha al pozo CAM-024.

3.2.1 Selección de los pozos. Debido a cortes de agua tan altos se hace necesario estudiar la posibilidad de aumentar la cantidad de agua inyectada a la formación. Por esto se hace el análisis a los tres pozos existentes en el campo Santiago, que se relacionan a continuación.

Tabla 4. Pozos Inyectores del Campo Santiago.

Pozo	P_{iny} (Psi)	Q_{iny} (BWPD)	Tiempo (hrs)
CAM-022	1750	42432	24
CAM-023	2130	9859	24
CAM-024	1120	16512	24

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

Como caso base se tomó el pozo **CAM-024**. Donde la presión de fondo P_{wf} (psi) requerida para inyectar una rata de inyección Q (STB/día) es:

Tabla 5. Test Point CAM-024, caso base.

TEST POINT CAM-024	
P_{wf} (psi)	4,107
Q (STB/día)	16,512

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

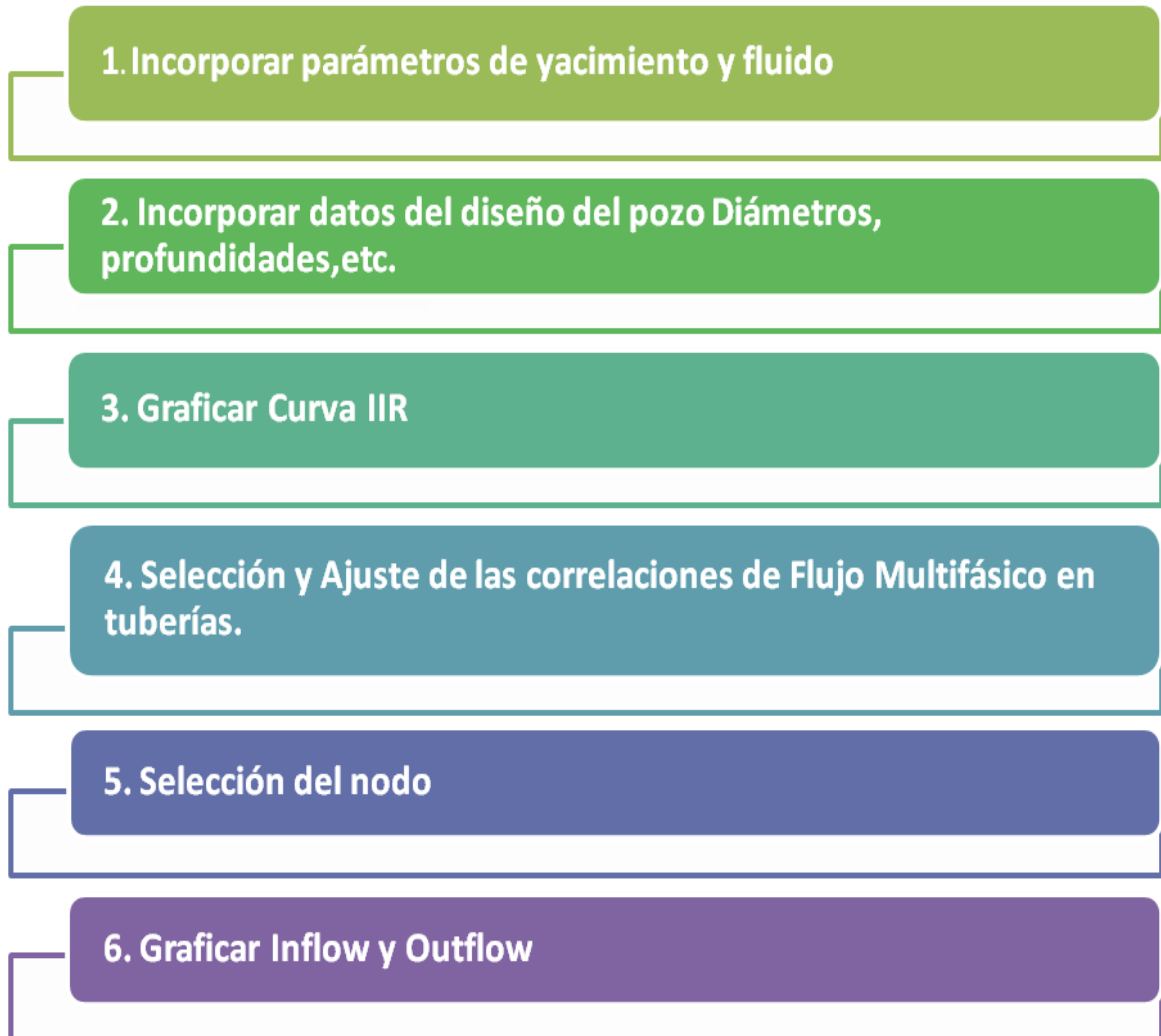
La presión de fondo fluyendo de un pozo se mide mediante un sensor de presión instalado en el fondo del pozo, en el caso de los pozos que no tienen dicho sensor es necesario calcular la presión de fondo para poder definir el test point. La presión de fondo de los pozos fue tomada de la base de datos del Campo Santiago.

3.2.2 Recopilación y validación de información. El proceso de recopilación y validación de los pozos inyectoros no difiere en nada de los pozos productores. La información requerida es: Estado Mecánico del pozo, descripción de las líneas de superficie, presión de inyección, presión de descarga de la bomba, datos del fluido (agua) y yacimiento.

3.2.3 Cotejo del comportamiento actual del pozo. El paso a paso de esta etapa se relaciona en el siguiente esquema.

En la figura 47 se muestra el paso a paso para el cotejo del comportamiento actual de un pozo inyector con utilizando el software Wellflo™

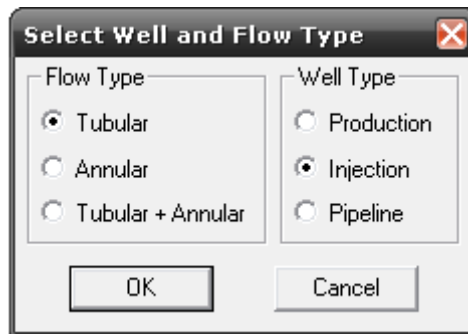
Figura 47. Pasos en el cotejo del comportamiento actual de pozos inyectoros.



Fuente. Autores

Antes de iniciar a simular el pozo inyector en Wellflo™ es importante seleccionar la opción Injector Well en el software, como se observa en la Figura 48. Esto permite que se activen las opciones necesarias para este tipo de pozos o para que se desactiven las que no aplican para los pozos inyectoros de agua.

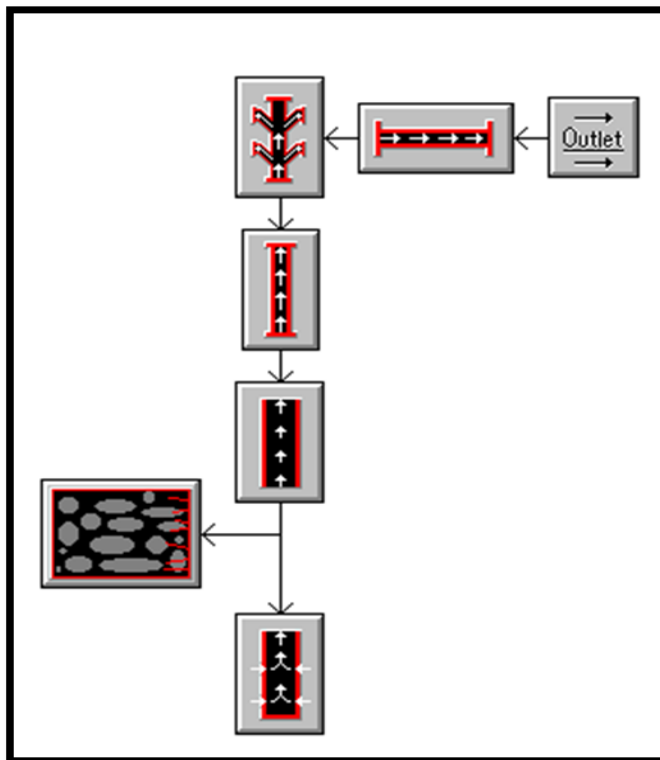
Figura 48. Selección del tipo de pozo en Wellflo™.



Fuente. Software Wellflo™.

En la Figura 49, se observa como las flechas que indican la dirección del flujo, tienen dirección contraria a la de pozos productores, como es de esperarse.

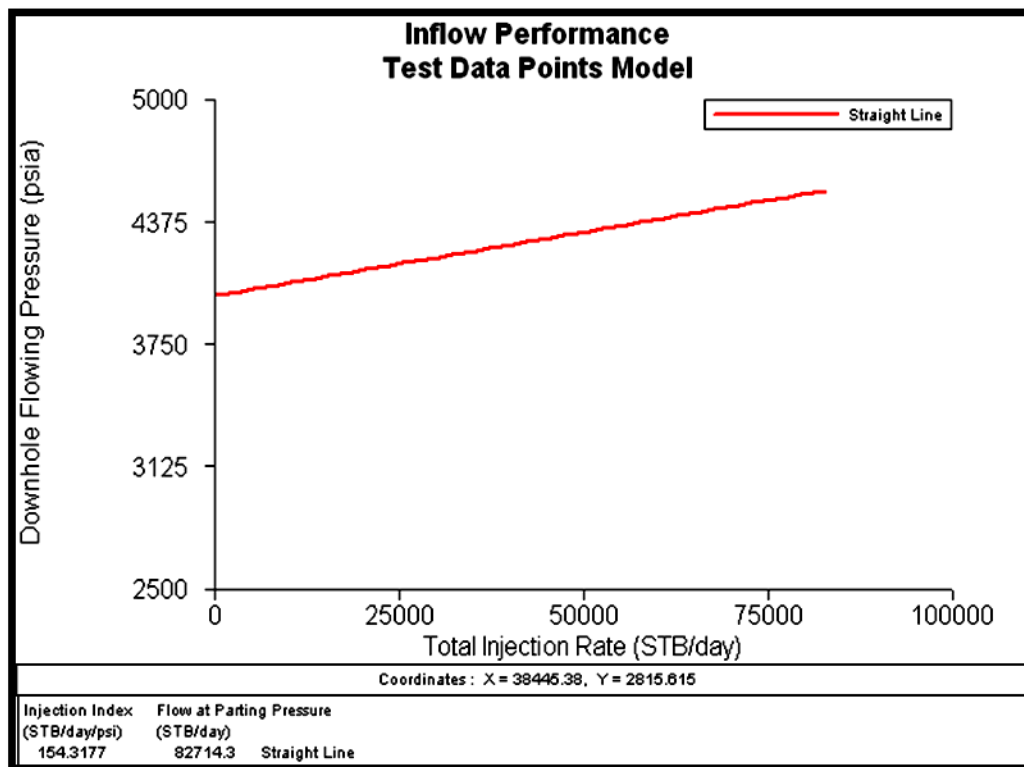
Figura 49. Esquema simulado del pozo CAM-024.



Fuente. Software Wellflo™.

Luego del proceso de incorporación de datos al software se gráfica la Curva IIR, también se obtiene el Índice de Inyectividad (J) y daño de la formación. Ver figura 50.

Figura 50. Curva del índice de Inyectividad del pozo CAM-024.

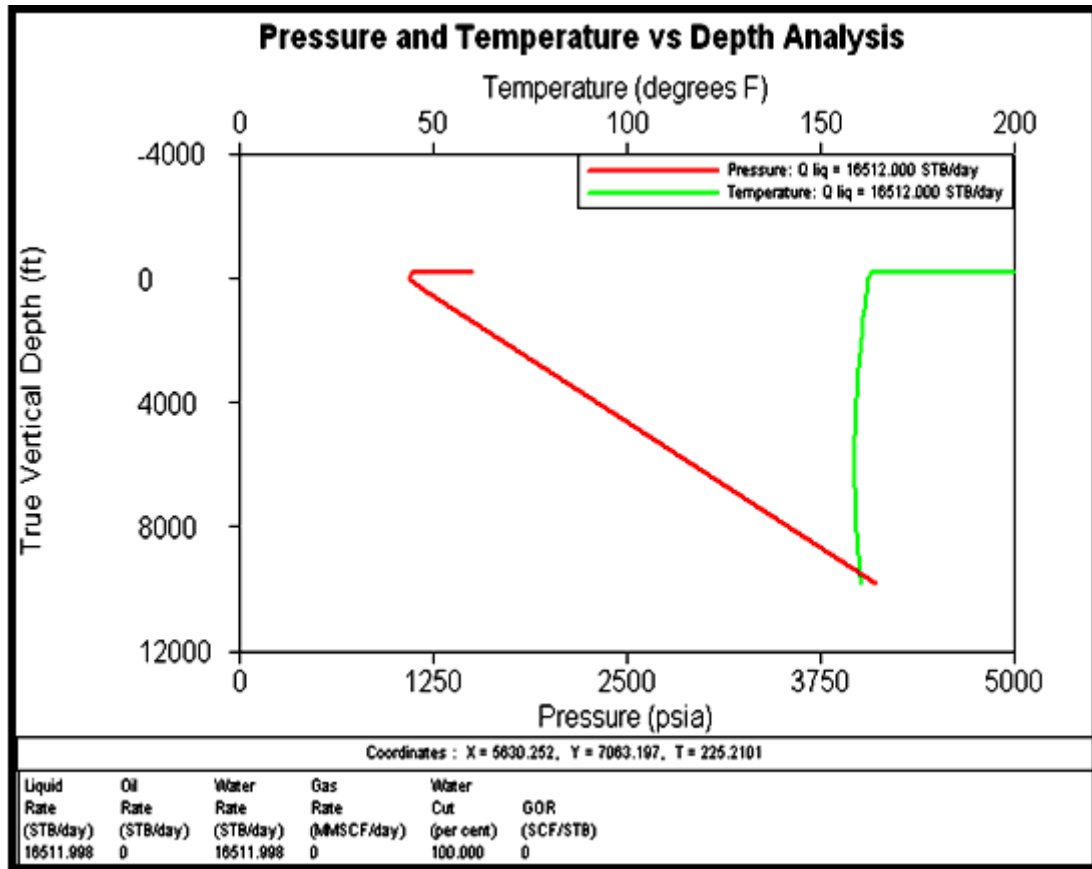


Fuente. Software Wellflo™.

Se debe seleccionar la correlación de flujo Multifásico en tuberías para que se tengan en cuenta las pérdidas por fricción en los cálculos de presiones en cada nodo que hace el software internamente. La correlación que ajusta mejor el

comportamiento del pozo CAM-024 fue Fancher and Brown²³. En la Figura 51 se observan dichas pérdidas.

Figura 51. Perdidas de presión por fricción en la tubería del pozo CAM-024



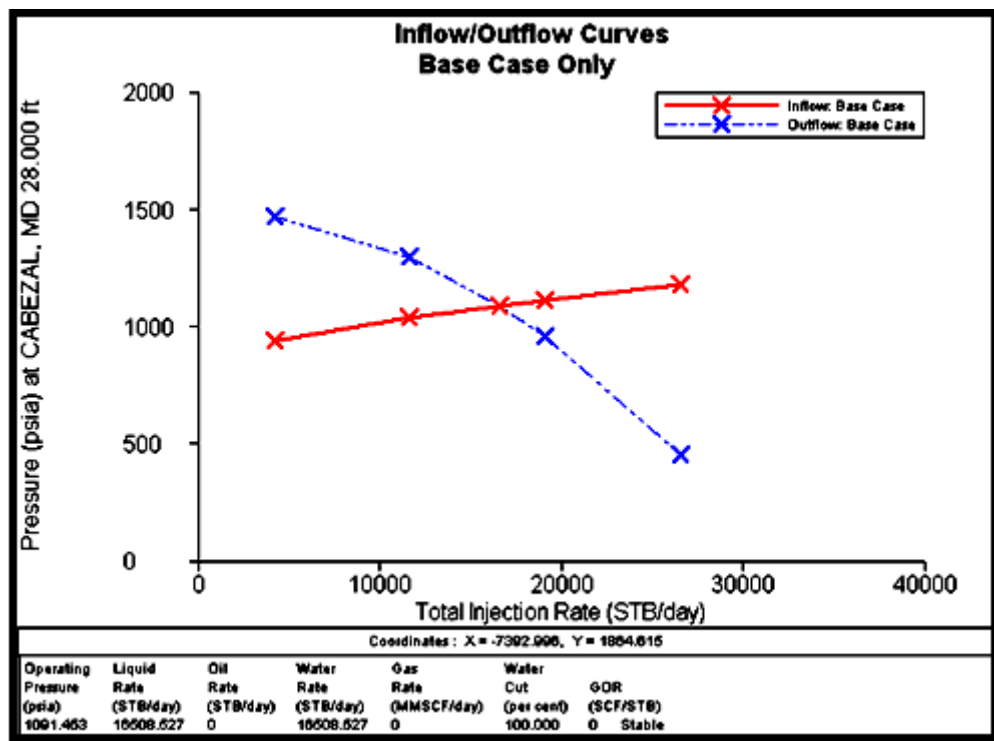
Fuente. Software WellfloTM.

La selección del nodo se hace dependiendo los parámetros que se deseen analizar, en el caso de los pozos inyectores se deseaba analizar los efecto por variación en el diámetro en la línea de superficie y producción, variación en la

²³ BROWN, Kermit E. Inflow performance. En: The technology of Artificial Lift Methodos. 1ª edición. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 4V,

presión de cabeza y daño de la formación. Por esto se ha escogido el nodo solución en cabeza de pozo, que aunque teóricamente no es el más recomendado para analizar el daño con la ayuda del software es posible ver el efecto en la presión de cabeza con respecto a variaciones en el daño de formación. Luego de definir el nodo se gráfica el Inflow y Outflow. Ver Figura 52.

Figura 52. Inflow/ Outflow a condiciones actuales de producción del pozo CAM-024.

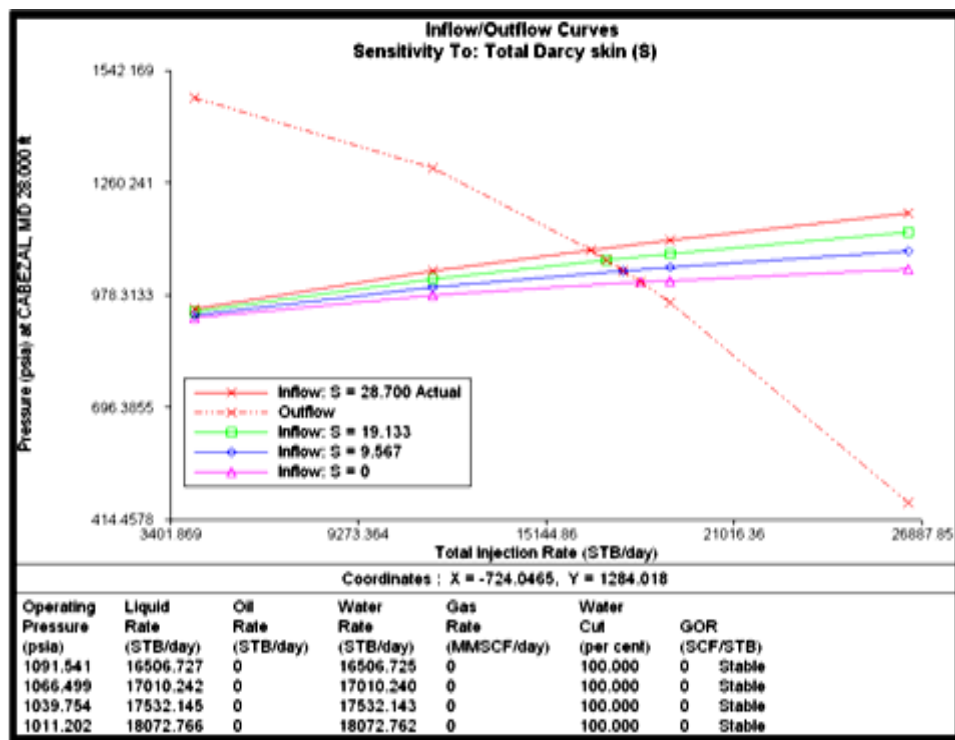


Fuente. Software Wellflo™.

Como se observa el punto de corte de las dos curvas es muy similar al Test point inicialmente definido. Esto indica que la simulación es correcta. Con base en esto puedo realizar las sensibilización y analizar cuales me permiten aumentar la rata de inyección del pozo.

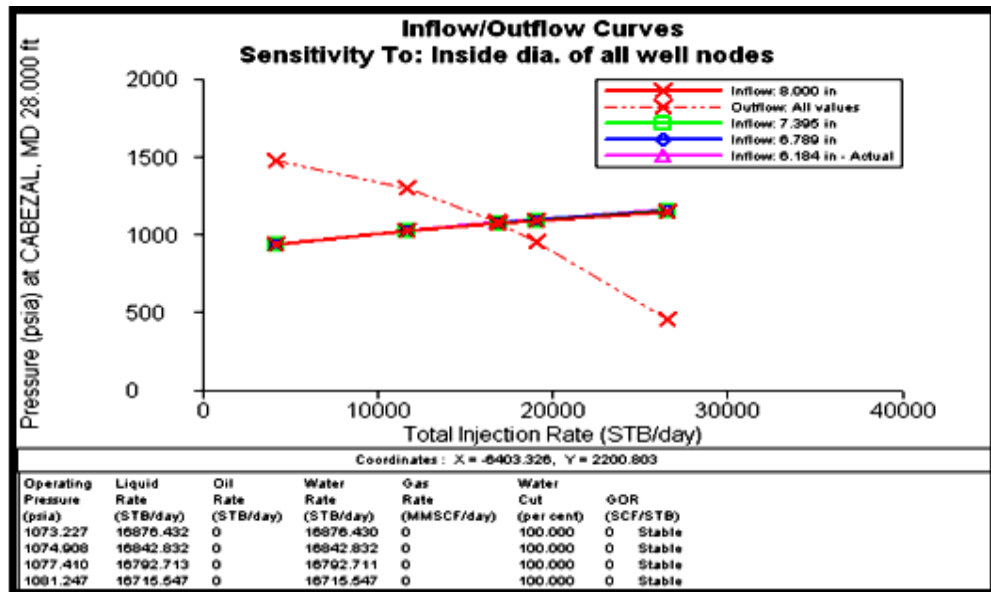
3.2.4 Optimización del sistema de producción. En las figuras 52, 53, 54, 55 y 56 relacionadas a continuación se observa los parámetros que se variaron, de los cuales para el pozo CAM-024 el daño y la variación en la presión de descarga de la bomba muestran una oportunidad de optimización en la tasa de inyección. El diámetro del tubing y de la línea de superficie no muestra un aumento de caudal atractivo para recomendar un cambio a las características actuales. Al igual que en los pozos productores el análisis de resultados se muestra en el capítulo 4, donde quedan definidas las nuevas condiciones del sistema de inyección

Figura 53. Efecto en la variación del daño de formación del pozo CAM-024.



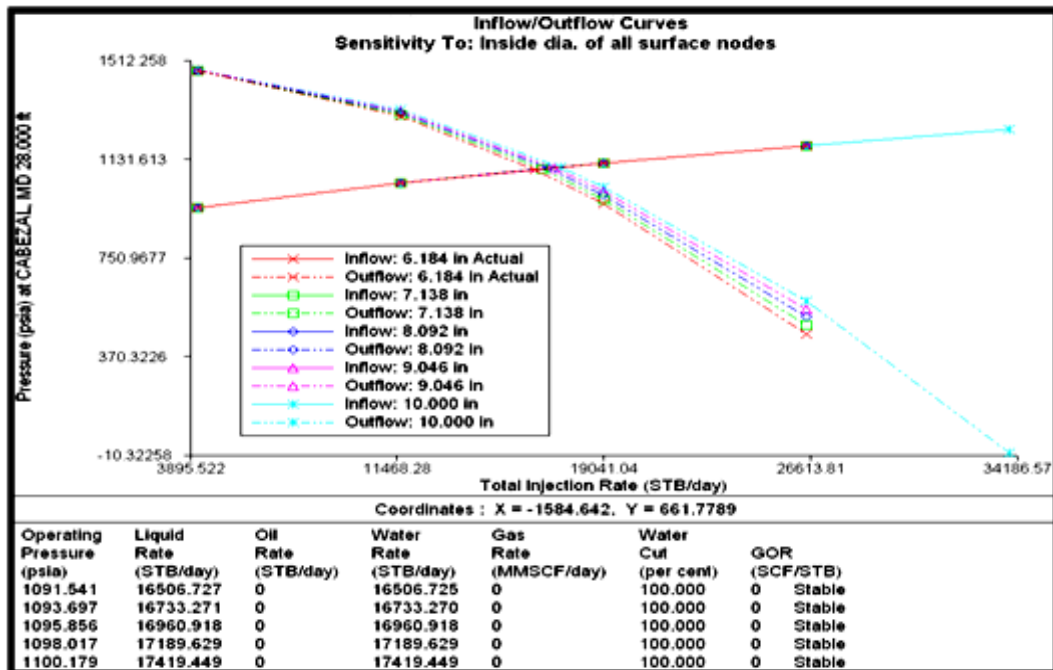
Fuente. Software Wellflo™.

Figura 54. Variación en el diámetro interno de la tubería de producción para el pozo CAM-024.



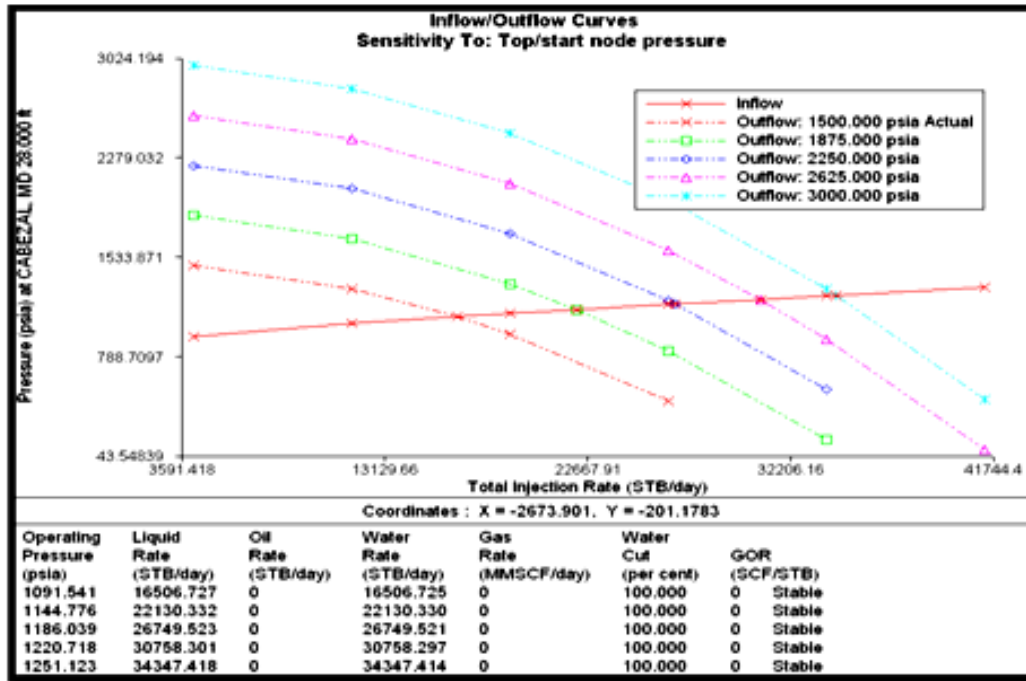
Fuente. Software Wellflo™.

Figura 55. Efecto al variar el diámetro de la línea de flujo del pozo CAM-024.



Fuente. Software Wellflo™.

Figura 56. Efecto de la variación en la presión de descarga de la bomba del pozo CAM-024.



Fuente. Software Wellflo™.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para una mejor interpretación de los resultados, este análisis se ha organizado de acuerdo a las sensibilizaciones realizadas, comparando la producción actual y ganancias obtenidas con el Análisis nodal. La información perteneciente a las curvas de Inflow y Outflow para cada pozo se pueden observar en los anexos.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS POZOS PRODUCTORES

Después de haber aplicado la metodología del capítulo 3, para pozos productores se sensibilizó los parámetros del daño y la bomba, en los cuales se obtuvo un incremento significativo en la producción. Se analizó tres escenarios:

- Remover el daño, asumiendo $S=0$
- Asumir $S=0$ y variar las condiciones operativas de la BES (frecuencia y número de etapas)
- Variar las condiciones operativas de la BES, sin asumir $S=0$

En cuanto al tamaño de la tubería de producción, choke, separador y las líneas de flujo, se efectuó la sensibilización, mostrando que el diseño es apropiado para las condiciones de producción ya que no hubo ningún incremento en la producción. Estos parámetros no se incluyen en el análisis de resultados.

4.1.1 Remover Daño, $s=0$. Los pozos a los que se les removió el daño y que muestran incremento en la producción se relacionan en la tabla 6, donde se observa las condiciones actuales de presión de fondo, caudal de aceite y el daño a

la formación de cada pozo. En la tabla 6 también se registra las nuevas condiciones operativas producto de remover el daño.

