

**ANÁLISIS NODAL EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS
POZOS DEL CAMPO COLORADO**



RICARDO JOSÉ DÍAZ VILORIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

**ANÁLISIS NODAL EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS
POZOS DEL CAMPO COLORADO**

RICARDO JOSÉ DÍAZ VILORIA

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

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

Codirector UIS

Cesar Augusto Pineda

Ingeniero de Petróleos

Codirector ICP

Raúl Leonardo Triana

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

*A mis padres, hermanos y
A esa personita tan especial que estuvo cada
Segundo a mi lado...Gisselle*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a...

DIOS, por hacer todo esto posible.

A mis PADRES, por darme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente.

Al Ingeniero FERNANDO CALVESE, por sus consejos y su guía.

Al Ingeniero CESAR AUGUSTO PINEDA, por sus valiosos aportes y ayuda.

Al Ingeniero RAUL FRIANA, por compartir un poco de su tiempo y experiencia profesional.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por permitirme la oportunidad de instruirme en su interior.

Al Grupo de Investigación CAMPOS MADUROS, por contribuir con mi formación y el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos y todas aquellas personas que estuvieron allí para apoyarme y darme ánimos cuando lo necesité.

A todos mil GRACIAS.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO CONCEPTUAL	3
1.1. INTRODUCCION AL ANALISIS NODAL.....	3
1.2. ANALISIS Y CÁLCULO DE LA RELACION DE CAPACIDAD DE AFLUENCIA (IPR).....	13
1.2.1. Índice de productividad	13
1.2.2. Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)	16
1.3. CORRELACIONES DE GRADIENTES DE PROFUNDIDAD-PRESION PARA FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS	33
1.3.1. Flujo vertical	33
1.3.2. Flujo horizontal	39
1.4. ANALISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE	41
1.4.1. Nodo solución en el fondo del pozo	42
1.4.2. Nodo solución en la cabeza del pozo	45
1.4.3. Nodo solución en el separador.....	47
1.4.4. Nodo solución en el medio poroso	49
1.4.5. Análisis nodal para sartas telescópicas.....	51
1.4.6. Posición solución en nodos funcionales.....	53

1.5.	ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO	56
1.5.1.	Generalidades del diseño de un sistema de bombeo mecánico	58
1.5.2.	Ajuste de la tasa de bombeo con el influjo del pozo.....	62
1.5.3.	Bombeo intermitente	68
1.5.4.	Aplicación de la teoría del análisis nodal.....	70
2.	CAMPO ESCUELA COLORADO	72
2.1.	GENERALIDADES.....	72
2.1.1.	Localización.....	73
2.1.2.	Formaciones productoras.....	74
2.1.3.	Estructura.....	74
2.1.4.	Propiedades del yacimiento	77
2.1.5.	Historia de producción.....	78
3.	METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO	81
3.1.	PRESELECCION DE LOS POZOS CANDIDATOS	81
3.1.1.	Pozos activos	81
3.1.2.	Pozos con potencial para ser reactivados	82
3.2.	NODO SOLUCION: PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES....	83
3.2.1.	Sección 1. Determinación de la densidad óptima de perforaciones ..	84
3.2.2.	Sección 2. Construcción de la curva de Inflow	91
3.2.3.	Sección 3. Construcción de la curva de Outflow	96
4.	ANALISIS DE RESULTADOS.....	110
5.	CONCLUSIONES	143
6.	RECOMENDACIONES	145
	BIBLIOGRAFIA.....	146

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de varios nodos.....	5
Figura 2. Determinación de la capacidad de flujo.....	7
Figura 3. Sistema de producción simple.....	8
Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.....	8
Figura 5. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing.....	9
Figura 6. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo.....	9
Figura 7. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo con presión P_{wf}	10
Figura 8. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.....	14
Figura 9. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).....	17
Figura 10. Gráfica de Vogel para $EF = 1$	19
Figura 11. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo.....	23
Figura 12. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical. Cálculo de P_{wf}	37
Figura 13. Gradientes de presión de flujo multifásico vertical. Cálculo de P_{wh}	38
Figura 14. Gradientes de presión de flujo multifásico horizontal.....	40
Figura 15. Nodo solución en el fondo del pozo.....	43
Figura 16. Flujo a través de dos conductos.....	44
Figura 17. Nodo solución en la cabeza del pozo.....	46
Figura 18. Nodo solución en el separador.....	48
Figura 19. Nodo solución en el medio poroso.....	50
Figura 20. Nodo solución para sartas telescópicas.....	52
Figura 21. Recorrido de solución para sartas telescópicas.....	52
Figura 22. Nodo solución en el estrangulador de superficie.....	55

Figura 23. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.....	57
Figura 24. Software Rodstar para diseño de levantamiento artificial por bombeo mecánico.....	63
Figura 25. Visualización del rendimiento del sistema de bombeo.....	64
Figura 26. Localización Campo Colorado.	73
Figura 27. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	75
Figura 28. Estructura campo Colorado.	76
Figura 29. Historia de producción.	79
Figura 30. Facilidades de producción del Campo Colorado.	80
Figura 31. Metodología para la determinación de la densidad óptima de perforaciones.	88
Figura 32. Aplicación para determinar SPF óptima. Datos COL 70.	90
Figura 33. Curvas IPR para varios valores de TPP. COL 70.	90
Figura 34. Incremento del rata de flujo en función de la densidad de perforaciones. COL 70.	91
Figura 35. Metodología para el desarrollo de la curva de Inflow.....	92
Figura 36. Familia de curvas sección Inflow COL - 70.....	94
Figura 37. Metodología para el desarrollo de la curva de outflow.....	98
Figura 38. Curva de Outflow COL – 70.....	100
Figura 39. Superposición curvas de Inflow y outflow COL-70.....	100
Figura 40. Cálculo de presiones de cabeza COL - 70	105
Figura 41. Presión de cabeza COL - 70.....	106
Figura 42. Comparación tasas de producción.	139
Figura 43. Comparativa producción acumulada.....	140

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de Métodos IPR.....	31
Tabla 2. Velocidades críticas de bombeo vs. Longitudes de carrera para unidades de bombeo convencionales.	61
Tabla 3. Modos de bombeo con el mejor y peor requerimiento para una unidad convencional de 500 BPD a 6000 pies.....	71
Tabla 4. Datos básicos de propiedades de las arenas	77
Tabla 5. Datos básicos del yacimiento.....	78
Tabla 6. Pozos activos campo Colorado.....	82
Tabla 7. Pozos candidatos a ser reactivados	82
Tabla 8. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.	86
Tabla 9. Valores de a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo sobrebalanceado.....	87
Tabla 10. Valores de a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo bajobalanceado.....	87
Tabla 11. Test point Colorado 70.....	88
Tabla 12. Datos pozo Colorado 70	89
Tabla 13. Inflow COL – 70	95
Tabla 14. Información de entrada para la sección outflow.....	96
Tabla 15. Sección Outflow COL – 70.....	99
Tabla 16. Outflow línea de flujo COL - 70	106
Tabla 17. Reporte preliminar de resultados	108
Tabla 18. Reporte de resultados COL – 03	112
Tabla 19. Reporte de resultados COL – 12.	114
Tabla 20. Reporte de resultados COL – 36.	116
Tabla 21. Reporte de resultados COL – 37.	118
Tabla 22. Reporte de resultados COL – 38.	120
Tabla 23. Reporte de resultados COL – 45.	122
Tabla 24. Reporte de resultados COL – 49.	124

Tabla 25. Reporte de resultados COL – 55.	126
Tabla 26. Reporte de resultados COL – 58.	128
Tabla 27. Reporte de resultados COL – 67.	130
Tabla 28. Reporte de resultados COL – 69.	132
Tabla 29. Reporte de resultados COL – 70.	134
Tabla 30. Reporte de resultados COL - 75	136
Tabla 31. Comparación tasas de producción.....	138
Tabla 32. Comparación sistemas de producción.	141

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A. INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS	149
ANEXO B. INFORMACIÓN DENSIDAD ÓPTIMA DE PERFORACIONES	159
ANEXO C. DATA SECCIÓN INFLOW	164
ANEXO D. INFORMACION DE ENTRADA PARA SECCIÓN OUTFLOW .	182
ANEXO E. CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN	184
ANEXO F. NOMENCLATURA API PARA BOMBAS MECÁNICAS	187
ANEXO G. ESTADOS MECÁNICOS E HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EVALUADOS	190

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS NODAL EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO *

AUTOR: DÍAZ VILORIA, Ricardo José.**

PALABRAS CLAVES: Análisis nodal, densidad de las perforaciones, Inflow, outflow, sistema de producción, CEC (Campo Escuela Colorado).

DESCRIPCIÓN

El análisis nodal es utilizado ampliamente en muchos campos hoy día, su aplicación a sistemas de producción de pozos de petróleo y gas permite optimizar su producción determinando ciertas condiciones de operación.

El Campo Escuela Colorado en vista de la baja producción que reporta es un excelente candidato para someterse a este análisis y lograr incrementar su producción o reducir los costos de operación de los equipos en superficie. Para aplicar de manera sistemática el análisis nodal a los pozos de CEC, se ha desarrollado una metodología que facilite su implementación y que muestre una secuencia adecuada de los pasos a seguir para realizar de manera exitosa la determinación de las condiciones más óptimas de operar el pozo, tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones. Esta metodología consta de tres secciones: 1. Densidad optima de perforaciones: permite determinar el numero optimo de perforaciones por pie realizadas a un intervalo productor; 2. Sección Inflow: desarrollo de las curvas de Inflow (IPR); y 3. Sección outflow: desarrollo de curvas outflow.