Tabla 6. Sensibilización al daño.

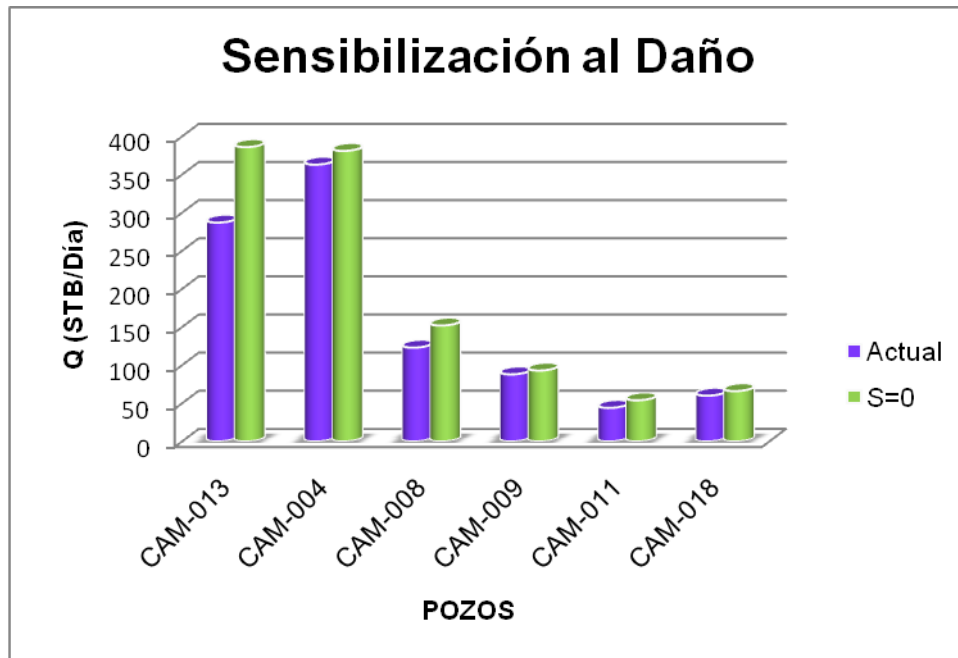
POZO	ACTUAL			Sensibilización del daño (S = 0)	
	Pwf (psia)	Daño (S)	Q _o (STB/día)	Pwf (psia)	Q _o (STB/día)
CAM-013	3267	33	287	3593,9	386
CAM-004	3833	10,8	363	3932,2	381
CAM-008	3864,2	42	123	3976,8	152
CAM-009	3921,2	24	88	3986,8	93
CAM-011	3929,7	28,5	44	4004,7	54
CAM-018	4022,8	6,4	60	4117,6	66
TOTAL			964		1132

Fuente. Autores.

Con el fin de visualizar cual es el efecto en la producción después de remover el daño, se plantea la siguiente gráfica, en el cual se observa claramente el incremento en la producción. Ver figura 57.

Si se realiza una campaña de estimulación a estos pozos el porcentaje en el que aumentarían su producción sería un 17.3% con respecto al total de la producción actual de estos pozos, y con respecto a la producción total del campo sería un 7.8%.

Figura 57. Comparación tasas de producción después de remover el daño.

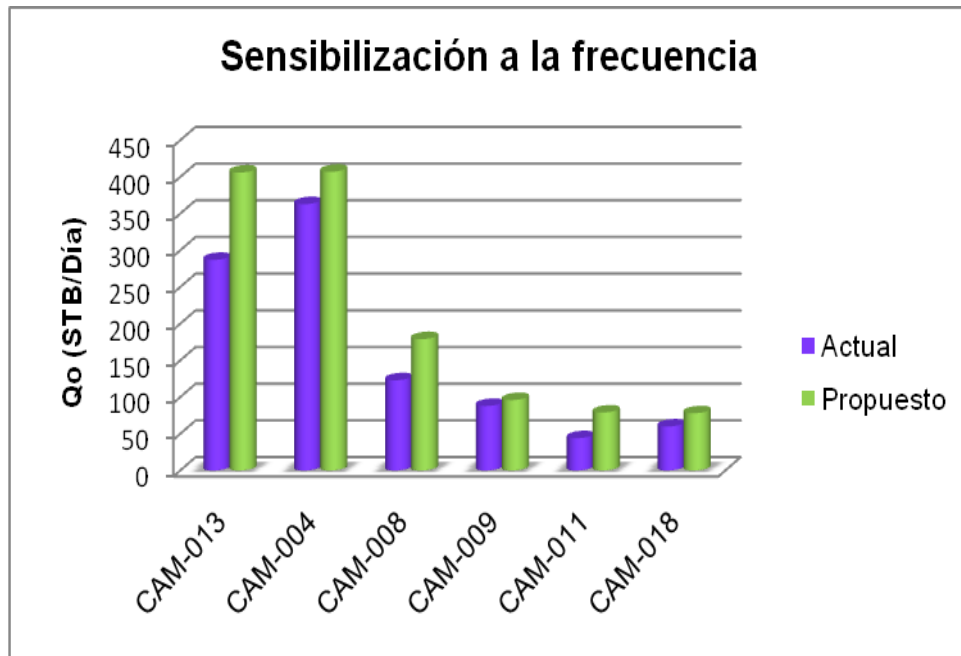


Fuente. Autores.

4.1.2 Asumir S=0 y variar las condiciones operativas de la BES (frecuencia y número de etapas). El efecto combinado de remover el daño más realizar la sensibilización los parámetros operativos de la bomba incremento significativamente la producción de aceite de cada pozo. Como se puede observar en la tabla 7. También se analizó la profundidad de asentamiento de la bomba para cada uno de los pozos mencionados y no se obtuvo ningún aumento en la producción.

En la figura 58 se observa el incremento en la producción debido al aumento en la frecuencia de la bomba. Si este cambia en la frecuencia de estos pozos se realiza se obtendría una ganancia de un 13% con respecto a la producción total del campo.

Figura 58. Pozos estimulados y sensibilización en la frecuencia de la bomba.



Fuente. Autores.

Tabla 7. Sensibilización de la bomba cuando el daño es cero.

POZO	ACTUAL		Sensibilización de la Bomba cuando el S = 0					
	Frecuencia (Hz)	Número de etapas	Frecuencia (Hz)	Pwf (psia)	Qo (STB/día)	Número de etapas	Pwf (psia)	Qo (STB/día)
CAM-013	58	58	60	3583,5	406	61	3590,3	393
CAM-004	57	44	60	3927,2	407	48	3930,4	390
CAM-008	46	41	52	3968,3	179	44	3975,5	156
CAM-009	45	101	46	3985,3	96	106	3986	95
CAM-011	42	32	56	3982,3	79	42	4000,3	59
CAM-018	43,2	77	50	4068,2	78	94	4102,3	70
TOTAL					1245			1163

Fuente. Autores.

Al cambiar el número de etapas de la bomba se obtiene una ganancia de producción, como se observa en la figura 59. Si se realiza este cambio en el número de etapas en los pozos relacionados, el incremento en la producción total del campo será del

Figura59. Pozos estimulados y sensibilización al número de etapas de la bomba.



Fuente. Autores.

4.1.3 Variar las condiciones operativas de la BES. Este análisis se le realizó a todos los pozos del campo con el fin de cuantificar cual sería el aumento en la producción debida a cambios en las condiciones operativas de la bomba. Ver tabla 8.

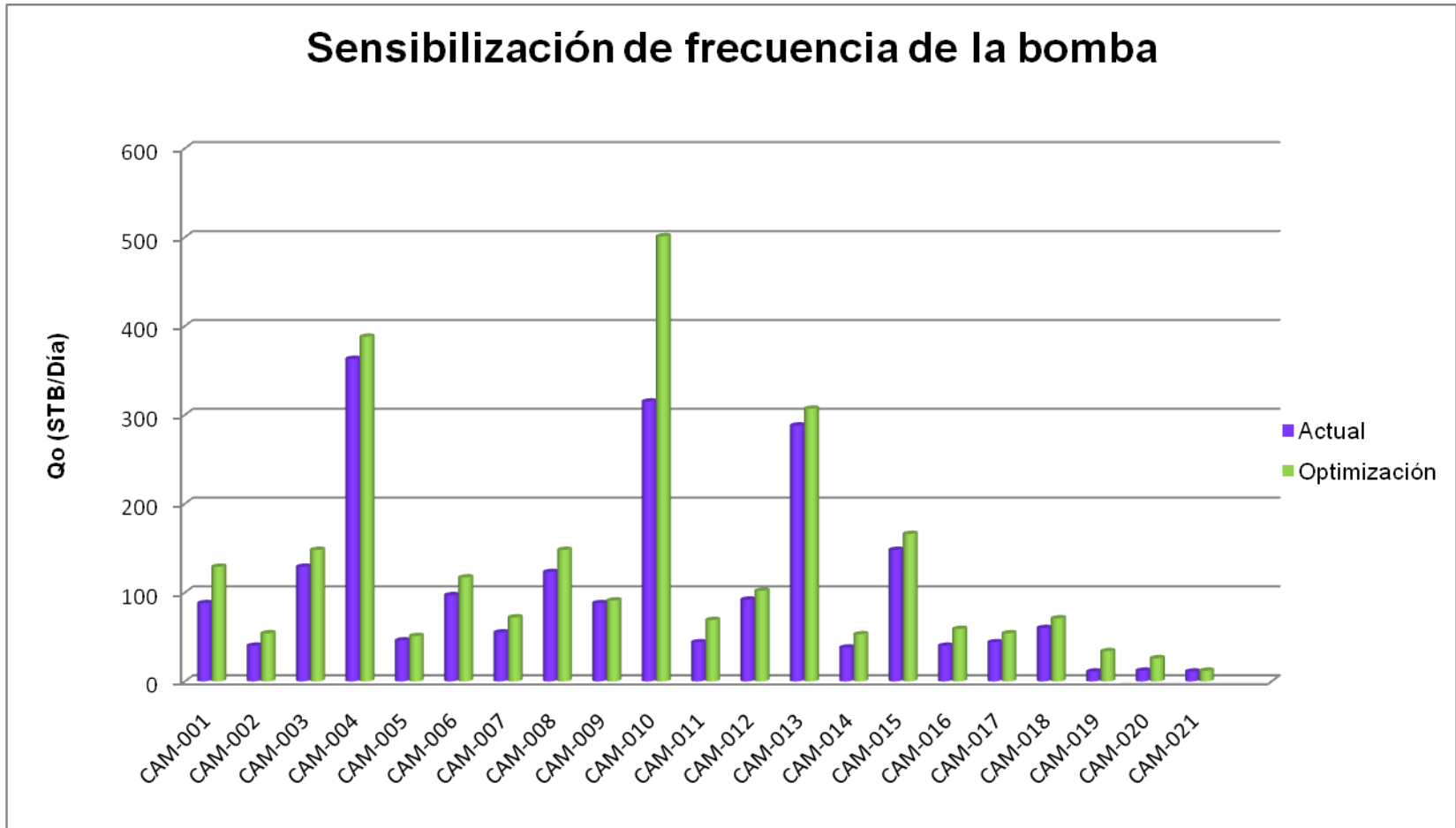
En las figuras 60 y 61 se visualiza la comparación de la producción de aceite actual del campo Santiago con el análisis de la sensibilización a la frecuencia y la sensibilización al número de etapas de la bomba respectivamente.

Tabla 8. Sensibilización de la bomba.

POZO	ACTUAL					Sensibilización de la Bomba				
	Pwf (psia)	Qo (STB/día)	Frecuencia (Hz)	Número de etapas	Frecuencia (Hz)	Pwf (psia)	Qo (STB/día)	Número de etapas	Pwf (psia)	Qo (STB/día)
CAM-001	3895,4	88	45,5	34	70	3844,1	129	40	3891,9	90
CAM-002	3772,4	40	52,5	93	65	3748,6	54	120	3748,6	44
CAM-003	3828,7	129	58	29	66	3800,7	148	35	3821,6	134
CAM-004	3833	363	58	58	60	3821,2	388	48	3828,6	372
CAM-005	3991	46	51	79	55	3987,9	51	100	3988,7	49
CAM-006	3917,2	97	59	78	66	3903,3	117	95	3908,7	109
CAM-007	3972,3	55	47	72	63	3914,4	72	100	3971,8	56
CAM-008	3864,2	123	57	44	52	3831,2	148	46	3854,5	130
CAM-009	3921,2	88	46	41	46	3917	91	106	3918,7	90
CAM-010	3715	315	40	79	63	3665,2	501	135	3705,2	354
CAM-011	3929,7	44	45	101	55	3855,5	69	42	3905,1	52
CAM-012	3956,4	92	47	61	50	3948,6	102	70	3952,2	97
CAM-013	3267	288	42	32	58	3232,9	307	61	3247,9	299
CAM-014	4287	38	47	108	60	4244,7	53	149	4276,8	42
CAM-015	3959,7	148	65	16	70	3950,3	166	47	3895	261
CAM-016	3881,4	40	49,5	35	65	3804,5	59	63	3840,1	51
CAM-017	4307,8	44	53	79	63	4281	54	120	4296,5	48
CAM-018	4022,8	60	43,2	77	50	3952,9	71	94	4102,3	70
CAM-019	3805,6	11	57	39	200	3710,5	34	120	3793,2	14
CAM-020	3841,1	12	55	118	115	3652,2	26	146	3832,9	12
CAM-021	3897	11	56	79	71	3886,8	12	120	3883,2	13
TOTAL		2132					2652			2387

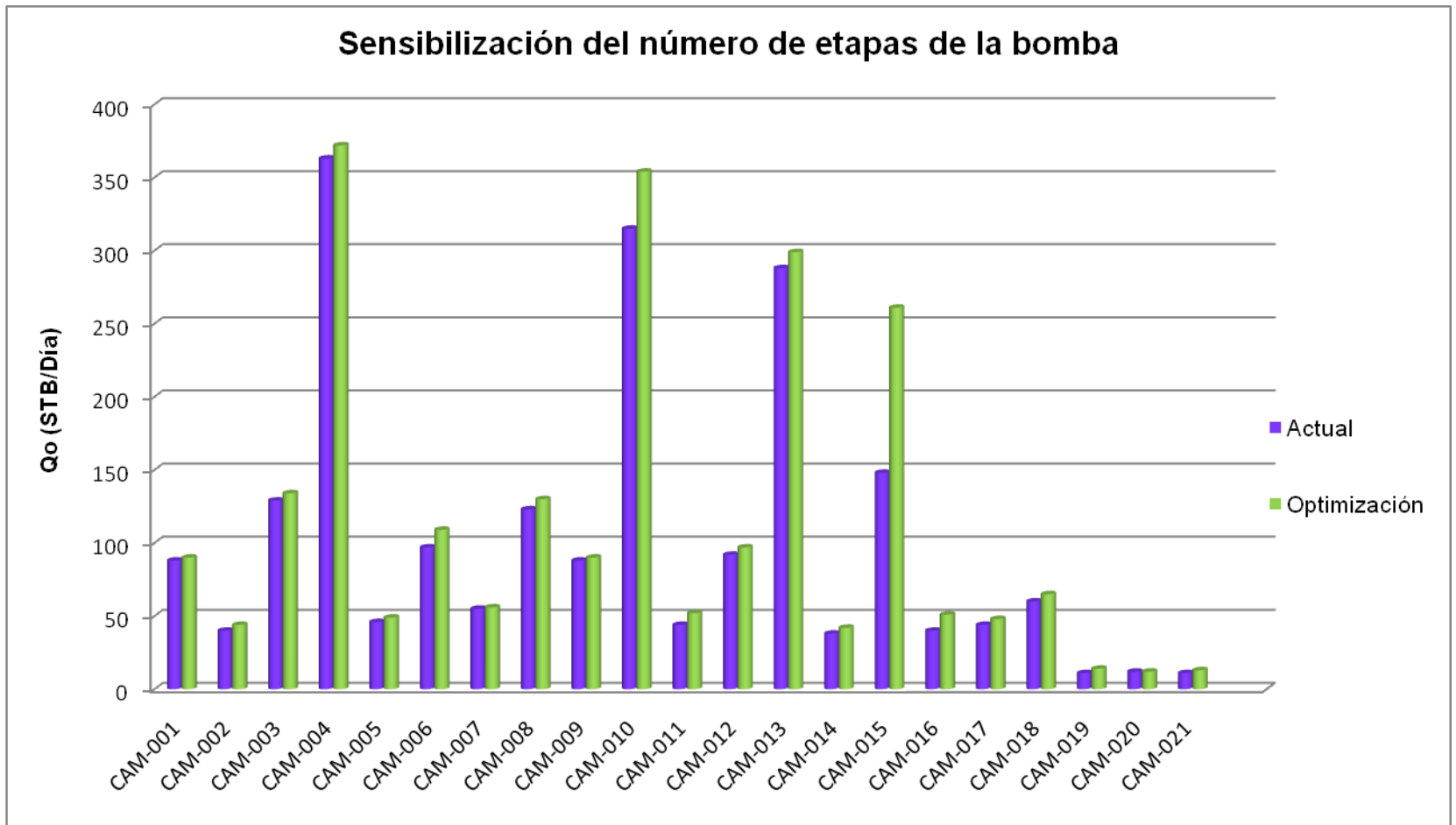
Fuente: Autores.

Figura 60. Comparación de las tasas de producción con el análisis de la sensibilización de la frecuencia de la bomba



Fuente: Autores.

Figura 61. Comparación de las tasas de producción con el análisis de la sensibilización al número de etapas de la bomba.



Fuente. Autores.

Si se cambia el número de etapas de la bomba de todos los pozos se obtendría una ganancia de un 11.5% con respecto a la producción total del campo. Pero, si se varía la frecuencia actual a la frecuencia propuesta todos los pozos del campo se obtendría una ganancia de un 24.3% con respecto a la producción total actual del campo.

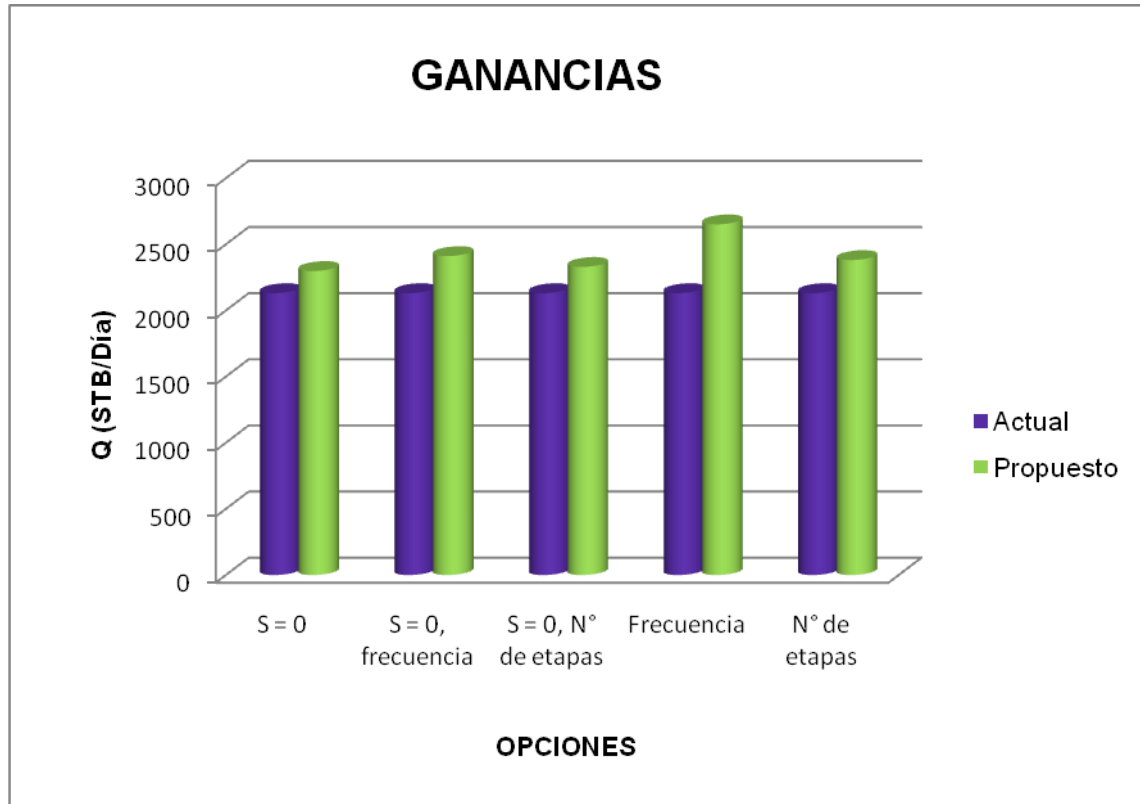
Con el objetivo de observar la ganancia global al optimizar las variables ya mencionadas de los pozos productores de Campo Santiago, se presenta en la tabla 9, donde se resume las posibles alternativas de optimización en el Campo Santiago. Como se observa en la figura 62, el mayor aumento se obtiene optimizando la frecuencia de la bomba logrando un incremento de 520 STB/día. La variación en las etapas y la remoción del daño también sugieren una buena oportunidad para optimizar la producción del campo Santiago.

Tabla 9. Producción de aceite total del campo Santiago para cada sensibilización.

Sensibilización	Qo _T Actual (STB/día)	Qo _T (STB/día)	ΔQo (STB/día)
S = 0	2132	2299	167
S = 0, frecuencia	2132	2412	280
S = 0, número de etapas	2132	2330	198
Frecuencia	2132	2652	520
Número de etapas	2132	2387	255

Fuente. Autores.

Figura 62. Comparación de producción con las diferentes sensibilizaciones realizadas a Campo Santiago.



Fuente. Autores.

El análisis nodal recomienda sensibilizar la bomba electrosumergible (operación de frecuencia y número de etapas), ya que se obtiene un aumento del 24.4% con respecto a la producción actual del Campo Santiago.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE POZOS INYECTORES

Al aplicar la metodología propuesta en el capítulo 3 para pozos inyectoros se realiza el análisis de sensibilización a los pozos que presentaran daño en la formación y en la presión de descarga de la bomba.

También se analizó el tamaño de la tubería y las líneas de flujo sin presentar ningún cambio significativo en el caudal de agua inyectada, considerando que el diseño es apropiado para las condiciones actuales.

A continuación se especifica los comportamientos de la presión y el caudal de inyección actuales con el análisis de las sensibilizaciones hechas. Ver tabla 10.

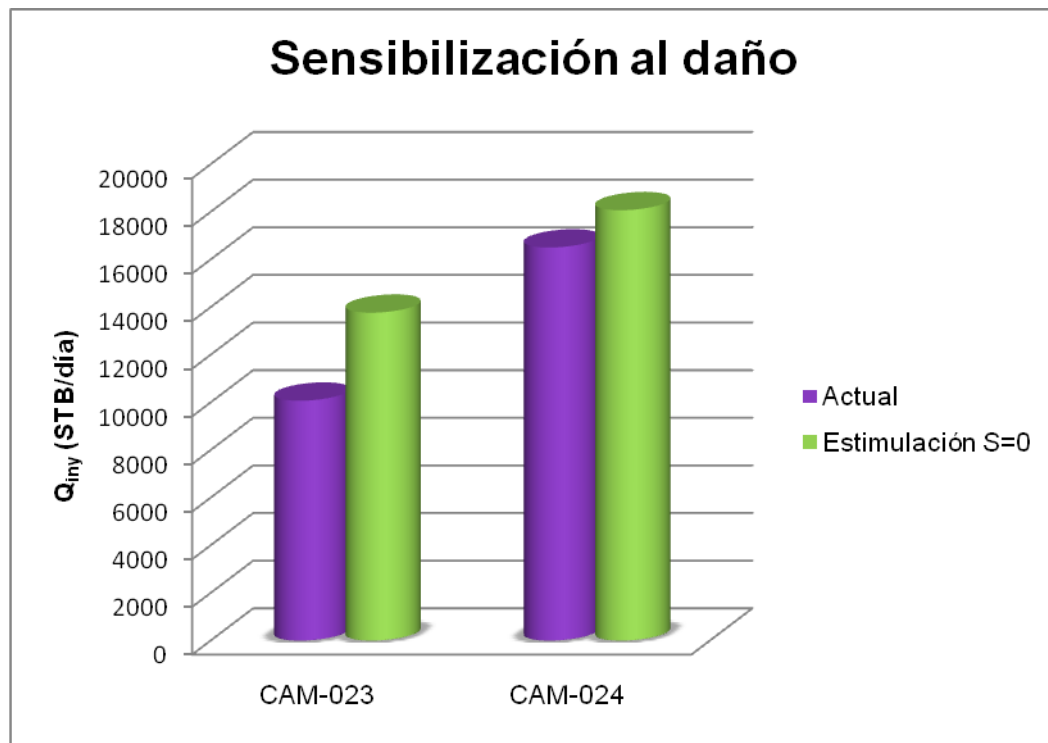
Tabla 10. Sensibilización al daño y presión de descarga de la bomba (P_{dp}).

Pozo	Actual			Estimulación S=0		P_{dp}	
	Q_{iny} (STB/día)	P_{wh} (Psia)	Daño (S)	Q_{iny} (STB/día)	P_{wh} (Psia)	Q_{iny} (STB/día)	P_{wh} (Psia)
CAM-022	42434	1734	-3,4	-----	-----	57822	2465
CAM-023	10074	2113	125	13769	1781	13928	2265
CAM-024	16506	1091	28,7	18072	1011	34347	1251

Fuente. Autores.

La figura 63 se muestra los pozos que se realizó la sensibilización al daño; el pozo CAM-024 presenta un incremento significativo en el caudal de inyección mientras que el pozo CAM-023 la variación no es tan notoria.

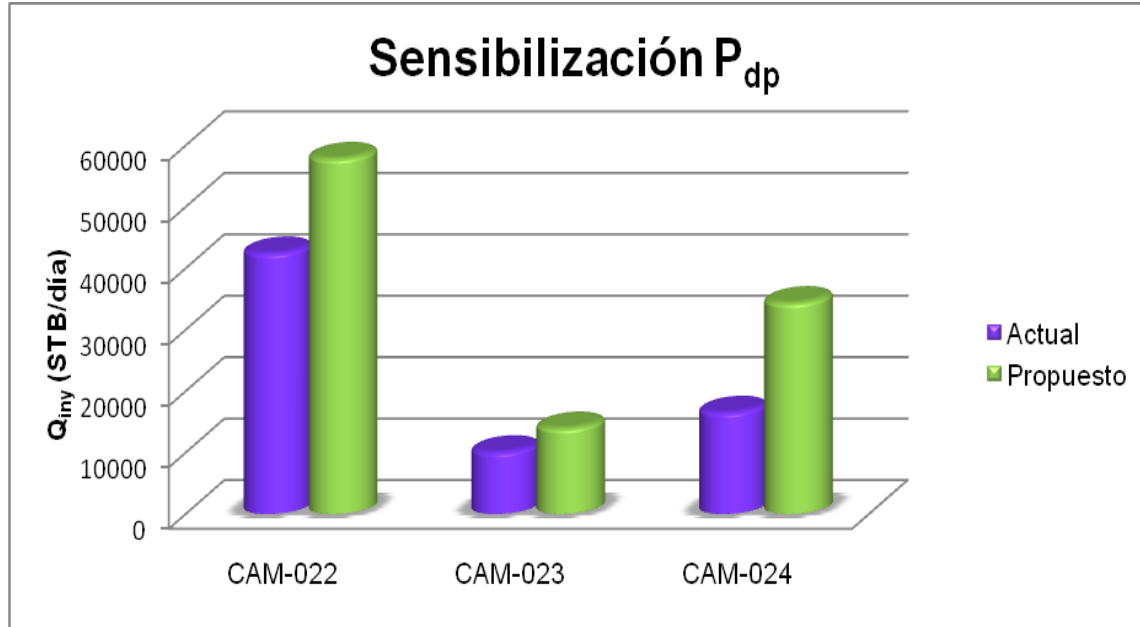
Figura 63. Sensibilización al daño para pozos inyectoros.



Fuente. Autores.

En la figura 64 se puede observar la sensibilización de la presión de descarga de la bomba para los tres pozos inyectoros, presentando un aumento significativo en el caudal de inyección para los pozos CAM-021 Y CAM-024

Figura 64. Sensibilización de la presión de descarga de la bomba para pozos inyectoros.



Fuente: Autores.

Con los resultados obtenidos se recomienda optimizar la presión de descarga de la bomba (P_{dp}), la cual incrementa considerablemente el caudal de inyección en un 88% en comparación si se realizara una estimulación al pozo. Ver tabla 11.

Tabla 11. Caudal de inyección total para el Campo Santiago.

Caudal Total Q_{iny} (STB/día)	Sensibilización	Q_{inyT} (STB/día)	ΔQ_{iny} (STB/día)
26580	Daño $S = 0$	31841	5261
69014	P_{dp}	106097	37083

Fuente: Autores.

5. CONCLUSIONES

- El estudio realizado al Campo Santiago muestra que a pesar de ser este un campo maduro, presenta un gran potencial productivo, dando la oportunidad de optimizar algunos componentes del sistema de producción actual.
- Se ha determinado que tanto las líneas de producción como las de superficie tienen las dimensiones adecuadas, ya que un aumento en el diámetro de estas no refleja ningún aumento en la producción, o sea no restringen el flujo y por el contrario son la opción económicamente más viable.
- Las restricciones al flujo existentes, en el caso de los pozos productores, son debidas al daño de formación y a las condiciones operativas de las bombas electrosumergibles. En los pozos inyectores son básicamente atribuidas a las bajas presiones de descargas manejadas en la bomba de inyección.
- El incremento observado sobre el caudal de producción al remover el daño de formación no es lo suficientemente atractivo como para recomendar realizar una estimulación.
- El alto porcentaje de agua presente en los pozos es un parámetro crítico si se desea aplicar las optimizaciones mencionadas en este estudio, ya que un pequeño aumento en el caudal de aceite significa un gran aumento en el volumen de agua producida.
- Se puede concluir que fue de gran importancia para la compañía PETROBRAS COLOMBIA LIMITED realizar un estudio que permitieran plantear y evaluar proyectos que tengan como objetivo aumentar la producción del campo.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar una serie de pruebas de los pozos de Campo Santiago para obtener una data confiable y así evaluar el análisis nodal, y validar los resultados de este proyecto.
- Se recomienda realizar las variaciones respectivas a la frecuencia de las bombas electrosumergibles instaladas en cada pozo, debido a que genera el mayor aumento en la producción del Campo.
- Se recomienda aumentar la presión de descarga de la bomba a los pozos inyectores, ya que aumenta significativamente el caudal de inyección.
- Realizar un análisis económico de este estudio, que permita darle viabilidad a las operaciones técnicas propuestas en este estudio y así efectuar la optimización de la producción en el Campo Santiago.
- Evaluar la posibilidad de nuevos pozos inyectores en formaciones no exploradas antes en el Campo Santiago, para facilitar la producción de agua y valorar la capacidad del tratamiento del agua de inyección.
- Verificar la capacidad de diseño de las facilidades de superficie para procesar tanto la producción de aceite como la producción de agua, si se considera efectuar la optimización propuesta en este proyecto.
- Considerar la posibilidad de taponar o aislar las formaciones productoras de agua; disminuir la permeabilidad relativa con el fin de reducir el corte de agua en los pozos productores.

BIBLIOGRAFÍA

- **BEGGS, H. Dale.** Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 2 ed. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills, 1991.
- **BROWN, Kermit E and LEA, James F.** The technology of Artificial Lift Methods. 1ª edición. Tulsa Oklahoma: PenWell Publishing Company, 3V 1980.
- **DÍAZ, Ricardo José.** 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, facultada de físico-química. Escuela de ingeniería de petróleos, 2009.
- **LEE, H.K.** Computer modeling and optimization for sumersible pump lifted Wells. En: Society Of Petroleum Engineers, (on-line). November 1988. www.spe.org. SPE 17586.
- **MAGGIOLO Msc. Ricardo.** ESP oil international training group: Optimización de la producción mediante análisis nodal. En: Workshop International (5: 7-11, Julio: Lima, Perú), 2008..
- **REY, Claudia, Santos, Ana.** Aplicación de análisis nodal para optimizar sistemas de producción de pozos. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultada de Físico-química. Escuela de ingeniería de petróleos, 1988.

ANEXOS

ANEXO A. DATOS DE ENTRADA DE LA CAPA AL SIMULADOR WELLFLO 3.8.7. POZOS PRODUCTORES

Pozo	Presión (Psia)	Temperatura (°F)	Permeabilidad relativa (md)	Espesor (ft)	Profundidad Med-perf (ft)	API	Salinidad del agua (ppm)	GOR (SCF/STB)	Corte de agua (%)
CAM-001	4006	230	4500	40	9595	19,9	1250	57,95	99,1
CAM-002	4000	235	4500	40	9646	19	115	104,8	99,4
CAM-003	4022	239	2500	50	9602	28,4	1455	151,5	99,4
CAM-004	4004	235	4500	40	9566	25,3	230	120,1	98,2
CAM-005	4010	223	4500	40	9627	20,7	100	67,4	99,6
CAM-006	3984	226	4500	40	9556	19,4	610	97,9	99,1
CAM-007	4160	239	2500	50	9641	27,1	2235	246,3	99,4
CAM-008	4025	226	4500	40	9558	19,2	170	29,3	97,3
CAM-009	4027	226	4500	40	10209	21,2	640	32,3	98,4
CAM-010	3800	239	4500	40	9953	21,3	485	45,9	96,5
CAM-011	4055	235	4500	40	10031	20,1	1685	0	99,4
CAM-012	4030	237	3000	35	9335	20,5	750	251,1	99,3
CAM-013	3800	237	3000	35	9792	21	205	212,5	97,7
CAM-014	4400	237	3000	35	9973	20,4	440	333,3	99,5
CAM-015	4048	225	2000	30	9770	24,2	80	74,3	98,7
CAM-016	4048	225	2000	30	9903	24,8	80	70,7	99,5
CAM-017	4412	250	600	30	10515	17,5	7590	2000	99,4
CAM-018	4412	250	600	30	10512	17,5	5600	648,4	98,8
CAM-019	3855	239	2000	35	9426	25,1	90	0	99,8
CAM-020	4000	239	2000	35	9835	25,1	90	0	99,8
CAM-021	3997	239	2000	35	10226	24,2	70	0	99,8

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

ANEXO B. DATOS DE ENTRADA DE LA CAPA AL SIMULADOR WELLFLO 3.8.7. POZOS INYECTORES

Pozo	Presión (Psia)	Temperatura (°F)	Permeabilidad relativa (md)	Espesor (ft)	Profundidad Med-perf (ft)	Gradiente fractura	Salinidad del agua (ppm)
CAM-022	4000	232	2500	50	9820	0,46	2349
CAM-023	4000	235	2500	50	10240	0,46	2349
CAM-024	4000	230	4500	40	9761	0,46	2349

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Reporte de producción del Campo Santiago. Ing Henry Monroy. Julio 2010.

ANEXO C. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS PRODUCTORES.

POZO:CAM-001			
	TUBING	TUBING	CASING
OD. (in)	3-1/2	3-1/2	7
ID. (in)	2,992	2,992	6,184
Wth. (#/ft)	9,3	12,7	29
Thd.	EUE	PH-6	BTC
Grade	N-80	N-80	N-80
Depth:top	25'	715.83'	SURFACE
bttm.	715.83'	1768.61'	9819'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION	
	25,00	25,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA	
	25,58	0,58	1 - 9.500 in - TUBING HANGER 9" NOM x 3-1/2" BOX x BOX, EUE	
	25,58	690,25	22 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE R2	
	715,83	1,89	X-OVER 3.5" EU BOX X 3.5" PH6 PIN	
	717,72	1050,89	34 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, HD PH6, 12.7#/PIE R2	
	1768,61	1,29	X-OVER 3.5" PH6 BOX X 3.5" EU	
	1769,90	0,50	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2", EUE, BOX x PIN	
	1770,40	0,50	1 - 3.500 in - CHECK VALVE 3-1/2", EUE, BOX x PIN	
	1770,90	1,06	X-OVER 3.5" EU BOX X 3.5" PH6 PIN	
	1771,96	30,46	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, PH6, 12.7#/PIE R2	
	1802,42	1,31	X-OVER 3.5" PH6 BOX X 3.5" EU	
	1803,73	0,50	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR	
	1804,23	15,92	1 - 5.130 in - ELECTEROSUB PUMP 538 /PMXSNDH6 /43P100, S/ 01G16567	
	1820,15	1,10	1 - 5.130 in - INTAKE: 513 /GPXARCINTH6, S/N 41G54358	
	1821,25	6,28	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL	
	1827,53	6,33	UPPER SEAL: 513 /GSC3XFERHLPFS /31G-102961 LOWER SEAL: 513 /GSB3GXFERLT /31G-102960	
	1833,86	25,34	1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR MOTOR: 562/ 304 HP/ 1900 V/ 98 A MOD KMHGX, S/N 21KB6515	
	1859,20		END OF STRING	
	9565'-9595' 12SPF 60° PH			REMARKS SE UTILIZARON 10 GUARDA CABLE CANALETA UPPER PIG TAIL: BIW-EM- 42201-276-030, USADO PENETRATOR: BIW-EM 41218-2, USADO LOWER PIG TAIL: BIW-EM 43208-766-012,USADO MOTOR LEAD EXTENSION: 1041263, CTL, AWG # 4, FLAT -MNL, LONG - CABLE POTENCIA: SOLIDO PLANO #1 AWG SOL FLAT CAP, CTL, USADO
	B. PLUG EXSV-DRILL @ 9609' B. PLUG EZ-DRILL @ 9615'			
9622'-9630'				
Collar Flotador @ 9772' Zapato Flotador @ 9819' TMD @ 10540' TVD @ 10537'				
		CASING INFORMATION	DEPTH	
		PRODUCTION CASING 7" BTC, 26#, P-110, R3 OD 7.000" / ID 6.184"	9819'	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Julio 1990.

POZO:CAM-002

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3-1/2	-	9-5/8
ID. (in)	2.992	-	8.681
Wth. (#/ft)	9.3	-	47
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
From	25'	-	SURFACE
To	3944.01'	-	9857'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION								
	25,00	25,00 0,98	1 - R. T. TO 11"-5K#, SEABOARD TUBING HEAD SPOOL. 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE 8-RD								
	25,98	3854,89	123 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE, R2								
	3880,87 3881,52	0,65 31,14	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2 EUE BOX X PIN 1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE, R2								
	3912,66 3913,26	0,60 30,75	1 - 3.500 in - CHECK VALVE 3-1/2 EUE BOX X PIN 1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE, R2								
	3944,01	0,55	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR								
	3944,56 3954,49	9,93 24,94	1 - 5.130 in - ELECTEROSUB PUMP UPPER PUMP: 35GC-6100, S/N: 01G-12451, SERIE 513 LOWER PUMP: 95GC-6100, S/N 01G12450, SERIE 513								
	3979,43	1,00	1 - 5.130 in - INTAKE: S/N 41G-53521 / 513								
	3980,43 3986,73	6,30 6,30	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL UPPER SEAL: S/N 31G-99217, MODELO GSC3HL3PFSFA LOWER SEAL: S/N 31G-99216, MODELO GS83GLTAB3PFSFA								
	3993,03 4018,59	25,56 25,38	1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR UPPER MOTOR: S/N 21K-81975, KMHUG, 562, 304HP/1900V/98A LOWER MOTOR: S/N 21K-81975, KMHUG, 562, 304HP/1900V/98A								
	4043,97		END OF STRING								
	7470,00		TIW 7" x 9-5/8" SCAB LINER (7.375" ID x 6" SET SLEEVE) "L" PACKER TOP TO MID SEAL (SET w/ 40K LBS) "L" PACKER MID SEAL TO BOTOM x 7" BTC Pin 8 JTS CASING 7" - 29# - BTC - P110 - R3 "LH" PACKER TOP TO MID SEAL x 7" BTC Box "LH" PACKER MID SEAL TO BOTTOM x ENTRY GUIDE								
	7806,00										
	9662'-9671' B. PLUG @ 9673' 9678'-9690'			REMARKS: BRIDGE PLUG @ 9673'. SE CAÑONÉO INTERVALO 9662' - 9671' CON CAÑÓN 4 1/2"OD, 4 TPP. POZO COMPLETADO CON SALMUERA DE 9.1+ PPG EN EL HUECO. MEDIDAD ELECTICAS MOTORES - MLE: F/F: 2.2 OHMS Y F/T: 5000 M-OHMS. BOMBA EN OPERACIÓN EL 5-MAR-2006 @ 10:30 HRS (INICIANDO CON 45 Hz).							
	Collar Flotador @ 9771.84' Zapato Flotador @ 9855.34'										
				<table border="1"> <thead> <tr> <th>CASING INFORMATION</th> <th>DEPTH</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SURFACE CASING 20", 94#, K55, OD 20", ID 19.124"</td> <td>65'</td> </tr> <tr> <td>INTER. CASING 13-3/8", 61#, K55, OD 13.375", ID 12.515"</td> <td>1533'</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION CASING 9-5/8", 47#, N80, OD 9.625", ID 8.681"</td> <td>9857'</td> </tr> </tbody> </table>	CASING INFORMATION	DEPTH	SURFACE CASING 20", 94#, K55, OD 20", ID 19.124"	65'	INTER. CASING 13-3/8", 61#, K55, OD 13.375", ID 12.515"	1533'	PRODUCTION CASING 9-5/8", 47#, N80, OD 9.625", ID 8.681"
CASING INFORMATION	DEPTH										
SURFACE CASING 20", 94#, K55, OD 20", ID 19.124"	65'										
INTER. CASING 13-3/8", 61#, K55, OD 13.375", ID 12.515"	1533'										
PRODUCTION CASING 9-5/8", 47#, N80, OD 9.625", ID 8.681"	9857'										

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-003

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	4,5	-	9-5/8"
ID. (in)	3,958	-	8,681
Wth. (#/ft)	12,75	-	47
Thd.	EUE-8RD	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	Surface	-	Surface
bttm.	1900,3	-	9696'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	23,00	23,00 1,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE
	24,00	1,32	1 - 3.500 in - X-OVER 3 1/2" EUE BOX X 4 1/2" EUE PIN
	25,32	1900,30	62 - 4.500 in - TUBING JOINTS N80, 12.75 LB/PIE EUE
	1925,62	1,60	1- X-OVER 3-1/2" EUE PIN x 4-1/2" EUE COUPLING
	1927,22	0,59	1- DRAIN VALVE 3-1/2" EUE
	1927,81	0,50	1- CHECK VALVE 3-1/2" EUE
	1928,31	31,31	1- 3-1/2" EUE TUBING , 9,3 LBS/ FT, N- 80
	1959,62	0,40	1- CABEZA DE DESCARGA 3-1/2" EUE BRD
	1960,02	14,26	1- BOMBA, SER 562, TYPE 29-70661, MOD KPHVMTSTDW, S/N 01
	1974,28	1,00	1- INTAKE, SERIE 562, MODEL KPHVINTARH6, S/N11577162, P/N
	1975,28	6,31	1- UPPER SEAL, SERIE 513, MODEL GSB3HLPFSABH6 S/N 31G-16:
	1981,59	6,31	1- LOWER SEAL, SERIE 513, MODEL GSB3LTABH6, S/N 31G-161
	1987,90	19,85	1-UPPER MOTOR SERE 582, S/N 10841739 / MOD KMHUG. 228 HP,1425 VOLT. 98 AMP
	2007,75	19,79	1. LOWER MOTOR SERE 582, S/N 10837608 / MOD KMHL. 228 HP,1425 VOLT. 98 AMP
	2027,54		END OF STRING
<p>43 zuncos</p> <p>9505'-9542' B. PLUG @ 9546' 9550'-9555'</p> <p>9562'-9572'</p> <p>FISH: (Cable head+CCL+2xW Bar+M.Posic+Gun+M.Posic)</p> <p>Collar Flotador @ 9652' Zapato Flotador @ 9694.6'</p>		<p>REMARKS:</p> <p>ESP CABLE: AWG # 2 PLANO PLOMAGINADO (USADO) MOTOR LEAD EXTENSION: S/N 11590511 CT 8098-110 AWG # 4 SOLIDO PLANO 55 FT. UPPER PIG TAIL: BIW S/N 119909, 5KV, 140 A</p> <p>LOWER PIG TAIL: BIW S/N 119951, 5KV /140 A</p> <p>PENETRADOR: S/N 120680 5 KV 140 A UTILIZO 4 GUARDACABLES CON 130 SUPERBANDAS DE SUJECCION ACERADAS DE 30'.</p>	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-004

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	4,5	-	9-5/8
ID. (in)	3,958	-	8.681
Wth. (#/ft)	12,75	-	47
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
From	28'	-	SURFACE
To	2991.93'	-	9724' MD

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	28,86	28,00 0,86	1 - R. T. TO 11" - 5000#, SEABOARD TUBING HEAD SPOOL 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE 8-RD
	30,44	1,58	1 - 4.500 in - X-OVER 3 1/2" EUE PIN X 4 1/2" EUE PIN
	2950,75	2920,31	93 - 4.500 IN TUBING JOINTS N80, 12.75 LB/PIE EUE
	2951,82	1,07	1 - 4.500 in - X/O 4 1/2" 8RD PIN x 4 1/2" EUE BOX
	2952,73	0,91	1 - 4.500 in - CHECK VALVE & DRAIN SUB 4 1/2" 8RD PIN X BOX
	2953,70	0,97	1 - 4.500 in - X/O 4 1/2" EUE PIN x 4 1/2" 8RD BOX
	2985,21	31,51	1 - 4.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 12.75#/PIE, R2
	2986,49	1,28	1 - 5.500 in - X/O 5 1/2" EUE PIN x 4 1/2" EUE PIN
	3001,58	15,09	1 - 6.750 in - ELECTEROSUB PUMP (INTEGRAL DISCHARGE HEAD 5.5") PUMP - HPHV MARK / 675 / 10641512 (29 STG)
	3002,92	1,34	1 - 6.750 in - INTAKE: S/N 11597522 / 675 / HPINTAL
	3003,10	0,18	1 - 6.750 in - ADAPTER
	3009,95	6,85	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL
	3017,19	7,24	UPPER SEAL: GSB3GDB / 513 / 31G106282 LOWER SEAL: GSB3GD / 513 / 31G106281
	3037,03	19,84	2 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR
	3056,68	19,65	MOTOR UPPER: KMHUG /562 / 228 HP / 1425 V/ 98 A/ 21K89214 MOTOR LOWER: KMHUG /562 / 228 HP / 1425 V/ 98 A/ 21K89213
		END OF STRING	
9531'-9566'		REMARKS:	
B. PLUG @ 9681'		UPPER PIG TAIL: S/N 111956/BIW/100 AMP. LOWER PIG TAIL: S/N 111956/BIW/100 AMP. PENETRATOR: S/N 111277 BIW. 100 AMP. CABLE: #2 SOLIDO/FLAT/5KV/150 AMP (NUEVO)	
Zapato Flotador @ 9722.6'		SE INSTALARON 8 GUARDACABLES EN EL EQUIPO ESP Y 214 SUPERBANDAS (23 BHA + 191 TUBERIA)	
TVD @ 10452'		SE INSTALÓ CHECK AND DRAIN VALVE INCORPORADOS	
TMD @ 10452'		SE ARRANCO CON 40 Hz PESO DE LA SARTA 44.000 LBS.	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-005

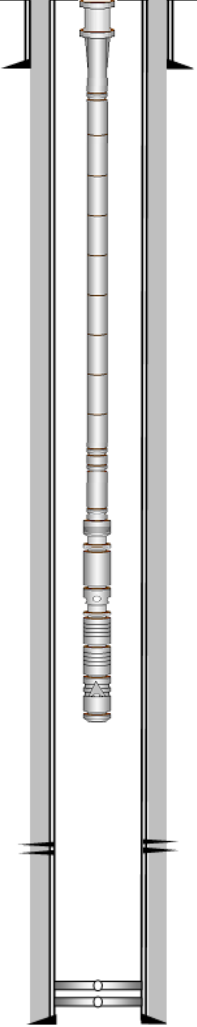
	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	4,5	-	39577
ID. (in)		-	8,681
Wth. (#/ft)	12,75	-	47
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	SURFACE	-	Surface
bttm.	1915	-	10270'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION	
		25,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA	
		25,00	0,90	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE 8-RD
		25,90	1,61	1 - 4.500 in - CROSSOVER 3 1/2" EUE PIN x 4 1/2" PIN
		27,51	1915,02	61 - 4.500 in - TUBING JOINTS N80, 4 1/2" EUE
		1942,53	1,31	1 - 4.500 in - CROSSOVER 3 1/2" EUE PIN x 4 1/2" EUE BOX
		1943,84	0,50	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE
		1944,34	30,01	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N80, 3-1/2" EUE
		1974,35	0,50	1 - 3.500 in - CHECK VALVE
		1974,85	30,61	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N80, 3-1/2" EUE
		2005,46	0,50	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR: 3 1/2" EUE
		2005,96	18,50	1 - 5.130 in - ELECTEROSUB PUMP PUMP S/N 01G-18058 MOD PMSNDH6, TIPO 52P100
		2024,46	1,00	1 - 5.130 in - INTAKE: MOD GPXTNTHG
		2025,46	6,90	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL
		2032,36	6,90	SEAL UPPER S/N 31G-104712 MOD GSB3HLPS SEAL LOWER S/N 31G-104711 MOD GSB3GLT
		2039,26	28,20	1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR MOTOR S/N 21K-87560, MOD KMHG, 342 HP, 1695 V, 123 A. END OF STRING
	9622'-9627'		REMARKS: MOTOR LEAD EXTENSION: S/N 104 65535, #4 (50FT)CTL (NUEVO) UPPER PIG TAIL: BIW, S/N 100144; 5 kv -140 A (NUEVO) PENETRATOR: BIW, S/N 60363, 5 KV 140 A (NUEVO) LOWER PIG TAIL: BIW, S/N 100145 ; 5 kv 140 A (NUEVO) INSTALO 8 PROTECTORES Y 136 SUPERBANDAS SE MAQUINO FLANGE ADAPTER 11" 5000 PSI Y TUBING HANGER 11" 3000 PSI PARA ADAPTAR PENETRADOR DE 140 AMP 5KVA.	
	B. PLUG @ 9628'			
	9630'-9648'			
	B. PLUG @ 10171'			
	B. PLUG @ 10176'			
	Collar Flotador @ 10193'			
	Zapato Flotador @ 10279'			

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-006

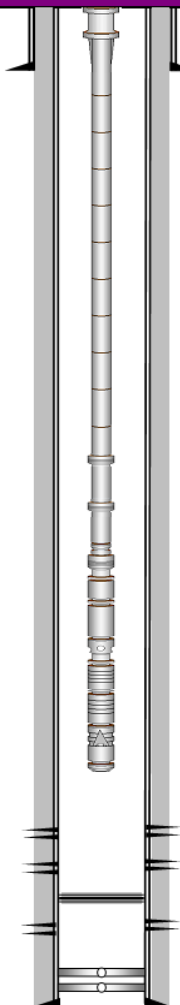
	TUBING	CASING	CASING
OD. (in)	3 1/2"	-	9-5/8"
ID. (in)	2,75	-	8.681"
Wth. (#/ft)	12,95	-	47
Thd.	PH6	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	SURFACE	-	SURFACE
btm.	1985,35	-	10707'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION	
		24,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA	
	24,00	0,92	1 - 3.500 in - TUBING HANGER CIW 11" X 3-1/2" EUE	
	24,92	5,52	1 - 3.500 in - PUP JOINT N-80, 3 1/2" EUE	
		30,44	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" HYDRILL PH-6 PIN X 3-1/2" EUE BOX	
		31,74	63 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, 3-1/2" HYDRILL PH-6	
		1985,35	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" HYDRILL PH-6 BOX	
	1986,14	0,57	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3 1/2", EUE	
	1986,71	0,55	1 - 3.500 in - CHECK VALVE 3 1/2", EUE	
	1987,26	1,53	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" HYDRILL PH-6 PIN X 3-1/2" EUE BOX	
	1988,79	31,10	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, 3-1/2" HYDRILL PH-6	
	2019,89	1,31	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" HYDRILL PH-6 BOX	
	2021,20	0,50	1 - 5.130 in - ELECTROSUB DISCHAR	
		2021,70	9,58	1 - 5.380 in - ELECTROSUB PUMP
	2031,28	15,93	PUMP UPPER: S/N 01G-92389, MOD PMXSND 17P100, SERIE 538	
	2047,21	1,00	PUMP LOWER: S/N 01G-16539, MODEL PMXSND 43P100, SERIE 538 1 - 5.130 in - INTAKE: S/N 41G-54355, MODEL GPXARCINTH6	
		2048,21	6,30	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL
		2054,51	6,30	UPPER SEAL: S/N 31G-102949, , MODEL G3C3GXHLPPFS, SERIE 513 LOWER SEAL: S/N 31G-102948, MODEL GCB3XLT, SERIE 513
		2050,81	28,20	1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR
		2089,01		MOTOR: S/N 21K-86489, 342HP/1695V/123A, SERIE 562 END OF STRING
		9556' - 9584'		REMARK UPPER PIG TAIL: S/N 82588/BIW/140 AMP/ SERIE EM. (NUEVO) LOWER PIG TAIL: S/N 87217/BIW/140 AMP/SERIE EM. (NUEVO) PENETRATOR: S/N 87932/BIW/ 140 AMP. (NUEVO) CABLE: #1 SOLIDO PLANO CON CAPILAR 3/8. (USADO) M.L.E.: S/N 10383227/SERIE 562/ KHT/ AW6 #4 SOL PLANO. (NUEVO) SE UTILIZARON 9 PROTECTORES DE CABLE. SE UTILIZARON 149 SUPERBANDAS.
	TVD @ 9882.39' TMD @ 9902'			
	Collar Flotador @ 9835.4' Zapato Flotador @ 9880.6'			
		CASING INFORMATION	DEPTH	
		SURFACE CASING 13 3/8" BTR, OD 13.375"	1502'	
		PRODUCTION CASING 9 5/8", OD 9.625"	9882'	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-007

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3-1/2"	-	7"
ID. (in)	2,992	-	6,184"
Wth. (#/ft)	9,3	-	29
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	P-110
Depth:top	SURFACE	-	SURFACE
btm.	1928.81'	-	10707'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION	
		20,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA	
		20,00	0,92	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE 8-RD "FP-C22-E5"
		20,92	29,29	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE
		50,21	1876,60	61 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE. REVESTIDO
		1926,81	0,58	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE FERR, PIN DE BRONCE
		1927,39	30,82	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE. REVESTIDO
		1958,21	0,58	1 - 3.500 in - CHECK VALVE FERR
		1958,79	30,12	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE. REVESTIDO
		1988,91	0,55	1 - 5.130 in - ELECTROSUB DISCHAR: S.N. 513
		1989,46	6,95	2 - 5.380 in - ELECTROSUB PUMP
		1996,41	15,95	UPPER PUMP: S.N. 01G-0092846/ 538/ MOD. 538PMXSND/ 17P-100 FERR LOWER PUMP: S.N. 01G-0092847/ 538/ MOD. 538PMXSND/ 43P-100 FERR
		2012,36	1,20	1 - 5.130 in - INTAKE: S.N. 41G-53559/ MOD. GPXINTH6
		2013,56	6,32	2 - 5.130 in - ELECTROSUB SEAL
		2019,88	6,32	UPPER SEAL: MOD. GSB3GHLPSX / 513 / S.N. 31G-91322 LOWER SEAL: MOD. GSB3GLTX/ 513 / S.N. 31G-91323
		2026,20	26,10	1 - 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR MOTOR: KMHUGX/ 562 / 304 HP / 1900 V/ 98 A/ 21K-82439
	2052,30		END OF STRING	
	9630'-9638'		REMARKS	
	9642'-9652'		MOTOR LEAD EXTENSION: 1015320, CTL, AWG # 4 SOLIDO PLANO (NUEVO)	
	EZ-DRILL 9665'		UPPER PIG TAIL: BIW, S/N 51628, SERIE 2 3/8, EM 42201-276 (USADO)	
	9678'-9686'		PENETRATOR: BIW, EM: 41218-2, 100 AMP, 5KV (USADO)	
			LOWER PIG TAIL: BIW, EM 43208-766-012, 100 AMP, 5KV (USADO)	
			XFRM: ENCO ESPECIAL, 400 KVA, 600 AMP, SERIE 96030206 (USADO)	
			CONTROL FRECUENCIA: 511-06105, 4400 VT, 454 KVA, 546 AMP (USADO)	
	Collar Flotador @ 10622.95'			
	Zapato Flotador @ 10703.21'			
	TVD @ 10504', TMD @ 10707'			

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-008

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3,5	-	7
ID. (in)	2,992	-	6,184
Wth. (#/ft)	9,3	-	29
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	P-110
Depth:top	Surface	-	Surface
bttm.	2473.31'	-	10137

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	26,00	26,00 0,88	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11 X 3 1/2" EUE 8-RD FEPCO
	26,88	2415,04	79 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE.
	2441,92 2442,50	0,58 30,04	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE FERR 1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE. REVESTIDO
	2472,54 2473,12	0,58 31,34	1 - 3.500 in - CHECK VALVE FERR 1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, 9.3#/PIE. REVESTIDO
	2504,46	0,55	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHARGE
	2505,01	15,98	1 - 5.380 in - ELECTEROSUB PUMP PUMP: S/N 10205500, MOD 538, P/N SIND86MC, TYPE 47P62
	2520,99	1,02	1 - 5.130 in - INTAKE: S/N 53562, MOD NPX-ARCINTH6, SERIE 513
	2522,01 2528,26	6,25 6,37	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL UPPER SEAL: S/N 31G-99429, MOD GSB3HLPPS, OD. 5.13" LOWER SEAL: S/N 31G-99428, MOD GSB3GLTX, OD. 5.13"
	2534,63	25,32	1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR MOTOR: S/N 21K-83262 MOD KMMGX, SERIE 562, 104 HP/304V/98 AMPS
	2559,95		END OF STRING
	9546'-9549'		REMARKS CABLE POTENCIA: # 1 SOL/FLAT 5KV PLANO PLOMAGINADO USADO. EL CABLE PRESENTA CUATRO EMPALMES. PACK OFF: SKV SERIE 2 7/8 MLE: 61K-30150 562 # 4 SOL/FLAT 5KV /70 PIES. INTERVALO 9546'-9549' CAÑONEADO CON 4 5/8" TCP , 6 TPP. NUEVO INTERVALO: 9560'-9570' CAÑONEADO CON CASING GUN DE 4 5/8" * 6 TPP * POZO DESVIADO, KOP @ 6260' (MD) , END @ 7740' (MD) - MaxDev 48.1° DEG @ 10553' (MD).
	9560'-9570'		
	Collar Flotador @ 10010.64' Zapato Flotador @ 10135.50' TVD/TMD @ 10145'		

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-009

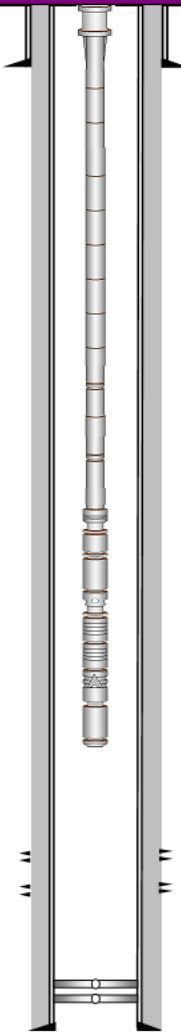
	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3,5	-	7
ID. (in)	2,992	-	6,276
Wth. (#/ft)	9,3	-	26
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	P-110
Depth:top	Surface	-	Surface
bttm.	3481.85'	-	10682'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	24,00	24,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA
	24,00	1,00	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11 X 3 1/2" EUE 8-RD CAMERON
	25,00	3393,82	111 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE.
	3418,82	0,57	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE
	3419,39	31,67	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE.
	3451,06	0,57	1 - 3.500 in - CHECK VALVE
	3451,63	29,72	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#/PIE.
	3481,35	0,53	1 - 3.500 in - tbg
	3481,88	14,43	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHARGE
	3496,31	1,03	1 - 5.130 in - ELECTEROSUB PUMP
	3497,34	6,31	1 BOMBA UPPER S/N 01G-7733 MOD PNSNDHG 26P-100, SER 538
	3503,65	6,31	1 BOMBA LOWER S/N 01G-7734 MOD 39P-100, SER 538
	3509,96	28,22	1 INTAKE S/N 41G-54395 MOD GPARCINTH6 SER 513. 2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL
	3538,18		1 SEAL UPPER S/N 31G-103971 MOD GS83GDBHLPSH6, SER 513. 1 SEAL LOWER S/N 31G-103970 MOD GS83GDBLTH6, SER 513. 1 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR 1 MOTOR S/N 21K-87155, MOD KMHG, SER 562, 342 HP, 169 V, 123 A. END OF STRING
	10198' - 10202'		REMARKS
10208' - 10220'		CABLE POTENCIA: # 2 SOL/ FLAT 3800 PIES (USADO DEL POZO) PENETRADOR: PACK OFF FEPCO 5KV M.L.E 1041310 SER 562 MOD 5KV-MNL-2P SE UTILIZARON 15 GUARDAS EN EL M.L.E. Y 257 SUNCHOS (2 POR TUBO) RECAÑONED INT 10208' - 10220' (12') CSG GUN 4 1/2" 5 SPF (MAYO 17 2008) INTERVALO 10198'-10202' CAÑONEADO CON 4-5/8" CSG GUN, 6 TPP. DESVIACION MAXIMA: 40° .	
Collar Flotador @ 10010.64' Zapato Flotador @ 10135.50' TVD: 10690', TMD: 9931'			

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-010

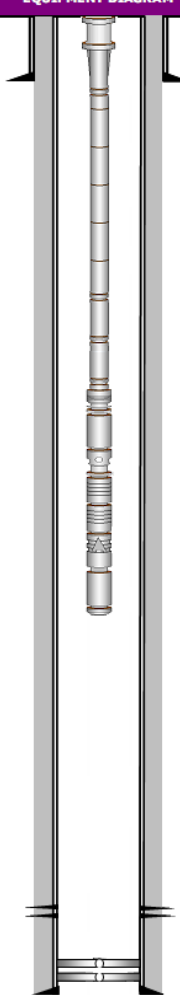
	TUBING	CASING	CASING
OD. (In)	3,5	-	7
ID. (In)	2,992	-	6,276
Wth. (#/ft)	9,3	-	26
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	20'	-	SURFACE
bttm.	2889,18'	-	10882'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	0,00	20,00	R.T. TO TOP FP-C22L TBG HEAD SPOOL
	20,00	0,83	TUBING HANGER FP-TC-ES-CL 7-1/16" x 3 1/2" EUE x 2 1/8" PACK OFF
	20,83	1,00	X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x 3-1/2" EUE PIN
	21,83	2892,07	2913,9 3-1/2" K-FOX 9.2# 13CR-95 TUBING JOINT
	2913,90	0,56	COUPLING 3-1/2" K-FOX
	2914,46	1,04	X-OVER 3-1/2" EUE PIN x 3-1/2" K-FOX PIN
	2915,50	0,56	DRAIN VALVE CLF 3-1/2" EUE BRD
	2916,06	0,75	X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x 3-1/2" EUE BOX
	2916,81	31,00	3-1/2" K-FOX 9.2# 13CR-95 TUBING JOINT
	2947,81	0,56	COUPLING 3-1/2" K-FOX
	2948,37	1,06	X-OVER 3-1/2" EUE PIN x 3-1/2" K-FOX PIN
	2949,43	0,54	CHECK VALVE CLF 3-1/2" EUE BRD
	2949,97	0,48	COUPLING 3-1/2" EUE
	2950,45	0,56	X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x 3-1/2" EUE PIN
	2951,01	31,00	3-1/2" K-FOX 9.2# 13CR-95 TUBING JOINT
	2982,01	0,56	COUPLING 3-1/2" K-FOX
	2982,57	0,93	X-OVER 3-1/2" EUE PIN x 3-1/2" K-FOX PIN
	2983,50	0,54	CABEZA DE DESCARGA CLF TIPO GD1S 3-1/2" EUE BRD
	2984,04	27,95	BOMBA S/N 01G-18631 MOD. PMXSSDHG TYPE 70 P-100 SERIE 538
	3011,99	1,10	INTAKE S/N 410-54428 MOD. GPXARCINTHG SERIE 513
3013,09	6,31	UPPER SEAL S/N 31G-104797 MOD. GSB3HLXFFS SERIE 513	
3019,40	6,31	LOWER SEAL S/N 31G-104796 MOD. GSB3GKLT SERIE 513	
3025,71	31,10	MOTOR CLF 562 / S/N 21K-87162 / MOD KMHGX / 380HP / 1881V / 123A	
3056,81		END OF STRING	
9944'-9948'		REMARKS	
9956'-9961'		MOTOR LEAD EXTENSION: SOL # 4 FLAT x 56 CLF S/N 10518814	
		ESP CABLE: SOL # 2 FLAT CLF 3000 PIES	
		PACK OFF: FERCO DOBLE PIEZA	
		XFRM: 1971 1395078 SOUTH WEST / 520 Kva	
		CONTROL FRECUENCIA: VSD 545-01786/CTU/4500-3VT /518KVA/624	
		SE UTILIZARON 206 SUPERBANDAS.	
		INTERVALO (9944'-9948') - (9956'-9961') CAÑONEADO CON CSG GUN 4 5/8", 5 TPP.	
EZ-DRILL (10,110')			
Collar flotador: 10217'			
Zapato flotador: 10315'			
MTD: 10321' - TVD: 9823'			
		CASING INFORMATION	DEPTH
		SURFACE CASING 9-5/8", K-55, 36#, LTC	1800'
		OD 9.625" / ID 8.681"	
		PRODUCTION CASING 7", N-80, 26# BTC, P-110, R3	10882'
		OD 7.000" / ID 6.184"	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-011

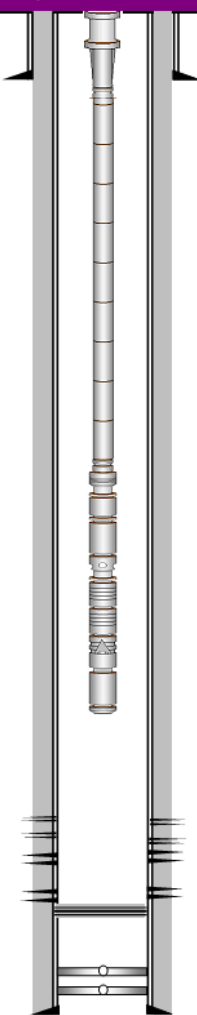
	TUBING	CASING	CASING
OD. (in)	3,5	-	7
ID. (in)	2,992	-	6,276
Wth. (#/ft)	9,3	-	26
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	SURFACE	-	SURFACE
bttm.	1906,5	-	10357'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION	
	23,00	23,00 0,92	1 - ELEVACION MESA ROTARIA 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" x 3.5" EUE, "FP-C2222-ES+ DMR	
	23,92	1906,50	62 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80 9.3#/FT, EUE, NUEVA	
	1930,42 1931,00	0,58 29,93	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2" EUE 1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, 3-1/2", 9.3#/FT, EUE, NUEVA	
	1960,93 1961,49	0,56 30,44	1 - 3.500 in - CHECK VALVE 3-1/2" EUE 1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, 3-1/2", 9.3#/FT, EUE, NUEVA	
	1991,93	0,50	1 - 3.500 in - BOLTON DESCARGA HEAD 3 1/2" EUE	
	1992,43 2011,38 2012,40 2012,40 2018,70	18,95 1,02 6,30 6,30	1 - 5.380 in - ELECTROSUB PUMP 1 - 5.130 in - INTAKE 2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL UPPER SEAL: LOWER SEAL:	
	2025,00	14,00	1 - 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR	
	2039,00 2039,50	0,50	S/N Centralizador END OF STRING	
	10028' - 10033'		REMARKS: INTERVALO 10028' - 10033' CAÑONEADO CON CSG GUN 4 1/2" A 5 TPP. POZO DESVIADO: MaxDev 29.88° @ 7680' MOTOR LEAD EXTENSION: S/N 10635925, P/N KLHT2P, LONG 46 FT SE UTILIZARON 3 PROTECTORES MLE, 1 BASE SELLO-MOTOR, 1 INTAKE Y 1 DESCARGA. 139 SUPERBANDAS, 9 EN EL EQUIPO Y 130 EN LA TUBERIA 2 POR JUNTA. CASING GUN 4 1/2" A 5 TPP	
	Collar flotador: 10273' Zapato flotador: 10357' TMD: 10370' - TVD: 9827'		CASING INFORMATION	DEPTH
			SURFACE CASING 9-5/8" BTC, 36#, K-55, R3 OD 9.625", ID 8.765"	1217'
			PRODUCTION CASING 7" BTC, 26#, N-80, R3 OD 7.000", ID 6.276"	10357'
			EJECUTO: O PONCE REVISO: PAOLA MEJIA 14 Octubre/09	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-012

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	4,5	-	9-5/8"
ID. (in)	3,875	-	8.681
Wth. (#/ft)	11,6	-	47
Thd.	4 1/2" EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	24,73	-	SURFACE
btm.	2491,23	-	9479'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	22,00	22,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA
		0,93	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE FEPCO
	22,93	1,16	1 - 4.250 in - NIPLE 3 1/2" EUE PIN X 3 1/2" EUE BOX
	24,09	0,70	1 - 4.500 in - X-OVER EUE PIN X 4-1/2" EUE PIN
	24,79	2466,44	78 - 4.500 in - TUBING JOINTS N80, EUE, 12.75 LB/PIE
	2491,23	0,74	1 - 5.625 in - X-OVER 4 1/2" EUE BOX X 5 1/2" BRD PIN
	2491,97	0,81	1 - 5937 in - INTEGRAL CHEK-DRAIN VALVE 5 1/2" RD
	2492,78	13,52	1 - 6.7500 in - ELECTROSUB PUMP PUMP SER 675, S/N O1H-17485 MOD HPHL TIPO-26 HC-20000
	2506,30	0,68	INTAKE Y CABEZA DE DESCARGA SON INTEGRALES EN LA BOMBA
	2506,98	6,75	2 - 6.750 in - ELECTEROSUB SEAL
	2513,73	6,85	UPPER SEAL: S/N 31H-950665 MOD HSBUTH23EHSSCVTW LOWER SEAL: S/N 31H-950666 MOD HSB3LTLK21H23SSCV
	2520,58	19,85	2 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR
	2540,43	19,65	UPPER MOTOR: S/N 21K-81723 MOD KMHUGX, 304 HP, 1900 V LOWER MOTOR: S/N 21K-87127 MOD KHMUGX, 304 HP, 1900V
	2560,08		END OF STRING
	9283' - 9290' / 9290' - 9307'		REMARKS COMMENTS :INTERV. 9283'-9290'. CASING GUN 6 TPP, 4/8". MARZO 3 DE 2004, RECAÑONEO 9290' - 9307' CASING GUN 6 TPP MAYO 04 DE 2008 SE INSTALARON 11 GUARDACABLES, Y 3 ZUNCHOS POR TUBO
	9319' - 9342' BRIDGE PLUG @ 9335'		PENETRADOR: 2 7/8" 140 AMP 5 KVA
	TMD @ 10207' TVD @ 10207'		

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-013

	TUBING	TUBING	CASING
OD. (in)	4,5	4,5	7.000
ID. (in)	2.992	4	6.184
Wth. (#/ft)	9.3	12,75	29
Thd.	EUE	8RTC	BTC
Grade	N-80	N-80	P-110
Depth:top	22.91'	52.90'	Surface
btm.	52.90'	2376.02'	10143'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	22,00	0,91	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" FP-C22-ES
	22,91	29,99	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 9.3#, R2
	52,90	1,20	1 - 4.500 in - X-OVER 4 1/2" EUE PIN * 3 1/2" EUE BOX
	54,10	2321,92	75 - 4.500 in - TUBING JOINTS N-80, EUE, 12.75#, R-2
	2376,02	1,30	1 - 4.500 in - X-OVER 4 1/2" EUE BOX X 3 1/2" EUE PIN
	2377,32	0,50	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE EUE
	2377,82	0,50	1 - 3.500 in - CHECK VALVE EUE
	2378,32	0,50	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR
	2378,82	15,90	1 - 5.38 in - ELECTROSUB PUMP PUMP: S/N 01G-16540 / PMXSND MIXED. 538P100, SERIE 538
	2394,72	1,00	1 - 5.13 in - INTAKE: S/N 41G-54354 / GPARCINTXH6
	2395,72	6,30	2 - 5.125 in - ELECTROSUB SEAL UPPER SEAL: S/N 31G-102929 / GSC3GHLPPSXFER, SERIE 513
	2402,02	6,30	LOWER SEAL: S/N 31G-102945/ GSB3GLTXFER, SERIE 513
	2408,32	28,20	1 - 5.625 in - ELECTROSUB MOTOR MOTOR: S/N 21K-86488, 342HP/1695V/123A, SERIE 562
	2436,52		END OF STRING
	9774'-9810' PLUG BACK @ 10021' 9854'-9874'		REMARK UPPER PIG TAIL: S/N 62911/BIW/100 AMP/ SERIE EM. (NUEVO) LOWER PIG TAIL: S/N 52129/BIW/100 AMP/SERIE EM. (NUEVO) PENETRATOR: S/N 163447/BIW/41218 (NUEVO) CABLE: #1 SOLIDO /FLAT/SKV/110 VOL/110 AMP. (USADO) M.L.E.: S/N 1012857/SERIE 562/KHT/ AW6 #4 SOL PLANO. (NUEVO) NO SE UTILIZO PROTECTORES DE CABLE. SE UTILIZARON 167 ZUNCHOS.
Collar Flotador @ 9436' Zapato Flotador @ 9477.6' TVD @ 9563.59', TMD @ 10150'		CASING INFORMATION PRODUCTION CASING 7" LTC, 26#, P-110, R3 OD 7.000" / ID 6.184"	
		DEPTH 10285'	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-014

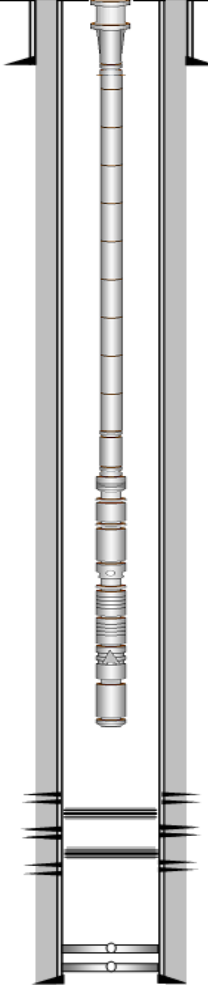
	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3½"	7"	5"
ID. (in)	2,992	6,184	4,276
Wth. (#/ft)	9.3 #	29 #	11.6 #
Thd.	EUE	BTC	11 VAM FJL-9 BTC
Grade	N-80	P-110	P-110
Depth:top	SURFACE	SURFACE	9498' MD
bttm.	3027' MD	9922' MD	10380' MD

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
		24,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA
	24,00	0,90	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" X 3-1/2" EUE, BRD
	24,90	30,78	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS N80, 3-1/2" EUE
	55,68	1,30	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" HD PH-6 PIN X 3-1/2" EUE BOX
	56,98	2841,33	92 - 3.500 in - TUBING JOINTS N80, 3-1/2" HYDRILL PH-06
	2898,31	0,81	1 - 4.250 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" HD PH-6 BOX
	2899,12	0,49	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE, CONEXION EUE
	2899,61	1,30	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" HD PH-6 PIN X 3-1/2" EUE BOX
	2900,91	31,11	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" HYDRILL PH-06
	2932,02	0,78	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" HD PH-6 BOX
	2932,80	0,57	1 - 3.500 in - CHECK VALVE, CONEXION EUE
	2933,37	0,73	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" HD PH-6 PIN X 3-1/2" EUE BOX
	2934,10	31,15	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" HYDRILL PH-06
	2965,25	0,83	1 - 4.250 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 3-1/2" HD PH-6 BOX
	2966,08	0,54	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR
2966,62	14,45	1 - 5.38 in - ELECTROSUB PUMP	
2981,07	1,03	BOMBA S/N 01G-17713 MOD: PMXSNH6 TYPE 39P100, SER 538 1 - 5.620 in - INTAKE S/N 41G-54386 MOD: GPXARCINTH6	
2982,10	6,31	2 - 5.130 in - ELECTROSUB SEAL	
2988,41	6,31	SEAL UPPER S/N 31G-103949 MOD: GSC3XFERHLPFS. SEAL LOWER S/N 31G-103948, SER 513, MOD: G5B3GXFERG	
2994,72	25,34	1 - 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR MOTOR S/N 21K-87138 MOD: KMHGX, SER 562, 304 HP, 1900 V, 98 A	
3020,06		END OF STRING	
	5" TOL @ 9498' (MD)		REMARKS
	9916'-9930' (14' 65FT)		INSTALO 6 PROTECTORES DE CABLE EN BHA UPPER PIG TAIL: BIW-EM- 53012 PENETRATOR: BIW-EM 510-10-1, 140 Amps, s/n 106922 LOWER PIG TAIL: BIW-EM 53025-172-012, s/n 097921 MLE 10443405-110FT-50FT-2P SKV SER 562 CEEB # 1AWG-SOLFLAT-CAP
	10007'-10030' (6 TFP)		MAXIMO OD EN BOMBA SERIE 538 MAS GUARDACABLE 6 1/16".
	TOPE DE SUCIO 10156' "EZ-SV" @ 10160 - 10164' MD		SE RECAÑONEO INT 9916'-9930' 14' 65FT
	F. COLLAR @ 10289' MD TMD: 10380' TVD: 9598'		NOTA: POZO DESVIADO, KOP @ 5960', END @ 7703'. - MaxDev 42". SE CAÑONEÓ INTERVALO 10011'-10030'; SENTÓ 'EZ'A 9985'. SE CAÑONEÓ INTERVALO 9922'-9930'(8) A 6TRP. INTERVALO 9922 - 9930' Aislado con cemento

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-015

	TUBING	CASING	CASING
OD. (in)	4,5	-	9-5/8
ID. (in)	3,875	-	8.681
Wth. (#/ft)	11,6	-	47
Thd.	8 RD LTC	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	25'	-	SURFACE
bttm.	2838.58'	-	10715'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	25,00	25,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA
	25,00	0,85	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11" EUE
	25,85	1,55	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" EUE PIN X 4-1/2" LTC PIN
	27,40	2811,18	70 - 4.500 in - TUBING JOINTS LTC, N-80, 8RD, RIII
	2838,58	1,80	1 - 4.500 in - X-OVER 3-1/2" X 4-1/2" LTC
	2840,38	0,59	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE EUE
	2840,97	31,51	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, RII
	2872,48	0,57	1 - 3.500 in - CHECK VALVE EUE
	2873,05	31,48	1 - 3.500 in - TUBING JOINT N-80, EUE, RII
	2904,53	0,57	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR
			3 - 5.538 in - ELECTROSUB PUMP
	2905,10	6,95	U. PUMP S/N 01G-0092827, 17P100, PMXSS06, SERIE 538
	2912,05	6,94	INTER. PUMP S/N 01G-0092830, PMXSS06, 17P100, SERIE 538
	2918,99	8,25	L. PUMP S/N 01K-15980, KPMT, 19KC12000, SERIE 538
	2927,24	0,89	1 - 5.620 in - INTAKE S/N 41K15468, SERIE 562
			2 - 5.130 in - ELECTROSUB SEAL
	2928,13	6,30	U. SELLO S/N 31G-102576, GSB3GLT, SERIE 513
	2934,43	6,30	L. SELLO S/N 31G-102577, GSC3HLPPS SERIE 513
			2 - 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR
	2940,73	25,55	U. MOTOR S/N 21K-864501, 304 HP/1900V/98A, MODEL KMHUG
2966,28	25,42	L. MOTOR S/N 21K-8649, 304 HP/1900V/98A, MODEL KMLHLG	
2991,70		END OF STRING	
	9754 ft - 9770 ft		REMARKS :
	DST3 12 SPF 60°		CABLE # 2 AWG Y # 1 SOLIDO REDONDO USADO.
	1 - 9806 ft - BRIDGE PLUG		M.L.E. MOD. 61 K - 0030604, CTL, SERIE 562, No 4 SOLIDO
	9820 ft - 9838 ft DST2		PACK - OFF FEPCO 4KV - 100 AMP
	RET-EZSV @ 10540 FT		INSTALO 8 GUARDA CABLE Y 25 ZUNCHOS EN EL BHA.
	10592 ft - 10615 ft DST1		INSTALO 2 ZUNCHOS POR TUBO
	Collar Flotador @10672 ft		
	Z. flotador @10713.17 ft.		
		CASING INFORMATION	DEPTH
		Surface casing 20" K-55 94#/ft Buttres	168'
		Intermediate casing 13-3/8" N-80 68#/ft Buttres	1528'
		Production Casing 9-5/8" N-80 47#/ft	10715'

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-016

	TUBING	CASING	CASING
OD. (in)	3-1/2	7	9-5/8
ID. (in)	2.992	6.276"	8.681
Wth. (#/ft)	9.3	26	43,5
Thd.	EUE	BTR	BTC
Grade	N-80	P-110	N-80
Depth:top	0'	0'	0'
bttm.	479.95'	10285'	887'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION						
		22,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA						
		22,00	0,95	1- 3.500 in - TUBING HANGER 11"X 3-1/2" EUE					
		22,95	2678,73	87 - 3.500 in - N80 - TUBING JOINTS, 3-1/2" EUE, N-80, 9.3#					
		2701,68	0,55	1- 3.500 in - DRAIN SUB					
		2702,23	31,67	1- 3.500 in - TUBING JOINT N80, 3-1/2" EUE					
		2733,90	0,55	1- 3.500 in - CHECK VALVE					
		2734,45	31,65	1- 3.500 in - TUBING JOINT N80, 3-1/2" EUE					
		2766,10	0,55	1- 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR					
		2766,65	9,95	1- 5.380 in - ELECTROSUB PUMP					
		2776,60	14,44	UPUMP: S/N 01G-17801 /MOD PMSNDH6 /TIPO 26P-100 LPUMP: S/N 01G-17800 /MOD PMSNDH6 /TIPO 39P-100					
		2791,04	1,00	1- 5.130 in - INTAKE: S/N 10460943 /MOD GPXARCINTH6					
		2792,04	6,30	2- 5.130 in - ELECTROSUB SEAL					
		2798,34	6,30	UPPER SEAL: S/N 31G-104447 /MOD GSC3HLPF /SER 513 LOWER SEAL: S/N 31G-104446 /MOD GSB3GLT /SER 513					
		2804,64	19,83	2- 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR					
		2824,47	19,65	UMOTOR: S/N 21K-87521 /MOD KMHUG /228HP /1425V /98A LMOTOR: S/N 21K87520 /MOD KMHUG / 228HP /1425V /98A					
	2844,12		END OF STRING						
	9.900,00 ft - 9.903,00 ft - MIRADOR - 4- 5/8" CSG GUN - 65PF - 32 GR		REMARK TMD @ 10.252' TVD @ 10.050' CABLE DE POTENCIA: # 1, PLANO, CTL MOTOR LEAD EXTENSION: CABLE # 4 60', S/N 10427510 SOL-MNL SER 562 INSTALO 13 GUARDACABES Y 41 ZUNCHOS HASTA EL EMPALME. Y 182 RESTO DE SARTA SE REUTILIZO EL PACK OFF DEL POZO.						
	9.942,00 ft - 9.944,00 ft - MIRADOR - 4- 5/8" CSG GUN - 65PF-32 GRD								
	20.028,00 ft - 20.029,00 ft - MIRADOR /GUADALUPE - 4-1/2" CSG GUN - 55PF - 32 GR								
	20.029,00 ft - 20.030,00 ft - MIRADOR /GUADALUPE - 4-1/2" CSG GUN - 55PF - 32 GR								
	TOPE CTO @ 10050 ft Collar Flotador @ 10202 ft Zapato Flotador @ 10285 ft		<table border="1"> <thead> <tr> <th>CASING INFORMATION</th> <th>DEPTH</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SURFACE CASING 9-5/8" BTC, 43.5#, N80, R3 OD 9.625" / ID 8.755"</td> <td>887'</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION CASING 7" LTC, 26#, P-110, R3 OD 7.000" / ID 6.184"</td> <td>10285'</td> </tr> </tbody> </table>	CASING INFORMATION	DEPTH	SURFACE CASING 9-5/8" BTC, 43.5#, N80, R3 OD 9.625" / ID 8.755"	887'	PRODUCTION CASING 7" LTC, 26#, P-110, R3 OD 7.000" / ID 6.184"	10285'
CASING INFORMATION	DEPTH								
SURFACE CASING 9-5/8" BTC, 43.5#, N80, R3 OD 9.625" / ID 8.755"	887'								
PRODUCTION CASING 7" LTC, 26#, P-110, R3 OD 7.000" / ID 6.184"	10285'								

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-017

	TUBING	LINER	CASING
OD. (In)	3-1/2	7	9-5/8
ID. (In)	2,867	6,18	8.681
Wth. (#/ft)	-	29	47
Thd.	K-FOX	TY-3	BTC
Grade	L-80	N-80	N-80
Depth:top	0'	9492'	0'
bttm.	2500.88'	10433'	10645'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	25,00	25,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA
		1,05	1 - 10.750 in - TUBING HANGER 11" x 3.5" FERR, L-80 - INCLUYE R.T.
	26,05	0,81	1 - 3.850 in - X-OVER 3-1/2" EUE x 3-1/2" FOX (13% Cr.)
	26,86	2409,27	77 - 3.500 in - TUBING JOINTS 3-1/2" KAWASAKI FOX TBG (13% Cr.)
	2436,13	1,18	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" FOX x 3-1/2" EUE (13% Cr.)
	2437,31	0,50	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE FERR
	2437,81	31,29	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2", EUE, N-80 9.3#
	2469,10	0,50	1 - 3.500 in - CHECK VALVE FERR
	2469,60	31,28	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2", EUE, N-80 9.3#
	2500,88	0,50	1 - 3.500 in - ELECTROSUB DISCHAR
	2501,38	24,90	1 - 5.130 in - ELECTROSUB PUMP PUMP: S/N DIG 11538, SERIE 513, MODELO GPMTXFERRH6, TIPO 79 GC-10000.
	2526,28	1,02	1 - 5.130 in - INTAKE: S/N 41G0022923, SERIE 513, MODELO GPXARCINTHE
	2527,30	6,30	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL SELLO UPPER: 31G91341, SERIE 513, G5C3XHLPPFA SELLO LOWER: 31G91340, SERIE 513, G5B3GXLTPPFA
	2533,60	6,30	
	2539,90	19,82	2 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR MOTOR UPPER: 21K81590, SERIE 562, MOD. KMHUGX, 228HR/1425VOL/98AMP. MOTOR LOWER: 21K81591, SERIE 562, MOD. KMHGLX, 228HR/1425VOL/98AMP.
2559,72	19,66		
2579,38		END OF STRING	
	7500'-7550'		REMARKS: MOTOR LEAD EXTENSION: 61K-0034132, SERIE /KTH/SKV/Nº 4 AWG UPPER PIGTAIL: 36554/BIW 100 AMP./5 KVA PENETRADOR: 44402/ BIW /100 AMP./5 KVA. LOWER PIGTAIL: 44784/ BIW/100 AMP./5 KVA XFMR: SOUTHWEST/520 KVA/625 AMPERIOS/SERIE 9711396183 CONTROL DE FRECUENCIA: 51106802/4500V/518KVA/624 AMPERIOS SURFACE CASING 20" K-55 94#/PIE BUTTRES: 101' INTERMEDIATE CASING 13-3/8" N-80 68#/PIE BUTTRES: 1423' PRODUCTION CASING 9-5/8" N-80 47#/PIE: 10645' TODO EL EQUIPO DE FONDO ES DE TIPO FERRITICO NUEVO
	7560'-7575'		
	7655'-7715'		
	9739'-9772'		
	9782'-9798'		
	9809'-9831'		
	9845'-9875'		
	9940'-9965'		
	10320'-10324'		
	10250'-10259'		
	10510' - 10515		
	F.Ubaque		
	TOPE CEMENTO @ 10538'		
	Collar flotador: 10600.5'		
	Zapato flotador: 10643.1'		
	TMD: 10770' - TVD: 10768'		

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-018

	TUBING	CASING	CASING
OD. (in)	3,5	-	7
ID. (in)	2,992	-	6,276
Wth. (#/ft)	9,2	-	26
Thd.	K-FOX	-	BTC
Grade	L - 80	-	N-80
Depth:top	25'	-	SURFACE
bttm.FT	4897.36'	-	10800'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	25,00	25,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA
		0,85	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 1 1/2" x 3.5" EUE, "FP-C2222-ES+ DMR
	25,85	1,00	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x EUE, PIN x PIN
	26,85	2898,68	98 - 3.500 in - TUBING JOINTS L.80 , 3-1/2" , 9.2#/FT, K-FOX, DEL POZO
	2925,53	1,59	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x EUE, PIN x BOX
	2927,12	0,59	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2" EUE
	2927,71	0,56	1 - 3.500 in - CHECK VALVE 3-1/2" EUE
	2928,27	1,54	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" K-FOX PIN x EUE, PIN x BOX
	2929,81	31,61	1 - 3.500 in - TUBING JOINTS L.80 , 3-1/2" , 9.2#/FT, K-FOX, NUEVA
	2961,42	1,51	1 - 3.500 in - X-OVER 3-1/2" EUE, PIN X K-FOX, BOX
	2962,93	0,55	1 - 3.500 in - BOLTON DESCARGA HEAD 3 1/2" EUE, SERIE 523.
	2963,48	36,40	1 - 5.380 in - ELECTROSUB PUMP MODEL PMSDXHL. TYPE 79-P100, S/N 016-20754
	2999,88	1,10	1 - 5.130 in - INTAKE: MODEL 6PXAPECINTH6, S/N 416-54846, P/N
	3000,98	6,31	2 - 5.130 in - ELECTEROSUB SEAL UPPER SEAL: MODEL 6SB36GXHLPFS, S/N 316-161261, P/N 314010554 LOWER SEAL: MODEL 6SB36XLT, S/N 316-161260, P/N
	3007,29	6,31	2 - 5.620 in - ELECTEROSUB MOTOR UPPER MOTOR: MOD KMHUGX / 304 HP. S/N 21K-88548 / 1900 V / 98A LOWER MOTOR: MOD KMHUGX / S/N 2K-88547 / 304 HP / 1900 V / 98A
	3013,60	25,55	
	3013,60	25,37	
	3039,15	0,00	END
3064,52	0,00		
<p>REMARKS: TODO EL EQUIPO DE FONDO ES TIPO FERRITICO. INTERVALO 10514' - 10512' CAÑONEADO CON CSG GUN 4 1/2" a 5 tpp POZO DESVIADO: MaxDev 11.11° @ 9972' MOTOR LEAD EXTENSION: S/N 11584255 P/N C78 098-110, LONG. 70 FT SE HIZO EMPALME DE CABLE MLE AL DE POTENCIA PLANO No.2 EMPALME DE CABLE POTENCIA AL LOWER PIG TAIL. SE UTILIZARON 12 GUARDAS Y 225 SUPERBANDAS DE 1 "</p>			
<p>====> FECHA: SEPT 07/2007 1500 FT DE CABLE DE POTENCIA No 2. (9160') BHA ESP CENTURION 70-S38-P100 Y DOS TUBOS K-FOX DE 3 1/2" NUEVOS (LONG = 152') CASING GUN 4 1/2" A 5 TRP</p>			
<p>CASING INFORMATION</p>			
<p>SURFACE CASING 9-5/8" BTC, 36#, K-55, R3</p>			1289'
<p>OD 9.625", ID 8.765"</p>			
<p>PRODUCTION CASING 7" BTC, 26#, N-80, R3</p>			10800'
<p>OD 7.000", ID 6.276"</p>			
<p>Collar flotador: 10748' Zapato flotador: 10800' TMD: 10805' - TVD: 10775'</p>			

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-019

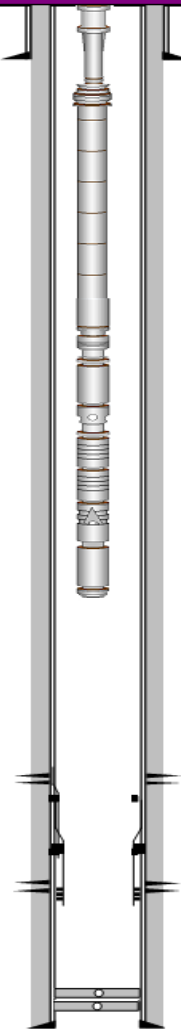
	TUBING	LINER	CASING
OD. (In)	4.5"	-	9-5/8
ID. (In)	3.958"/4"	-	8.681
Wth. (#/ft)	11,6	-	47
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	SURFACE	-	0'
btm.	2057	-	10420'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	22,00	22,00	1- ELEVACION MESA ROTARIA
		0,92	1- 4.500 in - TUBING HANGER EQUIV DMR (7,0) + TBG HGR (0.90)= 7.90'
	22,92	31,40	1- 3.500 in - TUBING JOINTS 3-1/2" EUE N-80 9.3#/FT
	54,32	1,22	1- 5.250 in - X-OVER 3-1/2" EUE BOX X 4-1/2" EUE PIN.
	55,54	1864,53	61- 4.500 in - TUBING JOINTS 4-1/2" EUE N-80 11.6#/FT
	1920,07	0,81	1- 5.9375 in - X-OVER 4-1/2" EUE BOX, 3-1/2" EUE PIN
	1920,88	0,58	1- 4.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2" EUE
	1921,46	31,04	1- 4.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" EUE N-80 9.3#/FT
	1952,50	0,55	1- 4.500 in - CHECK VALVE 3 1/2" EUE
	1953,05	31,80	1- 4.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" EUE N-80 9.3#/FT
	1984,85	0,50	1- 5.130 in - ELECTROSUB DISCHARGE: S 513-3-1/2" EUE BOX MODELO GPDISBRDEUEHV
	1985,35	24,95	2- 5.130 in - ELECTROSUB PUMP S/N 01G14631 MODELO PMSNDH6, SERIE 513 TYPE 70P100
	2010,30	1,00	1- 5.130 in - INTAKE: S/N 41G-53572 MODELO GPXARCINTH6
	2011,30	6,31	2- 5.130 in - ELECTROSUB SEAL
	2017,61	6,31	UPPER SEAL: GSC3HLPFS /513 S/N 31G-101174 LOWER SEAL: GSBGLT /513 S/N 31G-101175
2023,92	31,12	1- 5.620 in - ELECTROSUB MOTOR MOTOR: KMHG /562 S/N 21K-83620/380 HP /881 V /123 AMP	
2055,04	2,59	1- PHD: S/N 21A-06485.	
2057,63		END OF STRING	
9421'-9430' Baker N-1 B. Plug		REMARKS MOTOR LEAD EXTENSION: 61K-28796, CENTRILIFT, #4 SOLIDO, 4 KV (NUEVO) ESP CABLE: SOL #2, PLANO, 5 KV, 110 AMP (NUEVO) PENETRATOR: PACK OFF FEPCO SE UTILIZO 9 GUARDA CABLES Y 155 ZUNCHOS	
9526'-9535' Baker N-1 B. Plug			
9538'-9458' Baker N-1 B. Plug			
9660'-9690' Baker N-1 B. Plug			
10125'-10135' Baker "K" B. Plug		CASING INFORMATION	
Collar flotador: 10387'			
Zapato flotador: 10428.4'		Surface Casing 20" K-55 94#/ft Buttres OD 20.000", ID 19.124"	124'
TMD - TVD: 10430'		Intermediate Casing 13-3/8" N-80 68#/ft Buttres OD 13.375", OD 12.415"	1521'
		Production Casing 9-5/8" 47#/ft N-80 OD 9.625", ID 8.681"	10420'

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-020

	TBG/ CSG	CASING	CASING
OD. (in)	4,5	-	9-5/8
ID. (in)	4	-	8,755
Wth. (#/ft)	11,6	-	43,5
Thd.	8RD LTC	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	22'	-	SURFACE
bttm.	2919,23	-	10747'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION						
	22,00	22 0,92	1 - ELEVACION MESA RÓTORIA 1 - 3.500 in - TUBING HANGER 1 1/2" 3-1/2" EUE, "FP-C22-BS"						
	22,92	1,52	1 - 4.500 in - X-OVER 4-1/2 LTC BOX X 3-1/2" BUE PIN						
	24,44	2919,23	73 - 4.500 in - CSG JOINTS N80, 4-1/2" LTC BOX * PIN 11.6 #/FT						
	2943,67	1,82	1 - 4.500 in - X-OVER 4-1/2 LTC BOX X 3-1/2" BUE PIN						
	2945,49	0,88	1 - 5.13 in - ELECTROSUB DISCHARGE 3-1/2" BUE						
	2946,37	14,45	2 - 5.380 in - ELECTROSUB PUMP						
	2960,82	18,93	UPPER PUMP: S/N 01G-18019 /MOD PMSH6 TYPE 39P100 LOWER PUMP: S/N 01G-01G28018 / MOD PMSH6 / TYPE 52P100						
	2979,75	1,02	1 - 5.130 in - INTAKE S/N 41G54404 / MOD GPXINTH6						
	2980,77	6,31	2 - 5.130 in - ELECTROSUB SEAL						
	2987,08	6,31	UPPER SEAL: S/N 31G-104471 / MOD GSC3HLFPH6 LOWER SEAL: S/N 31G-104470 / MOD GSB3G1TH6						
	2993,39	19,84	2 - 5.62 in - ELECTROSUB MOTOR						
	3013,23	16,60	UPPER MOTOR: 562 /MOD KMHUG /S/N 21K 87532 /228 HP /1425 V /98 A LOWER MOTOR: 562 /MOD KMHUG S/N 21K 87531 /228 HP /1425 V /98 A						
	3029,83		END OF STRING						
	F. MIRADOR 9828'-9842' Receñoneo CSG GUN 3-3/8" TTP (18/8/02)		REMARKS: SCAB LINER 9-5/8" *7" (Tope: 9772', Base:9895') MLE: N/S 104G552 AWG #4 PLANO 2 PIEZAS SER 562 NUEVO CONN UPPER: BIW S/N 50115 EM42201-276-030 USADO (493 DIAS RUN LIFE) CONN LOWER: BIW S/N 45675 EM53107-154-012 USADO (493 DIAS RUN LIFE) PENETRADOR: BIW S/N 55152 EM43208-766-012 USADO (493 DIAS RUN LIFE)						
	F. GUADALUPE 10053'-10069' Receñoneo CSG GUN 3-3/8" 5 TTP (16/03/02) Receñoneo CEG GUN		SE UTILIZARON 9 GUARDACABLE Y 246 BANDAS CONTINUA >>>> 15-08-02: Regla de Cañón, Cabeza de disparo y CCL. >>>> 21-01-07: Cañón 4 1/2" X 10' - Sonda GR-CCL 3 1/2" X 5.2'.						
FISH Collier Flotador: 10660' Zapato Flotador: 10747' TMD: 10750' TVD: 10221'		<table border="1"> <thead> <tr> <th>CASING INFORMATION</th> <th>DEPTH</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SURFACE CASING 13-3/8" BTC, 68 #/ft, N80, R3 OD 13.375", OD 12.415"</td> <td>1598'</td> </tr> <tr> <td>PRODUCTION CASING 9-5/8" BTR, 43.5#/, N-80, R3 OD 9.625", OD 8.755"</td> <td>10747'</td> </tr> </tbody> </table>		CASING INFORMATION	DEPTH	SURFACE CASING 13-3/8" BTC, 68 #/ft, N80, R3 OD 13.375", OD 12.415"	1598'	PRODUCTION CASING 9-5/8" BTR, 43.5#/, N-80, R3 OD 9.625", OD 8.755"	10747'
CASING INFORMATION	DEPTH								
SURFACE CASING 13-3/8" BTC, 68 #/ft, N80, R3 OD 13.375", OD 12.415"	1598'								
PRODUCTION CASING 9-5/8" BTR, 43.5#/, N-80, R3 OD 9.625", OD 8.755"	10747'								

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-021

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3-1/2"	-	7"
ID. (in)	2,992	-	6,276"
Wth. (#/ft)	9,3	-	26
Thd.	EUE	-	EUE
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	22'	-	SURFACE
bttm.	1773.9'	-	10754'

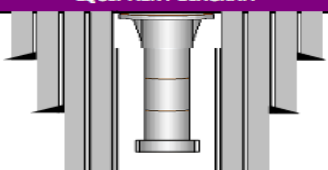

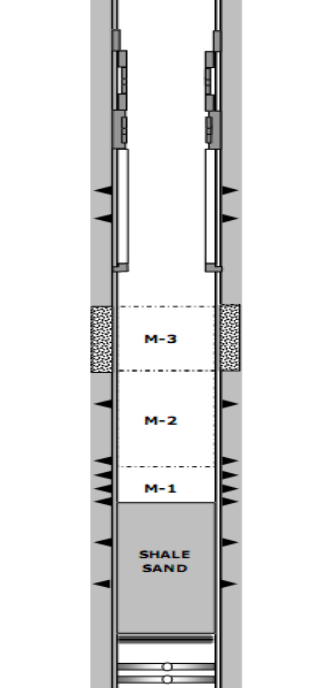
EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	22,00	22,00	1 - ELEVACIÓN MESA ROTARIA
		0,93	1 - 3.500 in - TUBING HANGER 11'-5M W/ PERFIL PARA BPV.
	22,93	1681,66	55 - 3.500 in - TUBING JOINTS 3-1/2" EUE, N-80, 9.3#/FT
	1704,59	0,57	1 - 3.500 in - DRAIN VALVE 3-1/2" EUE, BRD
	1705,16	31,25	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" EUE, N-80, 9.3#
	1736,41	0,57	1 - 3.500 in - CHECK VALVE EUE, BRD
	1736,98	31,4	1 - 3.500 in - TUBING JOINT 3-1/2" EUE, N-80, 9.3#
	1768,38	0,54	1 ELECTROSUB DISCHARGE: 3-1/2" GPD1S
	1768,92	14,43	2 ELECTROSUB PUMP
	1783,35	18,94	UPPER PUMP: S/N 01G17756, MOD PMSNDH6, TIPO 39P100, SER 538 LOWER PUMP: S/N 01G-17757/ MOD PMSNDH6 TIPO 52P100, SER 538
	1802,29	1,04	1 INTAKE: GPINTH6 /SERIE 513 /41G54398
	1803,33	6,30	2 ELECTROSUB SEAL
	1809,63	6,31	UPPER SEAL: 513 /31G-103985, MOD GSC3GHLPPSH6 LOWER SEAL: 513 /31G-103984, MOD GSB3GLTH6
	1815,94	19,85	ELECTROSUB MOTOR
	1835,79	19,70	UPPER MOTOR: KMHUG /228 HP /1425V /98A /21K-86598, SER 562 LOWER MOTOR: KMHLG /228HP /1425 V /98A /21K-86597, SER 562
1855,49		END OF STRING	
<p>FORMACION MIRADOR 10224'-10227' 6 TTP EZ-DRILL 10270' F. GUADALUPE 10507'-10511'</p> <p>Collar Flotador: 10668' Zapato Flotador: 10754' TMD: 10761' TVD: 9829.67'</p>		<p>REMARKS: ELEMENTOS NUEVOS</p> <p>MLE: CABLE # 4 60', S/N 10427510 SOL-MNL SER 562 PACK OFF: 3 1/8' PIN, S/N 070921006, P/N 691231802 CABLE PLANO DE 5 KV. CABLE: #2 AWG-SOLID-FLAT 1800'.</p> <p>SE INSTALARON DIEZ GUARDACABLE Y DOS ZUNCHOS POR TUBO.</p> <p>ULTIMA MEDIDA ELECTRICA FF 1,6 OHM; FT: 5M TOMADA DESPUES DE SENTADA LA TUBERIA EN EL HANGER.</p>	

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

ANEXO D. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS INYECTORES.

POZO:CAM-022

	TUBING	LINER	CASING
OD. (In)	3,5	-	7
ID. (In)	2,992	-	6,184
Wth. (#/ft)	9,3	-	29
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	N-80
Depth:top	Surface	-	Surface
btm.	495,48	-	10560'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	28,80	1,00	1- 7.000 in - PUP JOINT 1- 11.000 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE, "SEABOARD"
	29,80	465,20	15- 3.500 in - TUBING JOINTS EUE, N-80, 9.3#
	495,00	0,48	1- 3.500 in - COUPLING
	495,48		1- 0.000 in - END OF STRING
	7452,56		1- 6.625 in - PACKER SETTING
	7453,87		1- 5.875 in - PACKING ELEMENT
	7458,22		1- 5.000 in - CEMENTING PBR
	7541,00		2- 5.000 in - LINER JOINTS
	7542,00		1- 5.750 in - SEAL ASSY LOCATOR 1- 5.250 in - SEAL ASSEMBLE
	7547,85		0- 0.000 in - END OF STRING
	7548,19		1- 5000 in - CROSSOVER
	7551,91		3- 5.000 in - LINER JOINT
			7.580 ft - 7.640 ft - 4.625" CSG GUN - 12 SPF 7.655 ft - 7.680 ft - 4.625" CSG GUN - 12 SPF
			1- 5.000 in - CROSSOVER 1- 7.000 in - LINER PLUG BUSHING
		9.532 ft - 9.570 ft - AISLADO CON CEMENTO - ABRIL 28/05	
		9.579 ft - 9.586 ft	
		9.598 ft - 9.632 ft - 4-5/8" CSG GUN - 12 SPF - 22.7 GRS	
		9.640 ft - 9.710 ft - CSG GUN 5" - 12 SPF - 22.7 GRS 9.745 ft - 9.820 ft - 4-5/8" CSG GUN - 12 CPF - 22.7 GRS FONDO @ 9795 ft - SEPTIEMBRE 11/08	
		9.862 ft - 9.874 ft	
		10.365 ft - 10.415 ft - 4-5/8" CSG GUN - 12 SPF - 22.7 GRS	
		1- 6.125 in - BRIDGE PLUG	
	10504,50		1- 7.000 in - CASING FLOAT COLLAR
	10547,50		1- 7.000 in - CASING FLOAT SHOE

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

POZO:CAM-023

	TUBING	LINER	CASING
OD. (in)	3,5	-	7
ID. (in)	2,625	-	6,184
Wth. (#/ft)	9,3	-	29
Thd.	PH-6	-	BTC
Grade	N-80	-	P-110
Depth:top	Surface	-	Surface
bttm.	1970.46'	-	10596'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	22,00	22,00	1 - 7.000 in - PUP JOINT
	23,00	1,00	1 - 11.000 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE, "SEABOARD"
	23,00	1,50	1 - 3.500 in - CROSSOVER 3 1/2" EUE X 3 1/2" PH-6
	24,50	339,74	12 - 3.500 in - TUBING JOINTS EUE, PH-6, 9.3#
	364,24	1,52	1 - 3.500 in - CROSSOVER 3 1/2" PH-6 X 3 1/2" EUE
	365,76	1,00	1 - 3.500 in - PATE MULE 3 1/2" EUE
	366,76		1 - 0.000 in - END OF STRING
	REMARKS		
	(1) CAÑONEADO CON 4 5/8" TCP, 6TPP., Productor		
	(2) CAÑONEADO CON CASING GUN DE 4 1/2" A STPP. Inyector		
CASING INFORMATION			
Collar Flotador @ 10511.7'		Surface Casing 95/8" 47#/ft N-80 Butt. OD 9.625", ID 8.681"	1500'
Zapato Flotador @ 10594.98'		Production Casing 7" 26#/ft P-110 OD 7.000", ID 6.184"	10596'
TVD @ 10504', TMD @ 10707'			

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

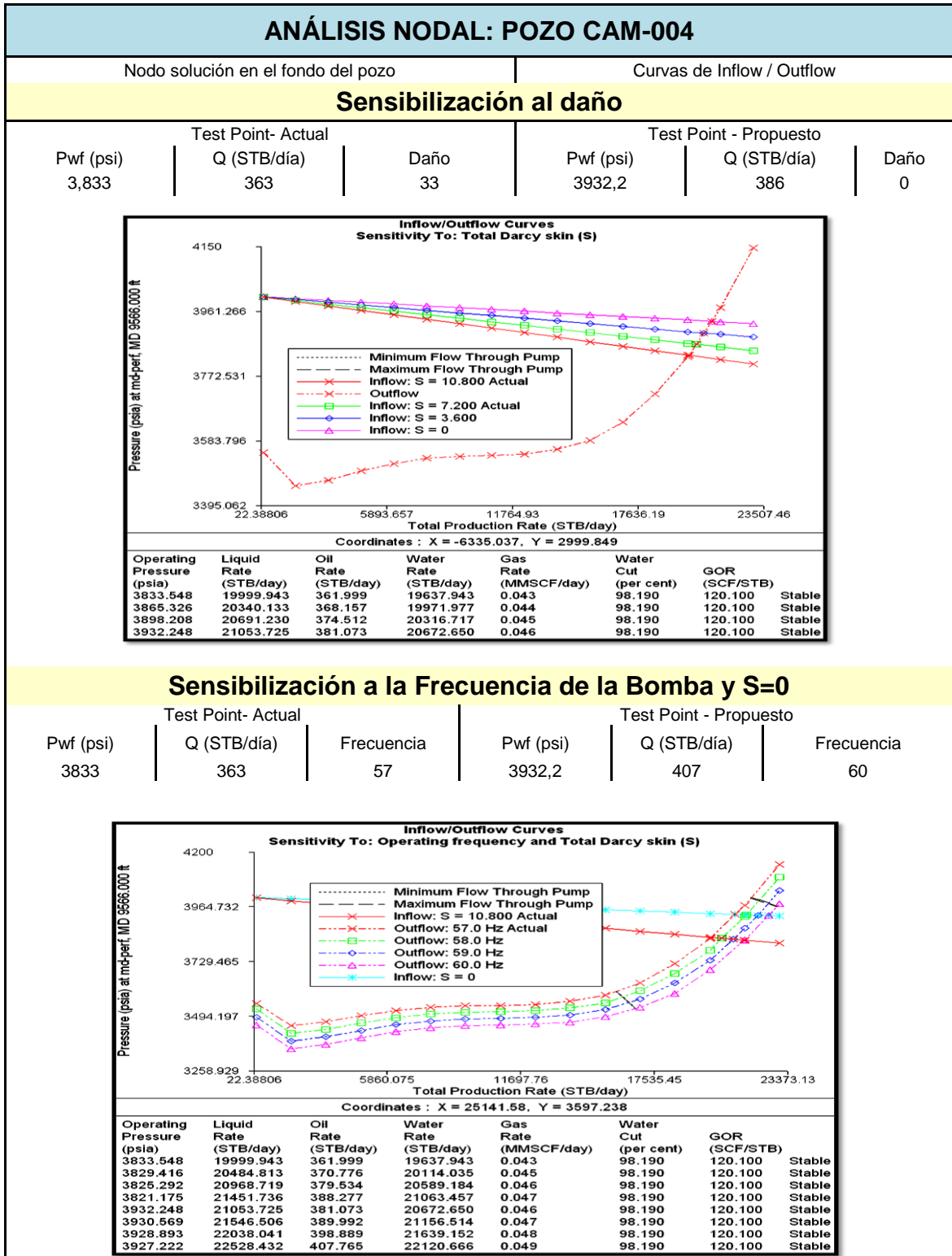
POZO:CAM-024

	TUBING	LINER	CASING
OD. (In)	3,5	-	7
ID. (In)	2,992	-	6,184
Wth. (#/ft)	9,3	-	29
Thd.	EUE	-	BTC
Grade	N-80	-	P-110
Depth:top	Surface	-	Surface
bttm.	517'	-	10596'

EQUIPMENT DIAGRAM	DEPTH feet	LENGTH feet	PRODUCTION DESCRIPTION
	28,00	28,00	1 - ELEVACION MESA ROTARIA
		1,00	1 - 11.000 in - TUBING HANGER 11" X 3 1/2" EUE 8-RD FEPCO W/PENETRATOR
	29,00	488,00	16 - 3.500 in - TUBING JOINTS EUE, N-80, 9.3#
	517,00	0,48	1 - 3.500 in - COUPLING
	517,48		1 - 0.000 in - END OF STRING
	9635,00	5,83	1 - 5.750 in - LINER TOP PACKER
	9640,83	44,35	TIW LINER PACKER MODEL "L" 5" - 18# x 7" - 29#, SLEEVE OD=5.5"; ID=5.063"
	9661' - 9664'		1 - 5.000 in - LINER JOINT(S), HASTA BASE DE DIAMANTE
			45/8" CSG GUN - 6 TTP
	9685,18	6,05	1 - LINER HANGER PACKER
9691,23	0,30	TIW LINER HANGER PACKER "LH" 5" - 18# x 7" - 29#, LEFT HAND J LOT	
		1 - GUIDE SUB	
		WIRELINE ENTRY GUIDE, BISELADO INTERIORMENTE	
9740' - 9782'			
		45/8" CSG GUN - 6 TTP	
		60 DEG	
9800' - 9862'			
		45/8" CSG GUN - 6 TTP	
		60 DEG	
10615.1'			
10693.46'			
			1 - 7.000 in - CASING FLOAT COLLAR
			1 - 7.000 in - CASING FLOAT SHOE

Fuente. PETROBRAS Colombia Limited. Estados mecánicos. Ing Henry Monroy. Enero 1990.

ANEXO E. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS PRODUCTORES



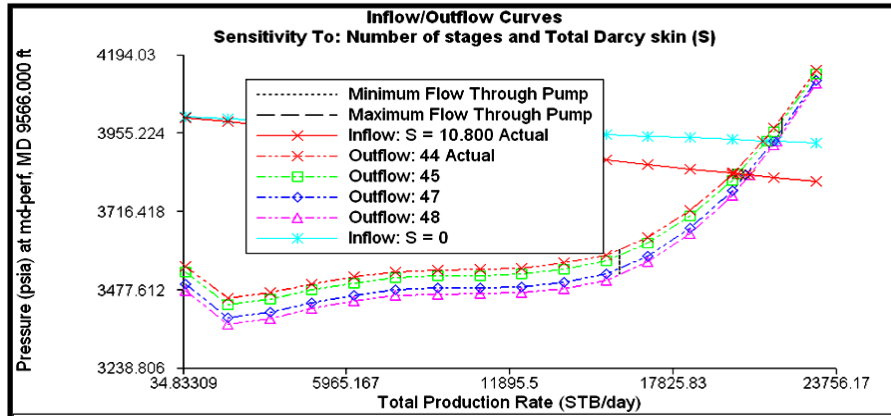
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-004

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3833	363	44	3930,5	390	48



Coordinates : X = 23059.56, Y = 3002.139

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)	
3833.548	19999.943	361.999	19637.943	0.043	98.190	120.100	Stable
3832.261	20150.916	364.732	19786.182	0.044	98.190	120.100	Stable
3829.811	20438.410	369.936	20068.473	0.044	98.190	120.100	Stable
3828.644	20575.410	372.415	20202.994	0.045	98.190	120.100	Stable
3932.248	21053.725	381.073	20672.650	0.046	98.190	120.100	Stable
3931.770	21193.910	383.610	20810.299	0.046	98.190	120.100	Stable
3930.862	21460.342	388.433	21071.908	0.047	98.190	120.100	Stable
3930.430	21587.033	390.726	21196.307	0.047	98.190	120.100	Stable

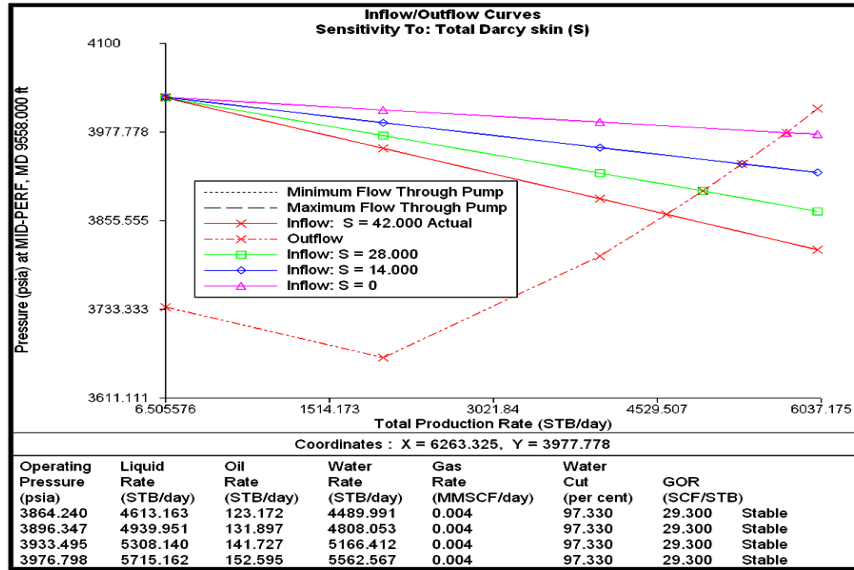
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-008

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

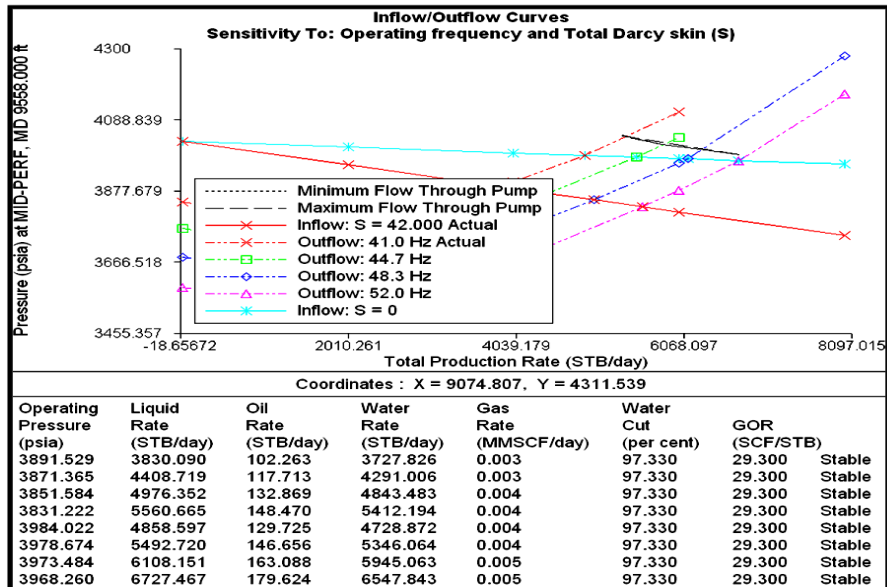
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño
3864	123	42	3976,2	152	0



Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3864	123	41	3968,2	179	52



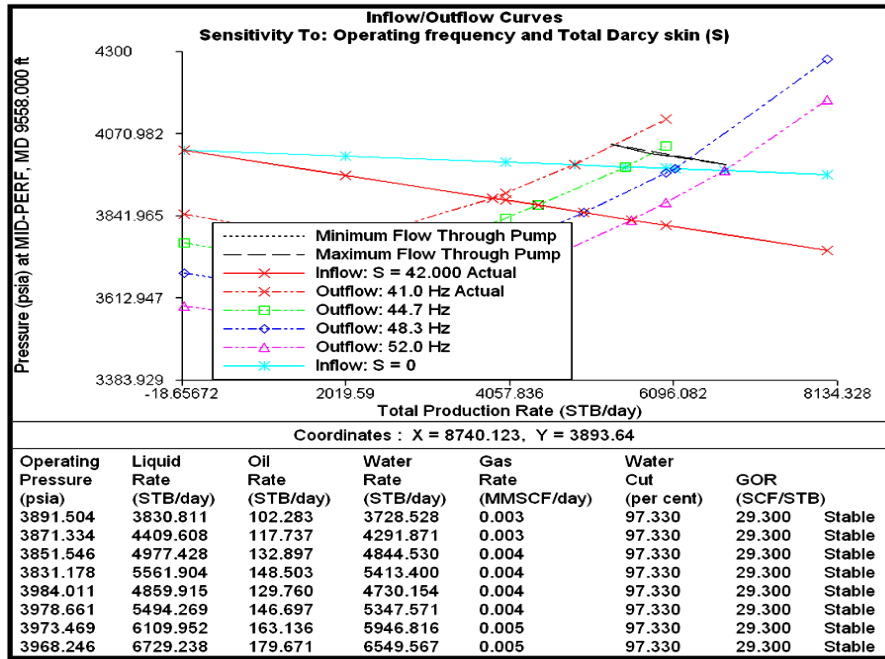
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-008

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3864	123	41	3974,9	158	45



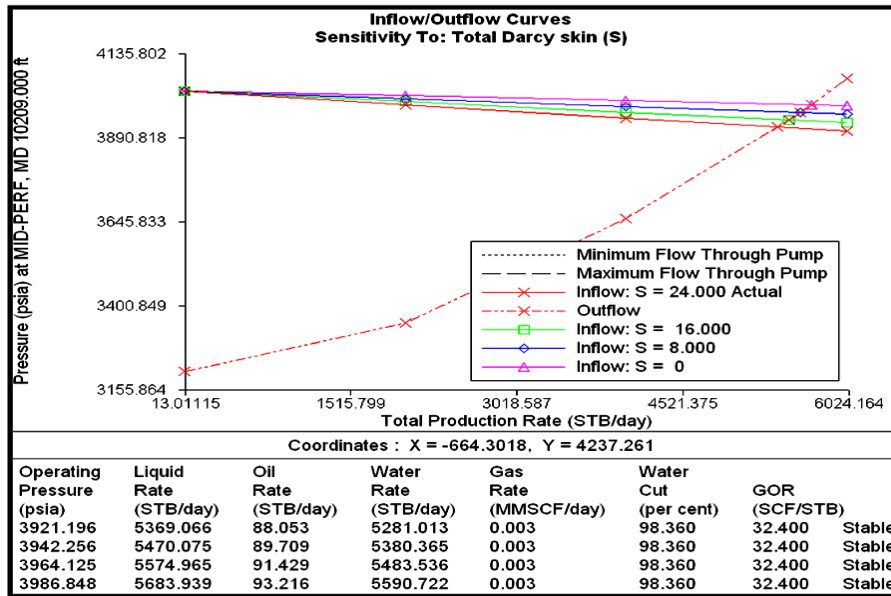
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-009

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

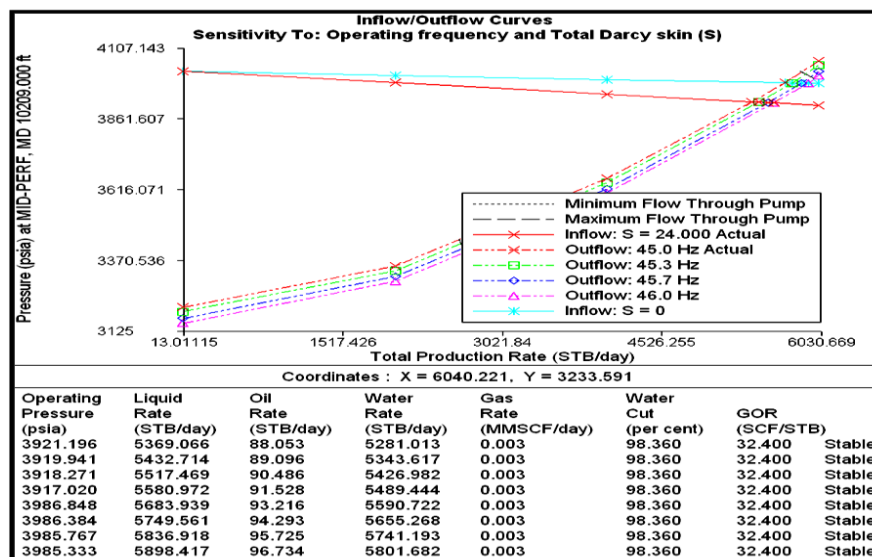
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño
3921,2	88	24	3986.8	93	0



Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3921,2	88	45	3985,3	96	46



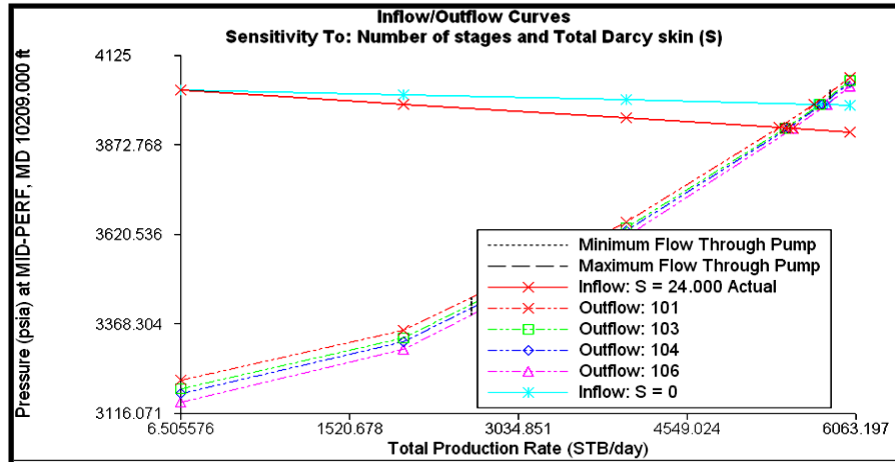
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-009

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3921,2	88	101	3986	95	106



Coordinates : X = -1104.485, Y = 3596.257

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)	
3921.196	5369.066	88.053	5281.013	0.003	98.360	32.400	Stable
3920.163	5421.453	88.912	5332.541	0.003	98.360	32.400	Stable
3919.659	5447.049	89.331	5357.717	0.003	98.360	32.400	Stable
3918.673	5497.099	90.152	5406.946	0.003	98.360	32.400	Stable
3986.848	5683.939	93.216	5590.722	0.003	98.360	32.400	Stable
3986.492	5734.270	94.042	5640.227	0.003	98.360	32.400	Stable
3986.328	5757.506	94.423	5663.083	0.003	98.360	32.400	Stable
3986.044	5797.771	95.083	5702.688	0.003	98.360	32.400	Stable

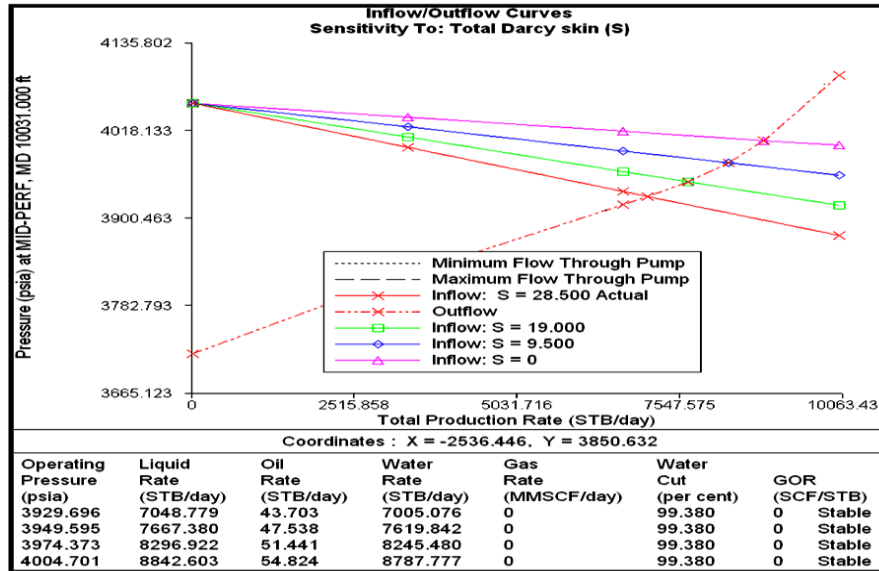
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-011

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

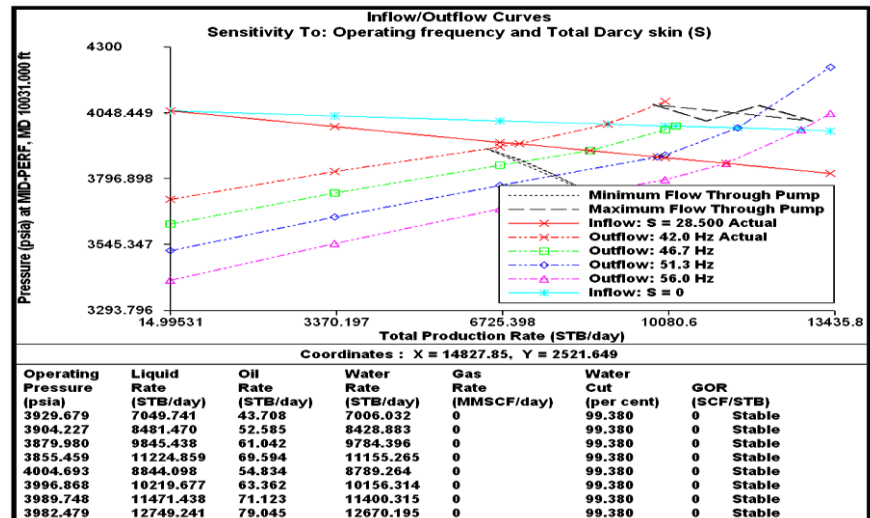
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño
3921,2	88	28,5	4004,7	54	0



Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba y S=0

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3921,2	88	42	3982,5	79	56



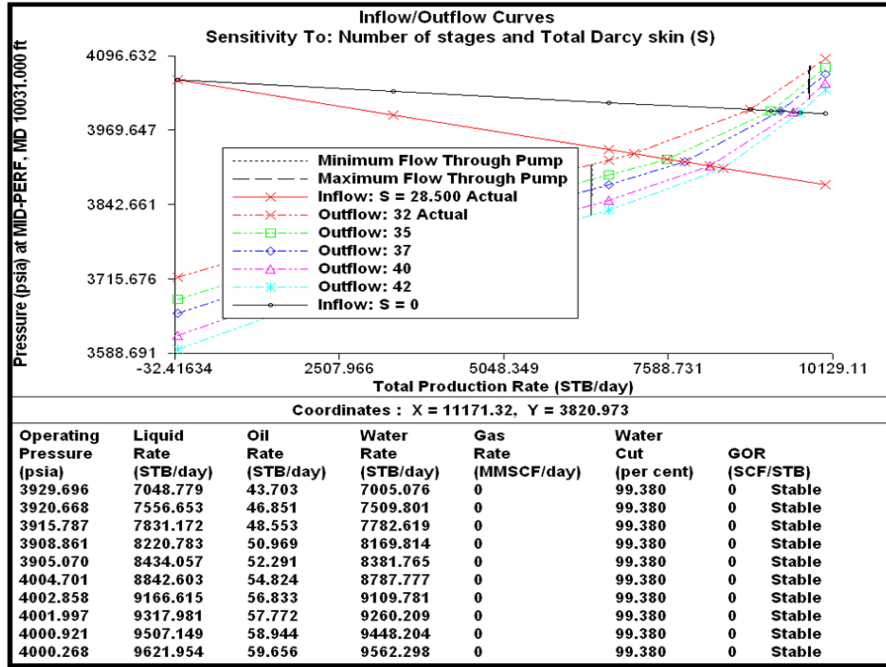
ANÁLISIS NODAL: POZOS CAM-011

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3921,2	88	32	4000,3	59	42



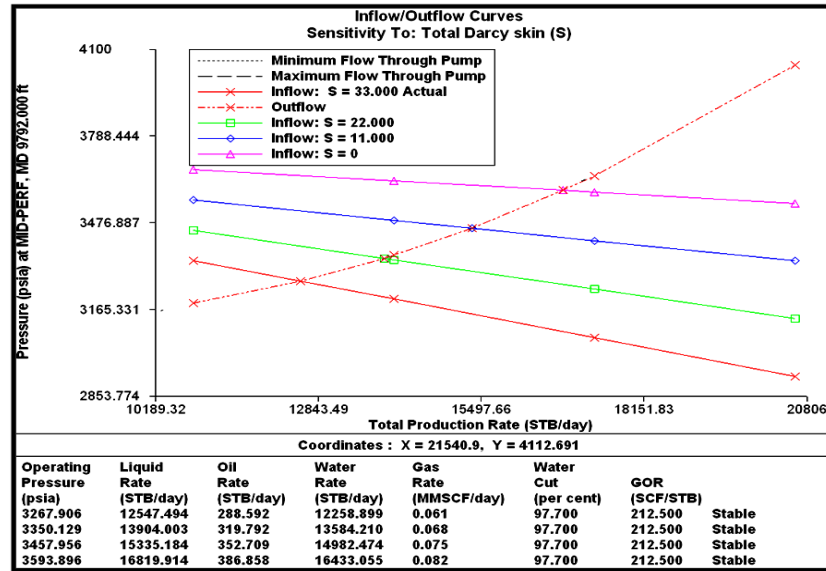
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-013

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

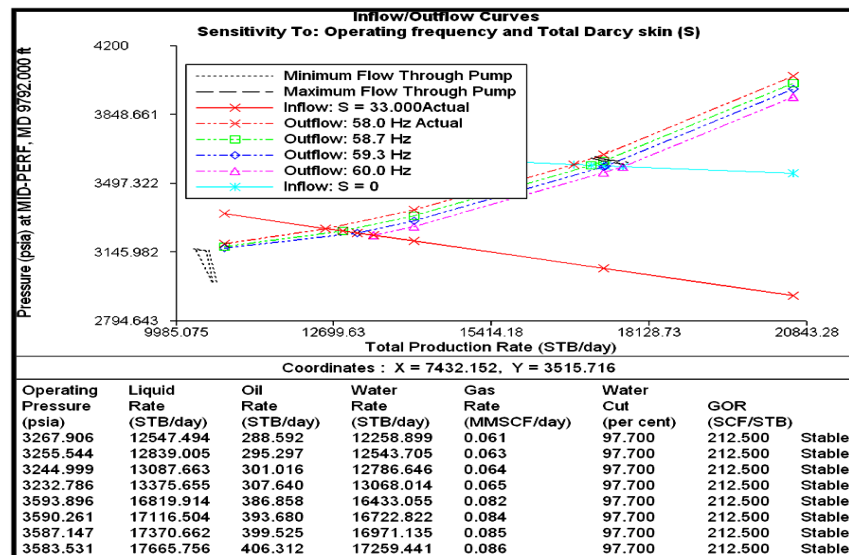
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño
3267	287	33	3593,9	386	0



Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3267	287	58	3583,5	406	60



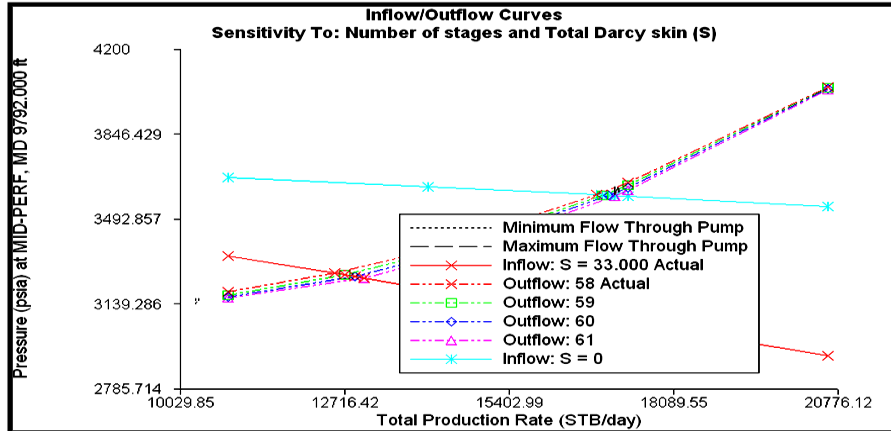
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-013

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3267	287	58	3930,5	390	61



Coordinates : X = 7243.781, Y = 3347.164

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)	
3267.906	12547.494	288.592	12258.899	0.061	97.700	212.500	Stable
3260.963	12711.213	292.358	12418.853	0.062	97.700	212.500	Stable
3254.262	12869.223	295.992	12573.229	0.063	97.700	212.500	Stable
3247.874	13019.875	299.457	12720.416	0.064	97.700	212.500	Stable
3593.896	16819.914	386.858	16433.055	0.082	97.700	212.500	Stable
3592.656	16921.094	389.185	16531.906	0.083	97.700	212.500	Stable
3591.450	17019.514	391.449	16628.063	0.083	97.700	212.500	Stable
3590.300	17113.377	393.608	16719.768	0.084	97.700	212.500	Stable

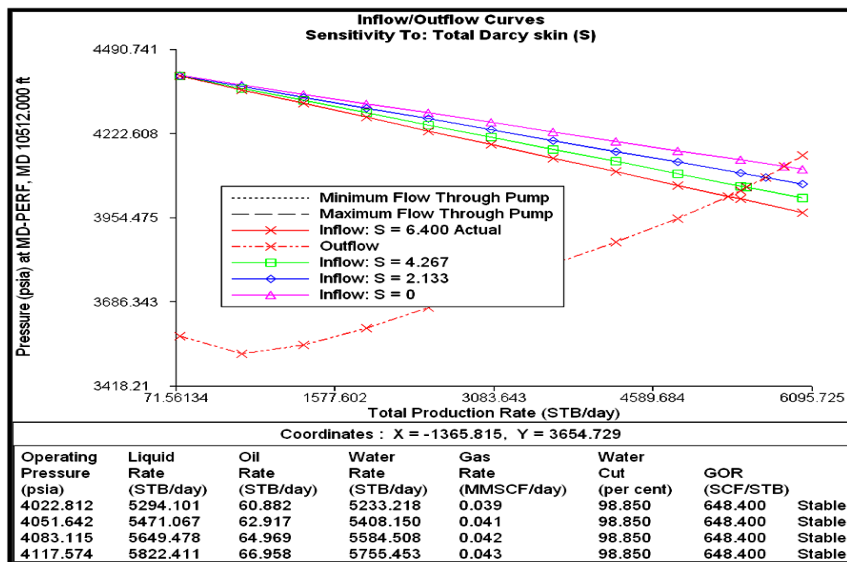
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-018

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

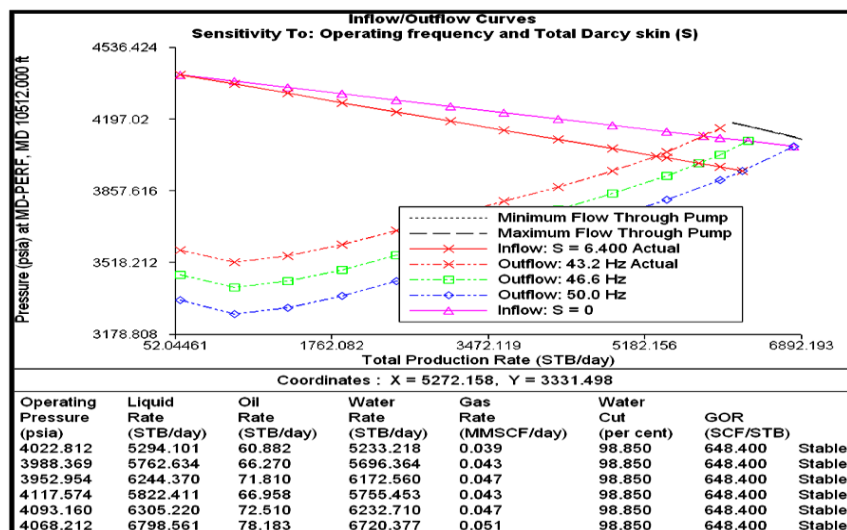
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Daño
4022	60	6.4	3932,2	386	0



Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba y S=0

Test Point- Actual			Test Point – Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
4022	60	57	397,2	407	60



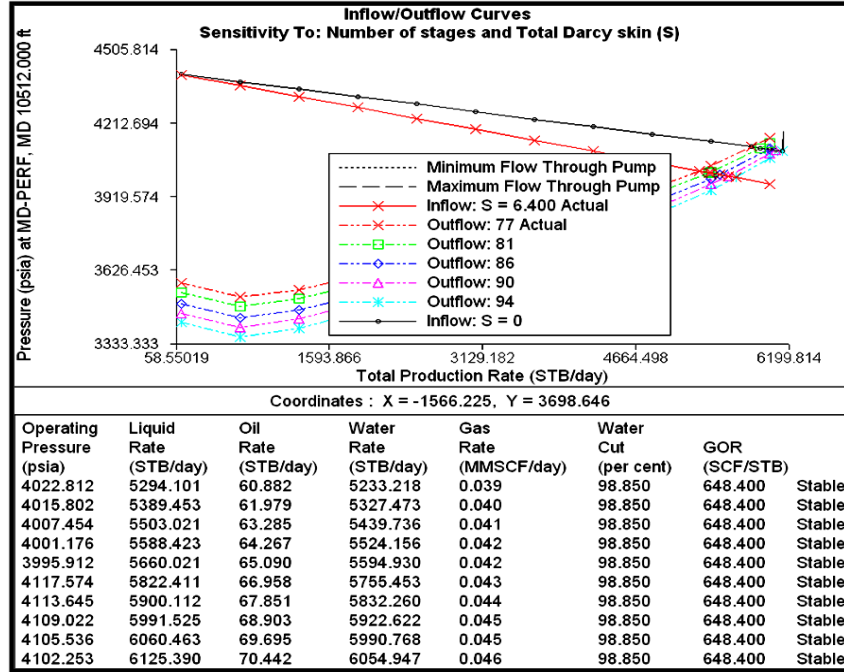
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-018

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al Número de etapas y S=0

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
4022	60	77	4102.3	70	94



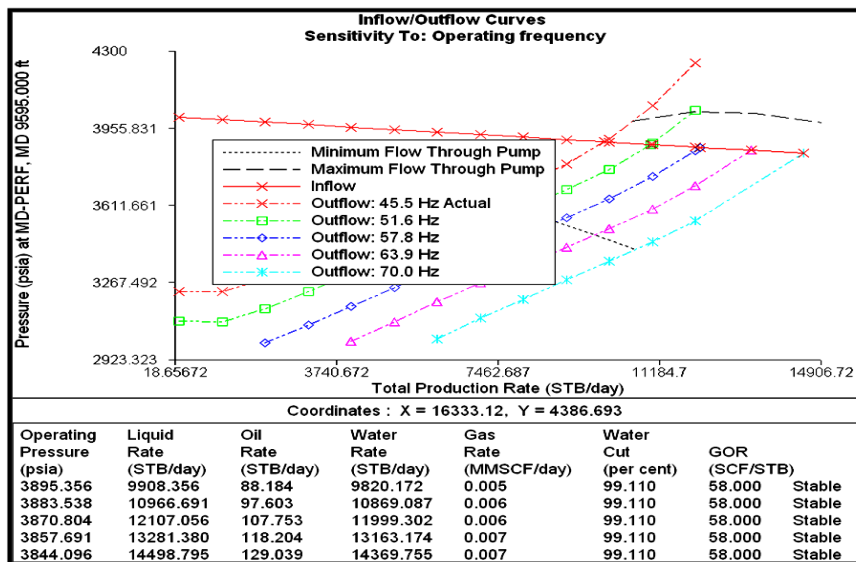
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-001

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

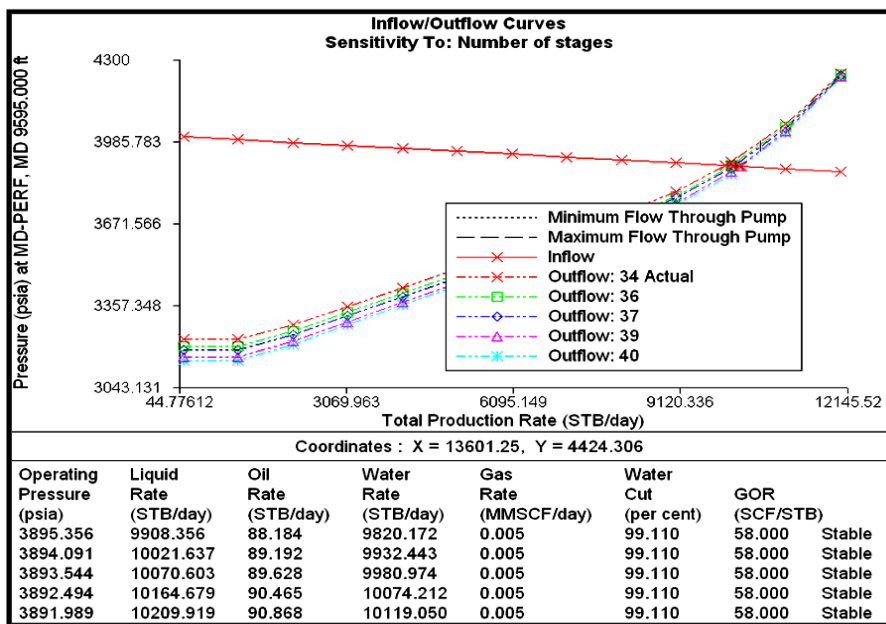
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3895,4	88	45,5	3844,1	129	70



Sensibilización al Número de etapa

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3895,4	88	34	3891,9	90	40



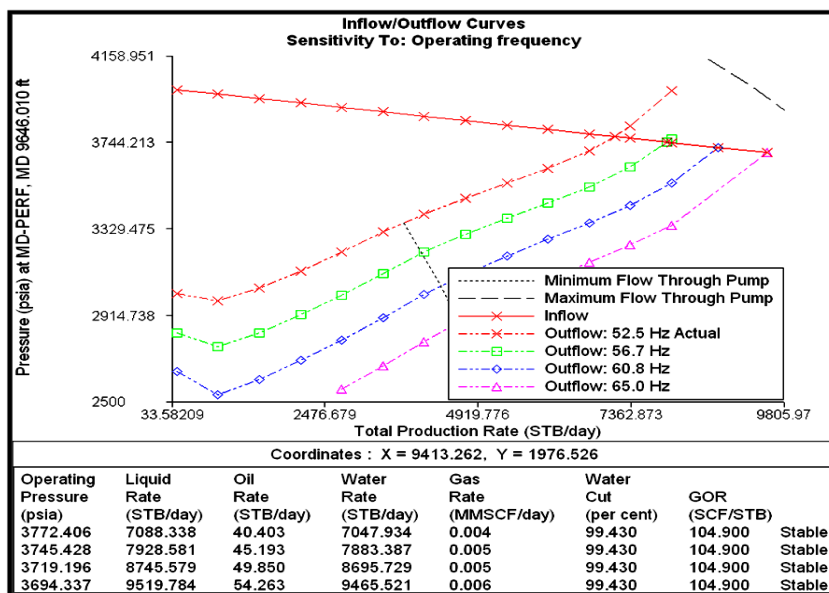
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-002

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

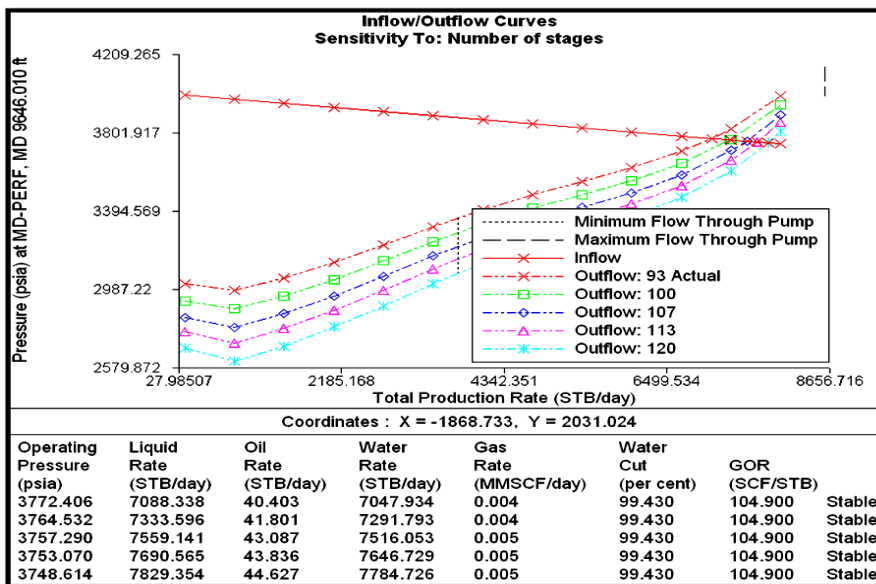
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3772,4	40	52,5	3694,3	54	65



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3772,4	40	93	3748,6	44	120



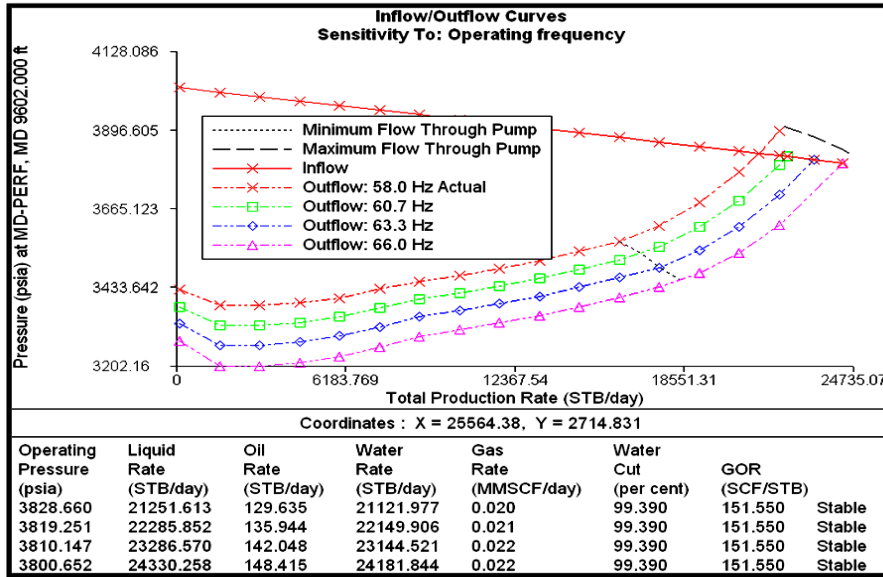
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-003

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

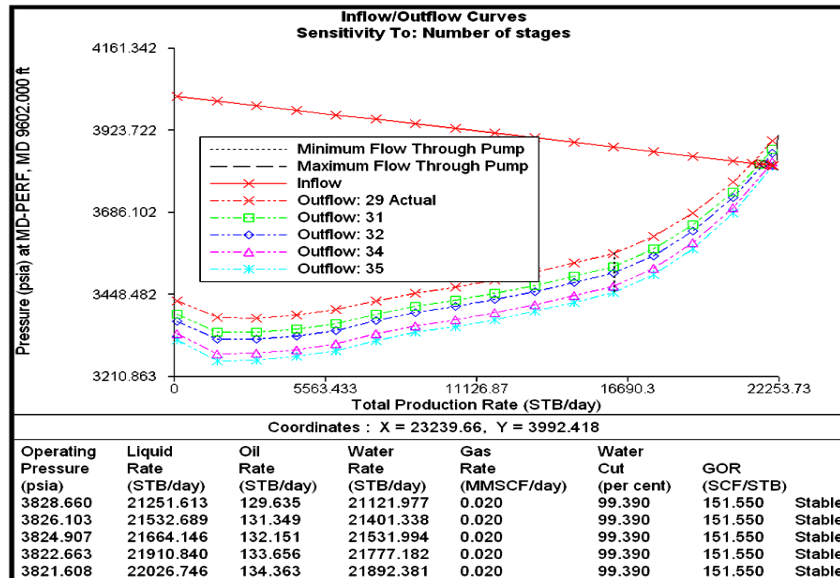
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3828,7	129	58	3800,7	148	66



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3828,7	129	29	3821,6	134	35



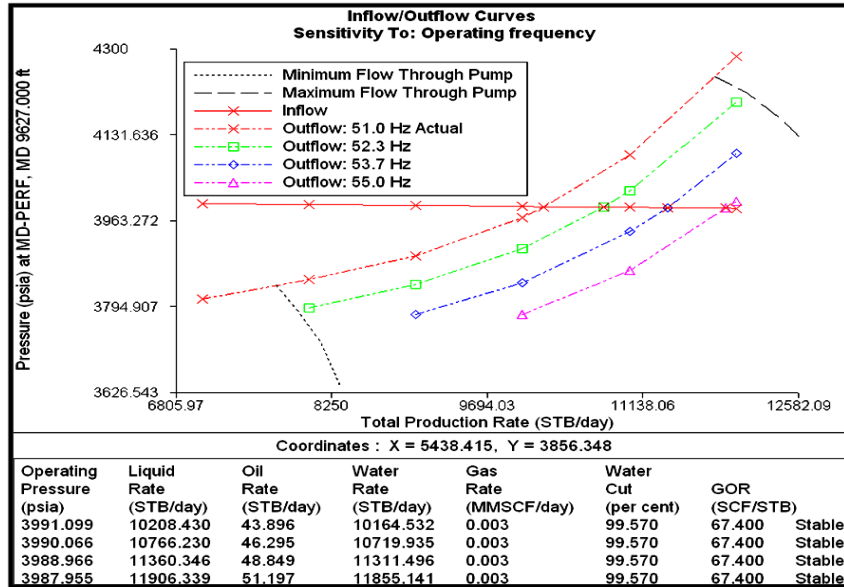
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-005

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

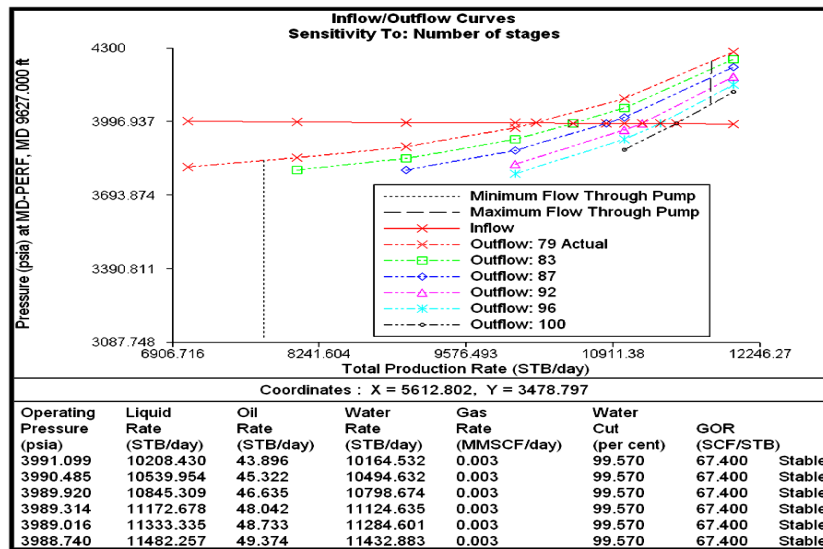
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3991	46	51	3987,9	51	55



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3991	46	79	3988,7	49	100



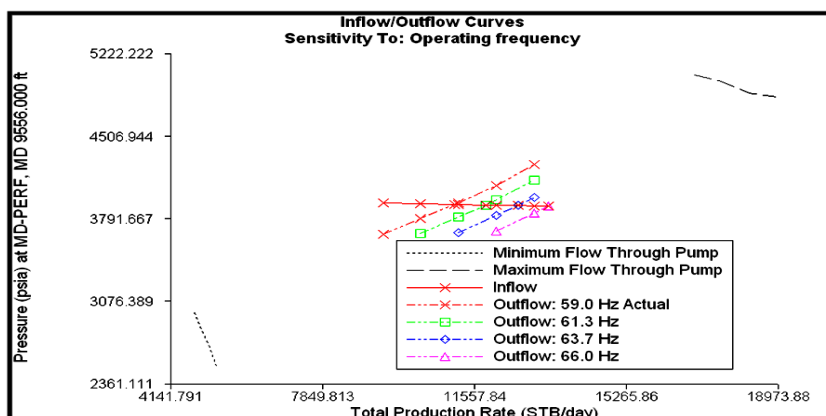
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-006

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3917,2	97	59	3903,3	117	66

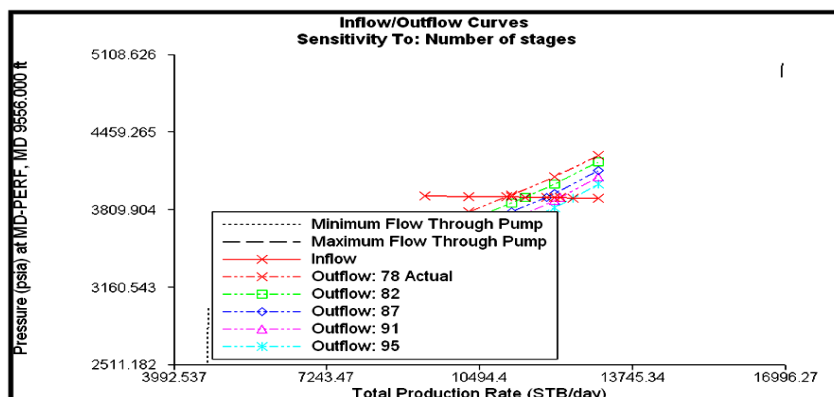


Coordinates : X = 5068.797, Y = 723.2779

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)	
3917.242	11059.215	97.321	10961.894	0.010	99.120	98.000	Stable
3912.613	11820.839	104.024	11716.813	0.010	99.120	98.000	Stable
3907.814	12606.673	110.939	12495.732	0.011	99.120	98.000	Stable
3903.264	13351.598	117.494	13234.103	0.012	99.120	98.000	Stable

Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3917,2	97	78	3908,7	109	95



Coordinates : X = 1358.608, Y = 2916.41

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)	
3917.242	11059.215	97.321	10961.894	0.010	99.120	98.000	Stable
3914.911	11442.715	100.696	11342.019	0.010	99.120	98.000	Stable
3912.163	11894.726	104.674	11790.051	0.010	99.120	98.000	Stable
3910.374	12187.565	107.251	12080.313	0.011	99.120	98.000	Stable
3908.744	12454.435	109.599	12344.833	0.011	99.120	98.000	Stable

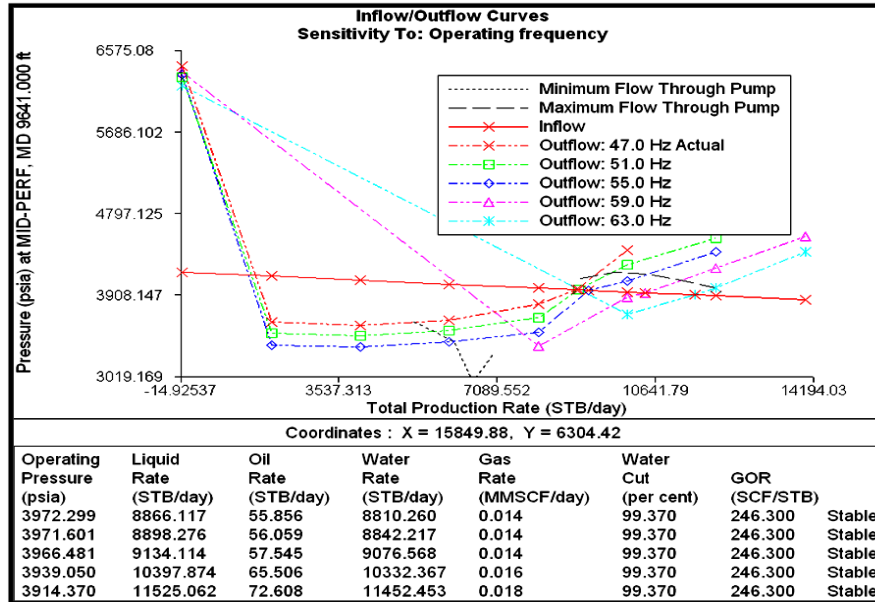
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-007

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

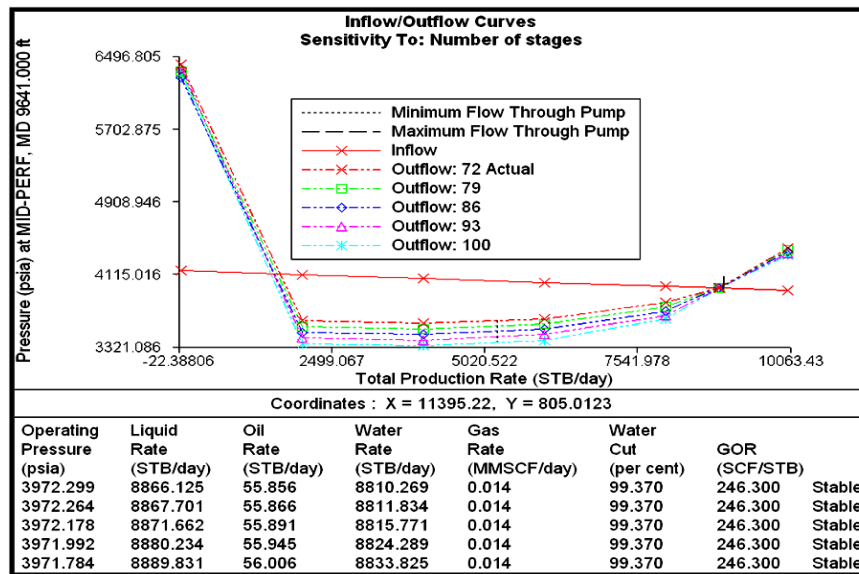
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3972,3	55	47	3914,4	72	63



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3972,3	55	72	3971,8	56	100



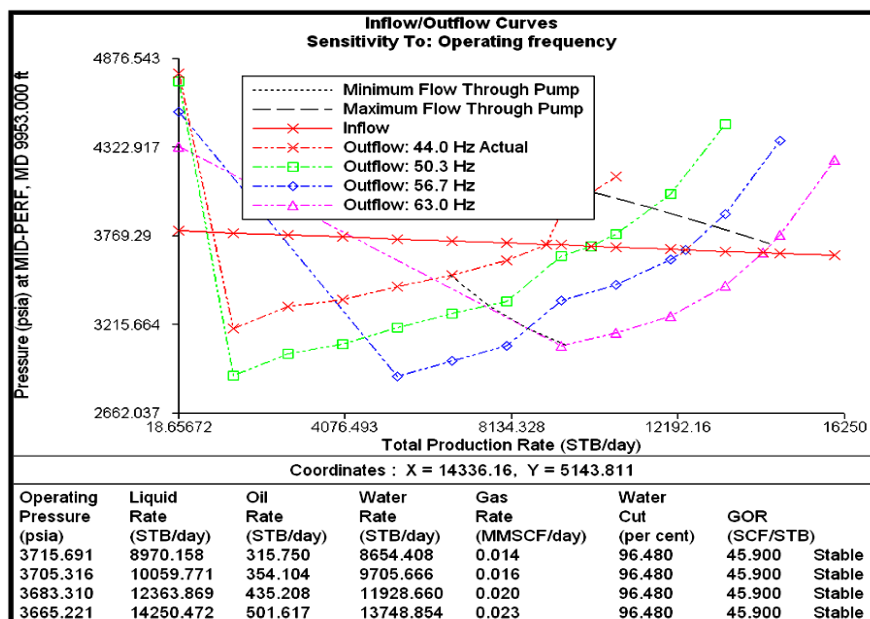
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-010

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

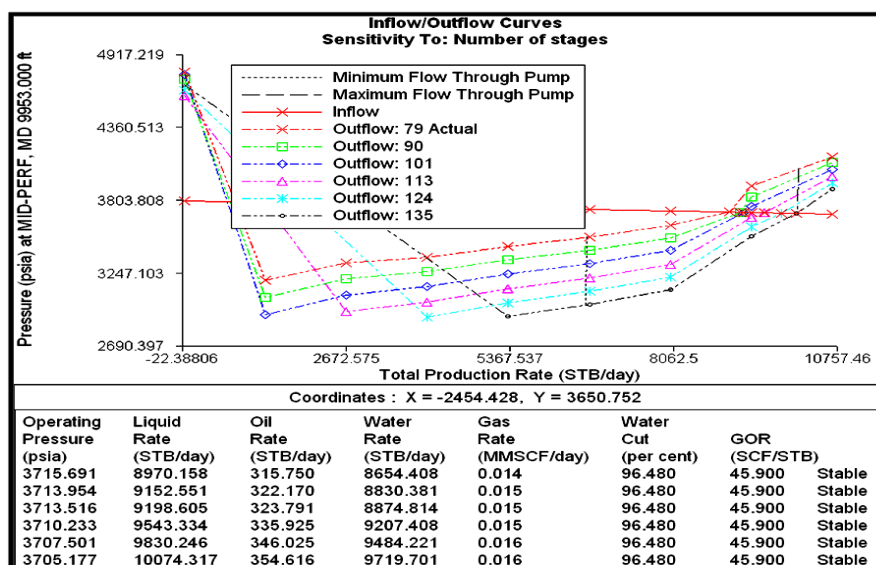
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3715	315	40	3665,2	501	63



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3715	315	79	3705,2	354	135



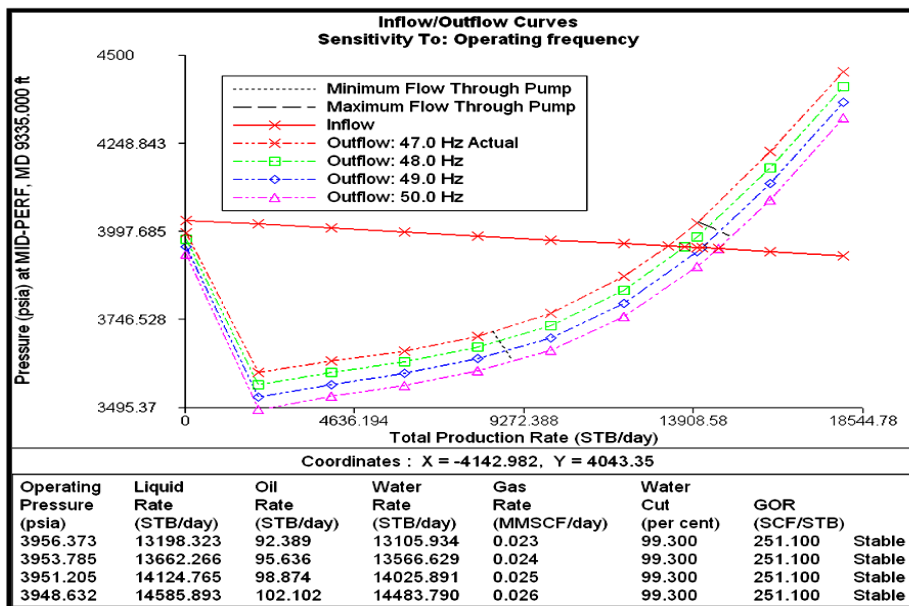
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-012

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

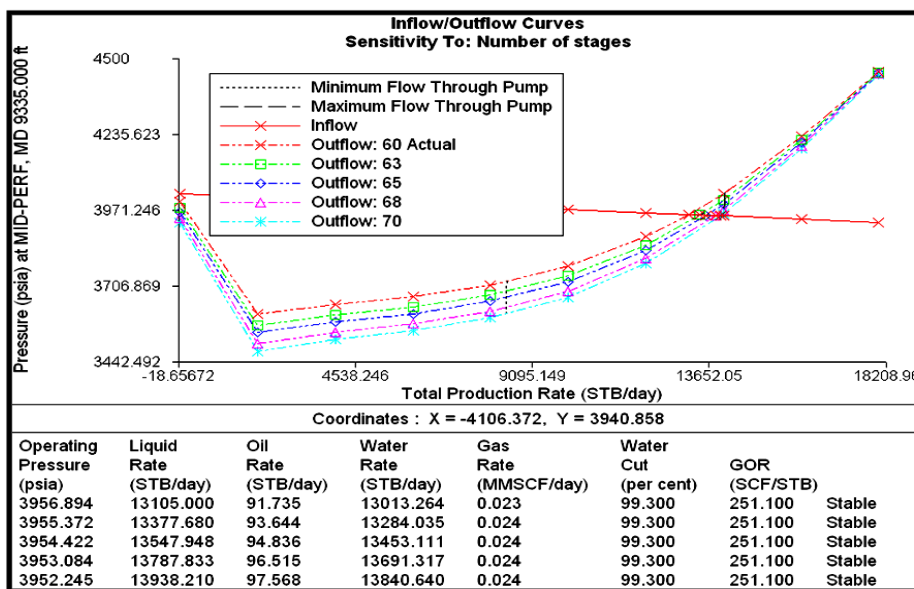
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
4287	38	47	3948,6	102	50



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
4287	38	44	3930,5	390	48



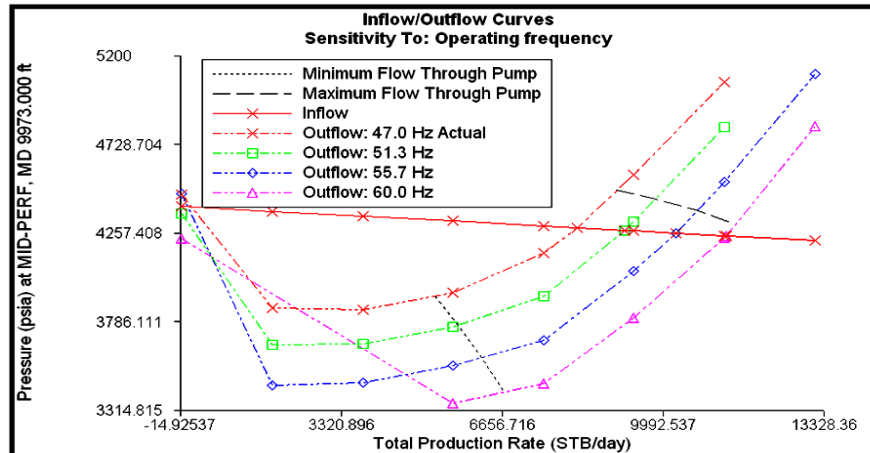
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-014

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	Frecuencia
4287	38	47	4244,7	53	60

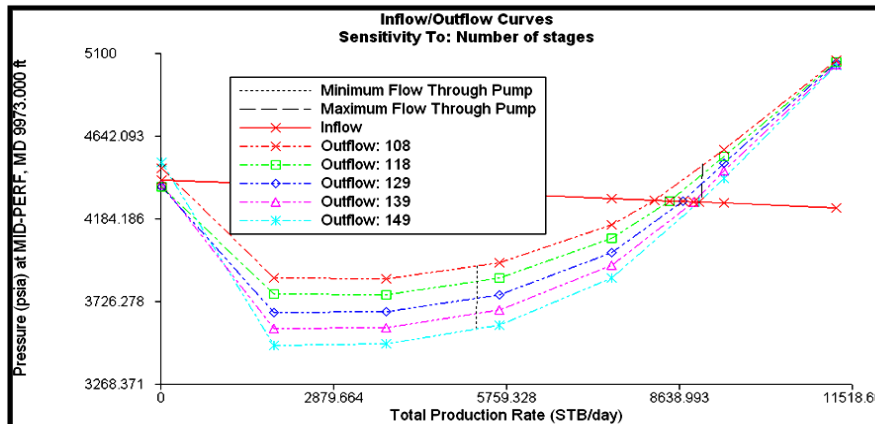


Coordinates : X = -3248.42, Y = 4362.672

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)	
4287.072	8210.605	38.590	8172.015	0.013	99.530	333.300	Stable
4273.545	9194.111	43.212	9150.898	0.014	99.530	333.300	Stable
4259.176	10238.809	48.122	10190.686	0.016	99.530	333.300	Stable
4244.743	11288.224	53.055	11235.168	0.018	99.530	333.300	Stable

Sensibilización al Número de etapas

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	N° Etapas
4287	38	108	4276,8	42	149



Coordinates : X = -2256.232, Y = 3978.594

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)	
4287.072	8210.605	38.590	8172.015	0.013	99.530	333.300	Stable
4283.565	8465.559	39.788	8425.770	0.013	99.530	333.300	Stable
4280.478	8690.031	40.843	8649.188	0.014	99.530	333.300	Stable
4278.014	8869.197	41.685	8827.512	0.014	99.530	333.300	Stable
4276.846	8954.096	42.084	8912.011	0.014	99.530	333.300	Stable

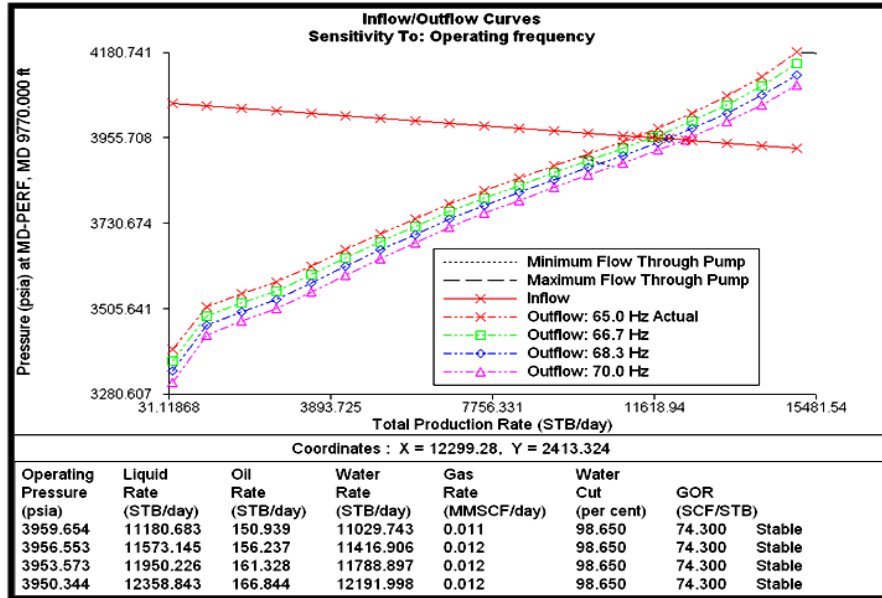
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-015

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

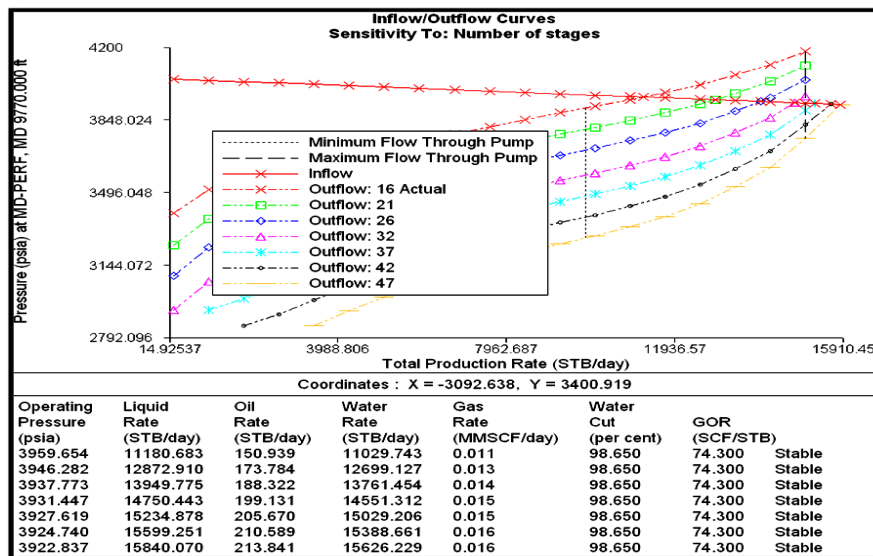
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3959,7	148	65	3950,3	166	70



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3959,7	148	16	3922	213	47



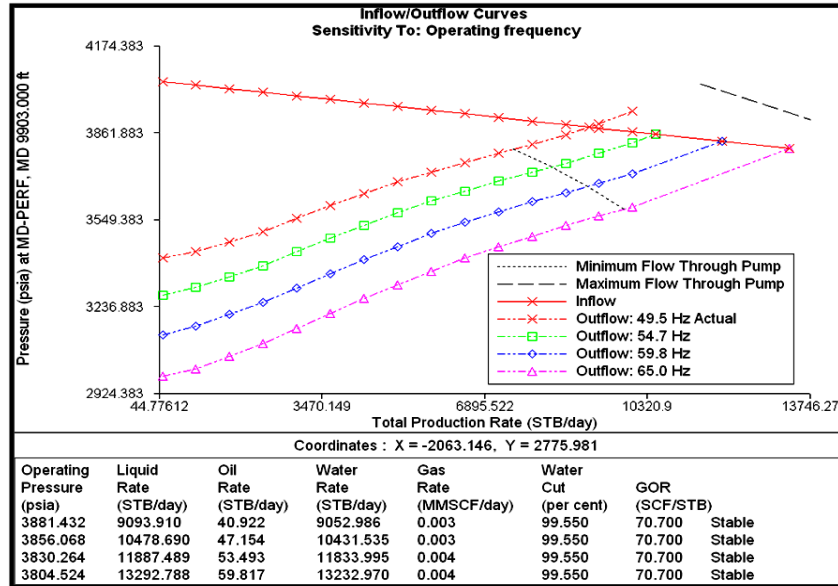
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-016

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

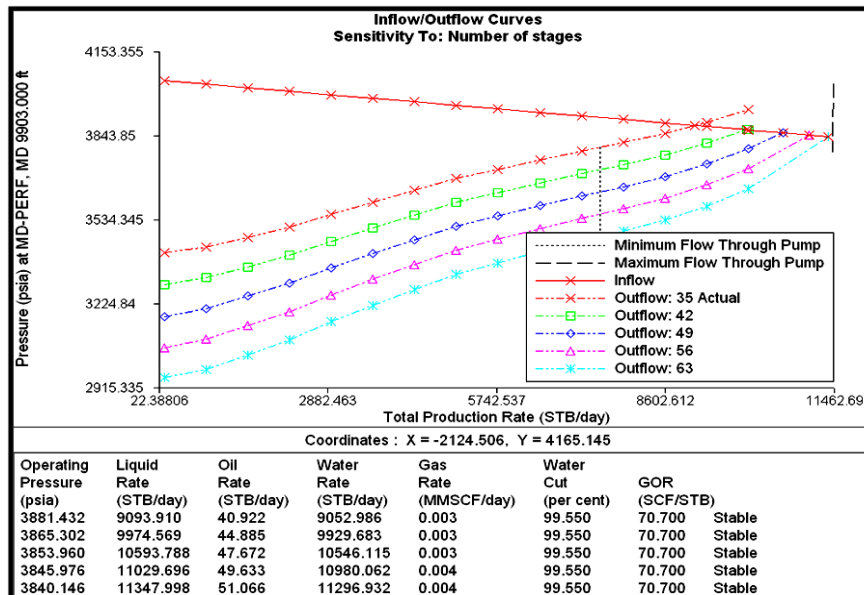
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3881,4	55	49,5	3804,5	59	65



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3881,4	55	35	3840,1	51	63



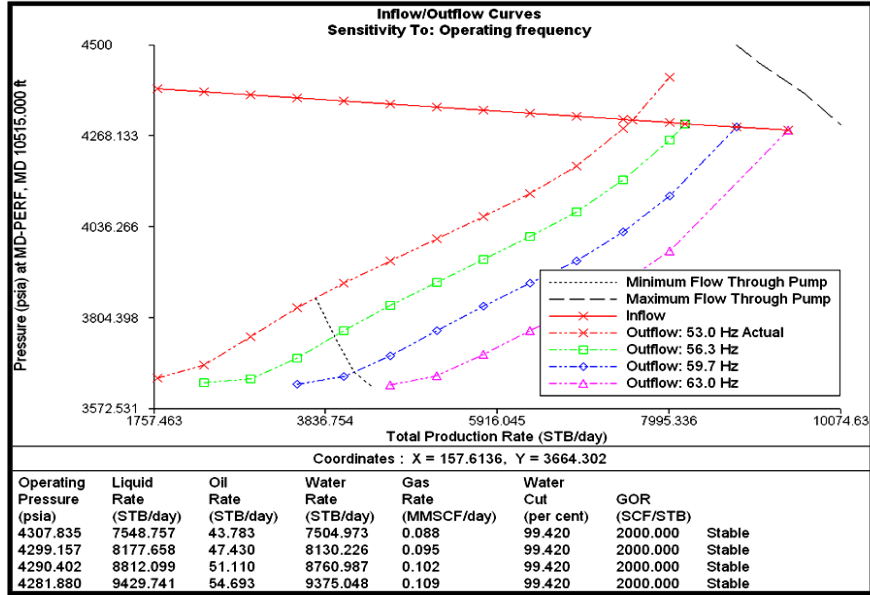
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-017

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

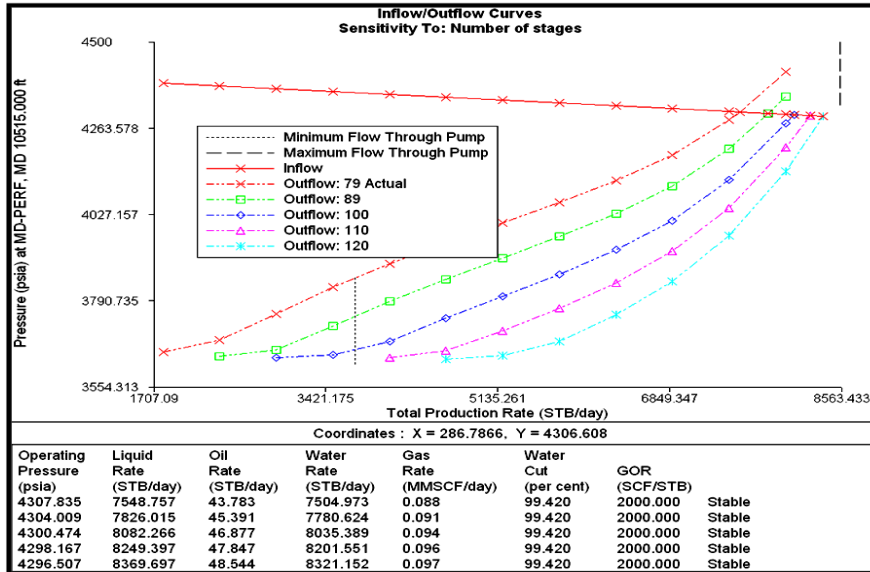
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	Frecuencia
4307,8	44	53	4281	54	63



Sensibilización al Número de etapas

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	Nº Etapas
4307,8	44	35	4296,5	48	120



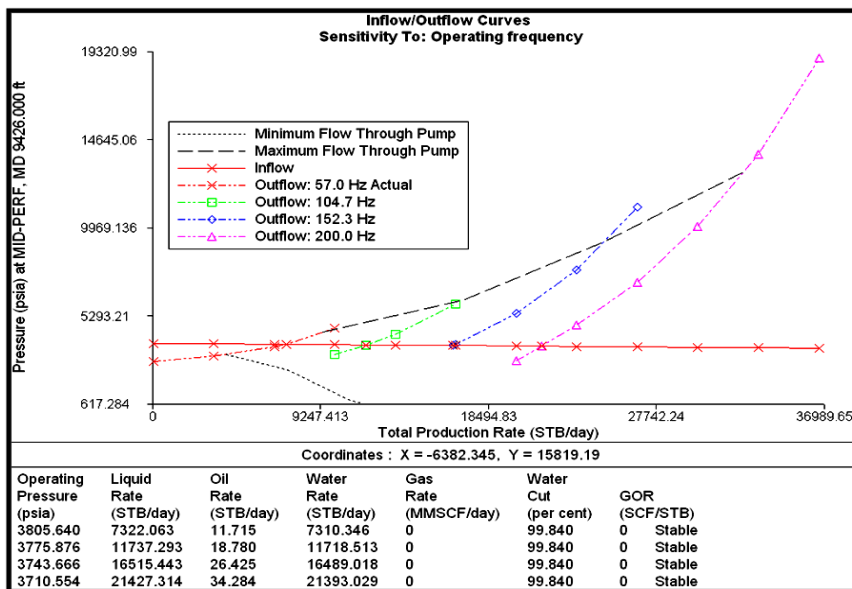
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-019

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

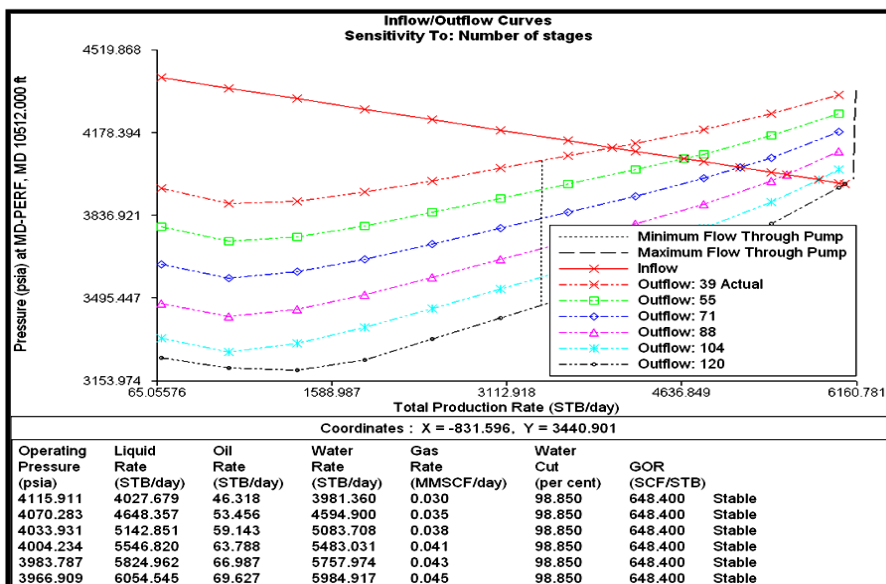
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3805,6	11	57	3710,5	34	200



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Nº Etapas
3805,6	11	35	3793,2	14	120



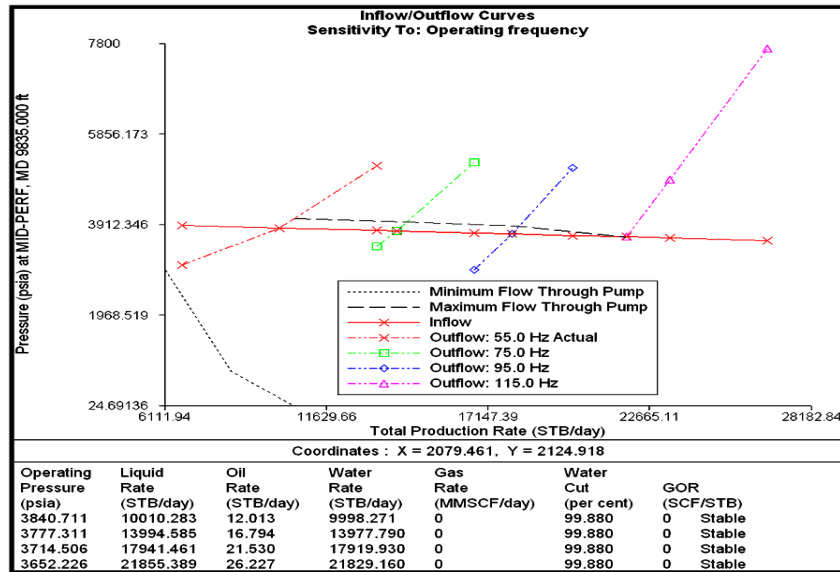
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-020

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

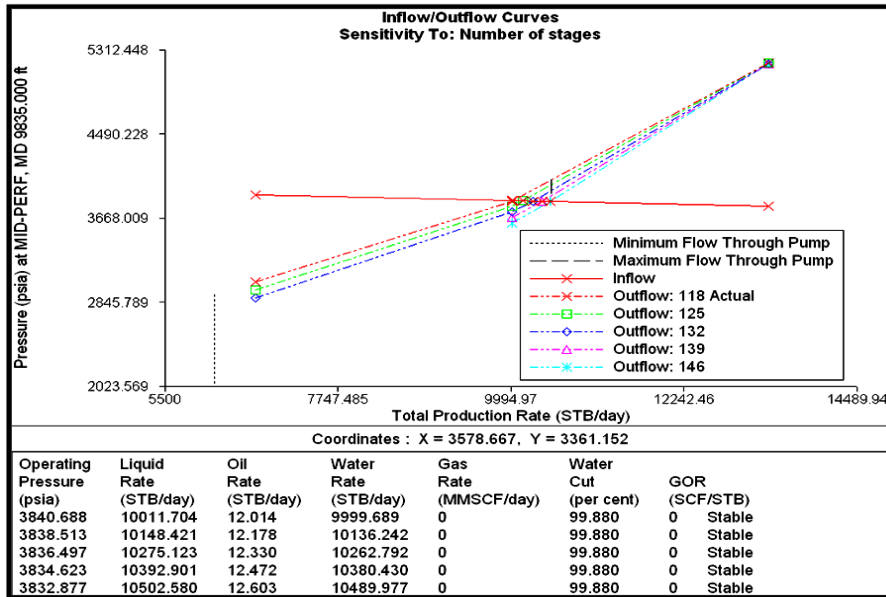
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Frecuencia
3841,1	12	55	3652,2	26	115



Sensibilización al Número de etapas

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas	Pwf (psi)	Q (STB/día)	N° Etapas
3841,1	12	118	3832,9	12	146



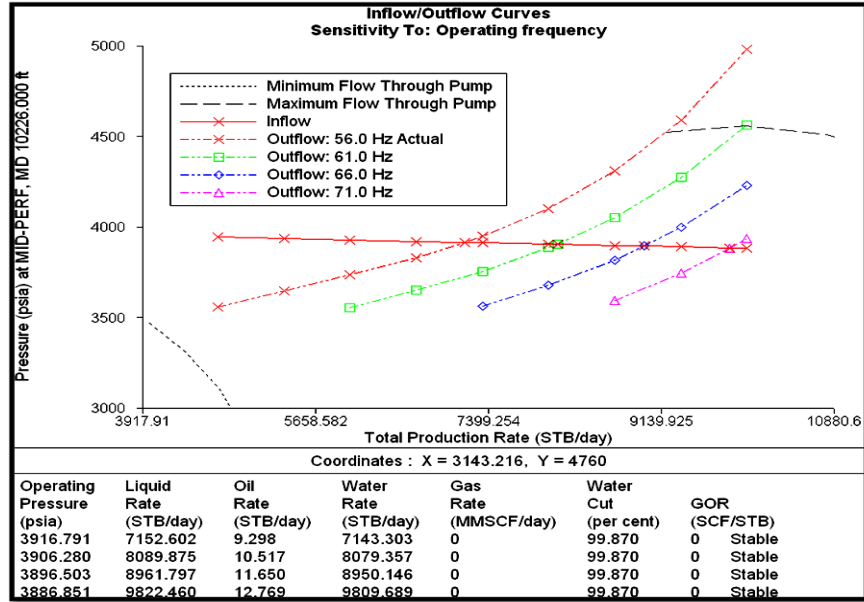
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-021

Nodo solución en el fondo del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

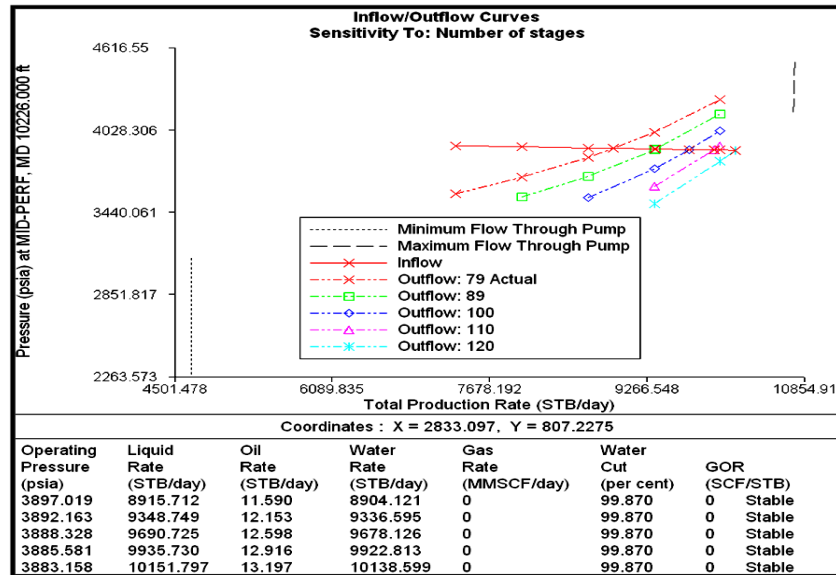
Sensibilización a la Frecuencia de la Bomba

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	Frecuencia	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	Frecuencia
3897	11	56	3886,8	12	71

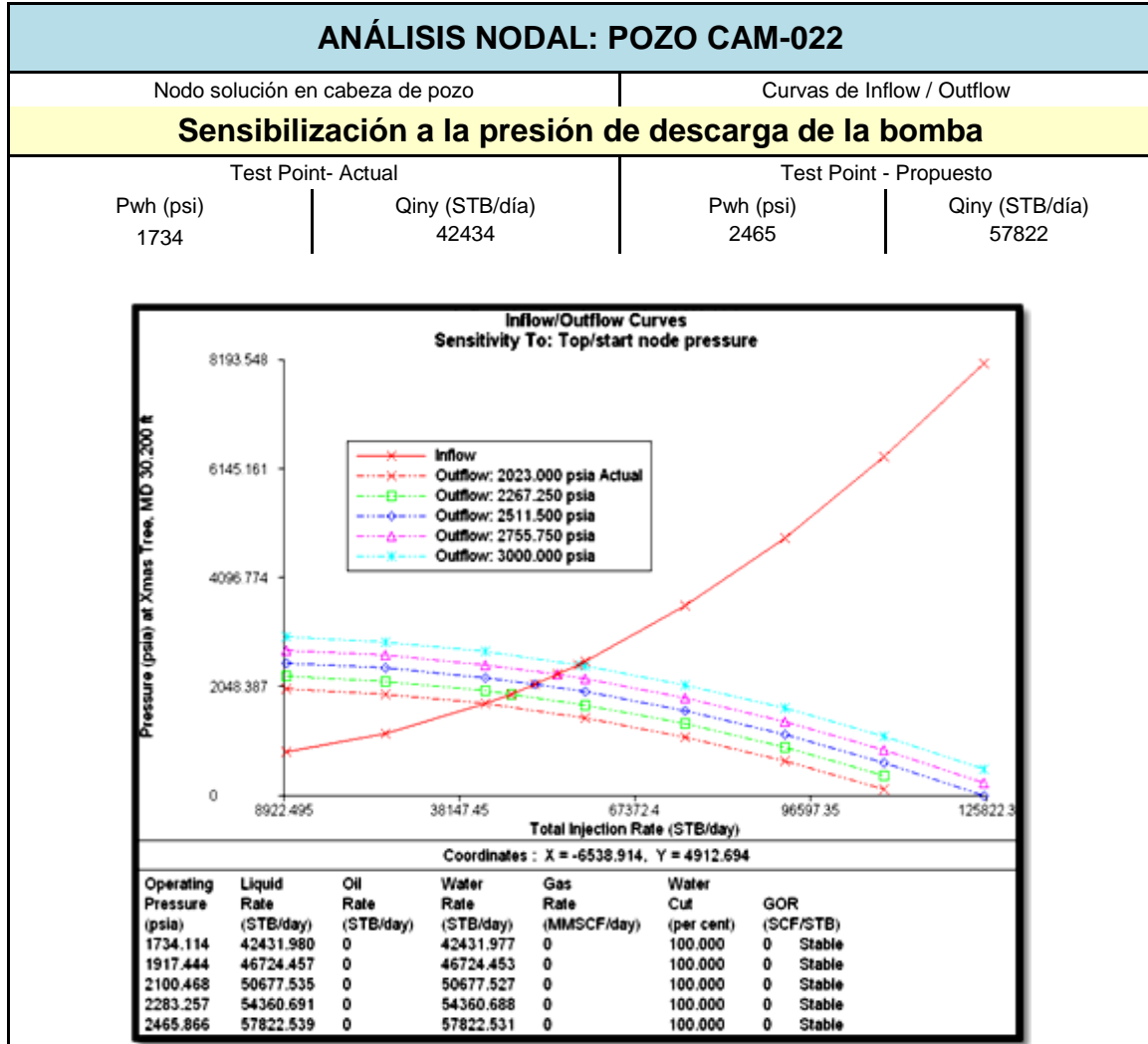


Sensibilización al Número de etapas

Pwf (psi)	Test Point- Actual Q (STB/día)	Nº Etapas	Pwf (psi)	Test Point - Propuesto Q (STB/día)	Nº Etapas
3897	11	79	3883,2	13	120



ANEXO F. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LOS POZOS INYECTORES



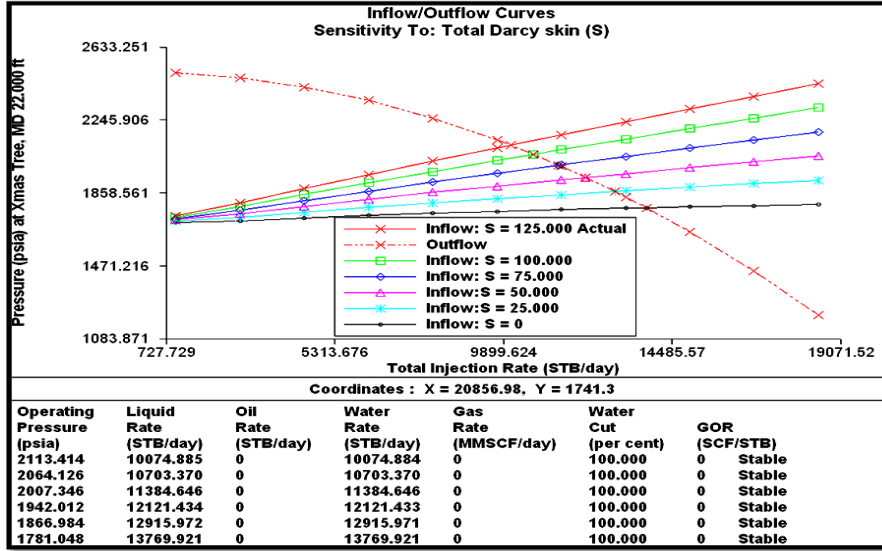
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-023

Nodo solución en cabeza del pozo

Curvas de Inflow / Outflow

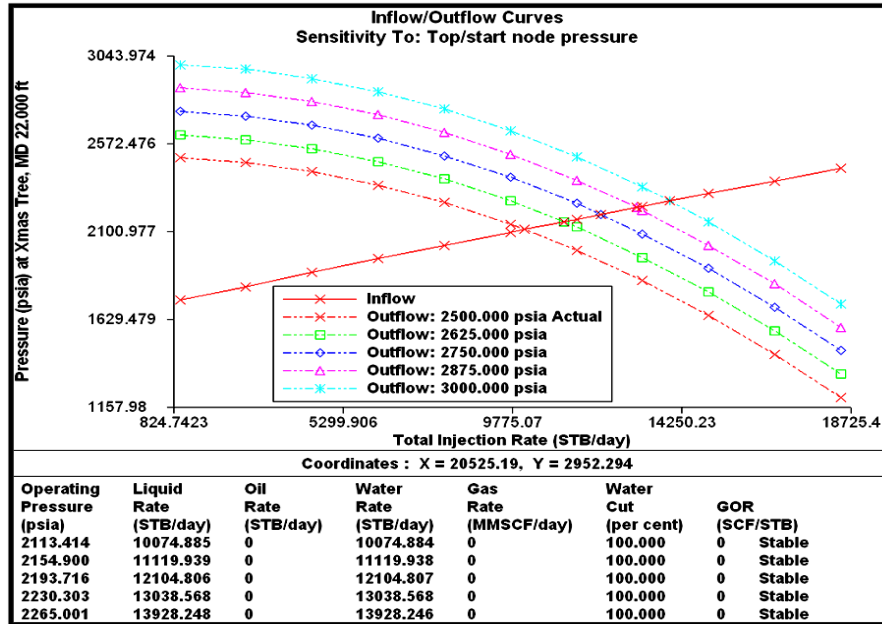
Sensibilización al daño

Test Point- Actual			Test Point - Propuesto		
Pwh (psi)	Qiny (STB/día)	Daño	Pwh (psi)	Qiny (STB/día)	Daño
2113	10074	125	2265	13769	63



Sensibilización a la presión de descarga de la bomba

Test Point- Actual		Test Point - Propuesto	
Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)
2113	10074	13928	2265



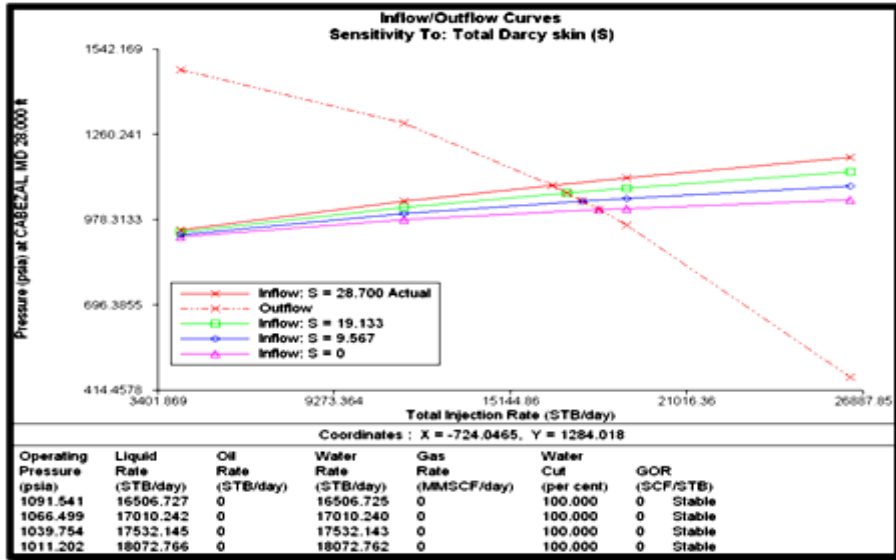
ANÁLISIS NODAL: POZO CAM-024

Nodo solución en cabeza de pozo

Curvas de Inflow / Outflow

Sensibilización al daño

Pwh (psi)	Test Point- Actual Qiny (STB/día)	Daño	Pwh (psi)	Test Point - Propuesto Qiny (STB/día)	Daño
1091	16506	28,7	1011	18072	0



Sensibilización a la presión de descarga de la bomba

Pwh (psi)	Test Point- Actual Qiny (STB/día)	Test Point - Propuesto Qiny (STB/día)
1091	16506	34347