Actualmente el CEC produce alrededor de 26 BOPD con 8 pozos activos, de los cuales 7 fueron sometidos al análisis nodal junto con 6 pozos con potencial para reactivarse, empleando como sistema de levantamiento el bombeo mecánico. Los resultados del análisis sugieren que se ha estado restringiendo poco más del 40% de la producción, lo que representa un volumen considerable de fluido de excelente calidad (30-40 API) que ha dejado de producirse.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Ingeniería de petróleos. Director: CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique. Codirectores: PINEDA, Cesar (UIS) y TRIANA, Raul (ICP)

ABSTRACT

TITLE: NODAL ANALYSIS FOR PRODUCTION OPTIMIZATION ON COLORADO FIELD'S WELLS*

AUTHORS: DÍAZ VILORIA, Ricardo José**.

KEYWORDS: Nodal Analysis, SPF (Shoots per Feet), Inflow (IPR), outflow, production system, Colorado Field.

DESCRIPTION

Nodal analysis is widely used in many areas today, its application to oil and gas wells can determinate optimal operation conditions. Colorado Field has a low production rate, and these become it on and excellent chance to apply nodal analysis and achieve a higher production rate or reduce required energy to operate surface machines.

For apply on a systematic way this analysis on Colorado Field, a methodology has been developed to make easier its implementation step by step to determinate optimal operation conditions successfully. This methodology has three sections: 1. Optimal perforating density (optimal SPF): to determinate optimal shoots per feet to a production interval; 2. Inflow section: development of inflow curves (IPR); and, 3. Outflow section: development of outflow curves.

Today, Colorado field has an average production of 26 BOPD; it produces from eight active wells, seven of them have been analyzed using nodal analysis jointed with six more wells which ones have potential to be reactivated, using rod pumping as artificial lift on each well. Results from nodal analysis report that a little more than 40 percent of production has been restricted into the production system; it means a representative volume of oil of excellent quality (30 – 40 API), that is not produced.

* Proyect Degree

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director CALVETE GONZÁLEZ, Fernando Enrique; Co-directors: PINEDA, Cesar (UIS). And TRIANA, Raul (ICP)

INTRODUCCIÓN

Todo pozo productor es perforado y completado con el fin de conducir aceite o gas desde su ubicación original en el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento o líneas de venta según sea el caso. Transportar estos fluidos requiere energía para superar las pérdidas por fricción a través del sistema de producción y lograr llevarlos hasta la superficie. Los fluidos deben desplazarse a través del yacimiento y el sistema de tuberías y por último entrar a un separador para lograr la separación gas-liquido. El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes en los cuales tienen lugar pérdidas de presión.

Teniendo en cuenta lo anterior, el completamiento de pozos de petróleo y gas resulta determinante para las tasas de producción; el caudal que puede producirse es una función directa del diseño de los sistemas de producción; cuando este diseño se considere ineficiente, se deben concentrar esfuerzos en trabajos de optimización y reacondicionamiento, y es aquí donde entra en escena el análisis nodal como una herramienta de optimización.

El análisis nodal es un proceso metodológico, que consiste en la evaluación de los sistemas de producción y el estudio del comportamiento del sistema pozo-formación, analizando la respuesta de estos sistemas a cualquier variación intencional en las variables operacionales involucradas en el proceso de producción. Al comparar la configuración original y las alternativas, unas con otras, se determinan las condiciones de operación más óptimas para continuar la producción.

Teniendo en cuenta que la mayor cantidad de la producción mundial de petróleo es proveniente de campos maduros, y que el concepto de análisis nodal en pozos de petróleo y gas, solo fue introducido hasta 1954 por Gilbert; los sistemas de producción de dichos campos pueden ser evaluados y/o re-

evaluados, lo que puede representar cierto incremento en la producción de fluidos.

Aunque el incremento de ratas de flujo en pozos de alta productividad, es su mejor carta de presentación, el análisis nodal resulta también una excelente herramienta para pozos de baja productividad como los de campo Colorado; de hecho, algunos de los más altos incrementos en las tasas de producción, han tenido lugar en pozos como los últimos mencionados (de 10 a 30 BOPD).

A lo largo de este proyecto se definen las ventajas y beneficios de aplicar el análisis nodal, así como la metodología que se diseñó para evaluar de manera sistemática los sistemas de producción de los pozos del Campo Escuela Colorado, y el resultado del análisis como tal.

1. MARCO CONCEPTUAL

Este capítulo abarca desde la definición de análisis nodal, enunciando sus principales objetivos y aplicaciones, hasta la descripción del sistema pozo-formación. También hace referencia a cómo este método de análisis permite determinar la capacidad de producción de un pozo para cualquier combinación de componentes dentro del sistema de producción, y además ayuda a la identificación de zonas en las que ocurre una restricción excesiva del flujo y/o elevadas caídas de presión. El efecto de cambiar cualquier componente dentro del sistema también se incluye dentro de este capítulo.

Existen dos aspectos importantes para el desarrollo del análisis: el correcto cálculo y análisis de la curva de IPR (Relación de la Capacidad de Afluencia), para predecir el comportamiento de los pozos, y el uso de las correlaciones que describen el flujo de fluidos en tuberías horizontales y verticales. Estas también tomarán lugar en este apartado.

1.1. INTRODUCCION AL ANALISIS NODAL

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

Los principales objetivos del análisis se pueden enunciar como se observa a continuación:

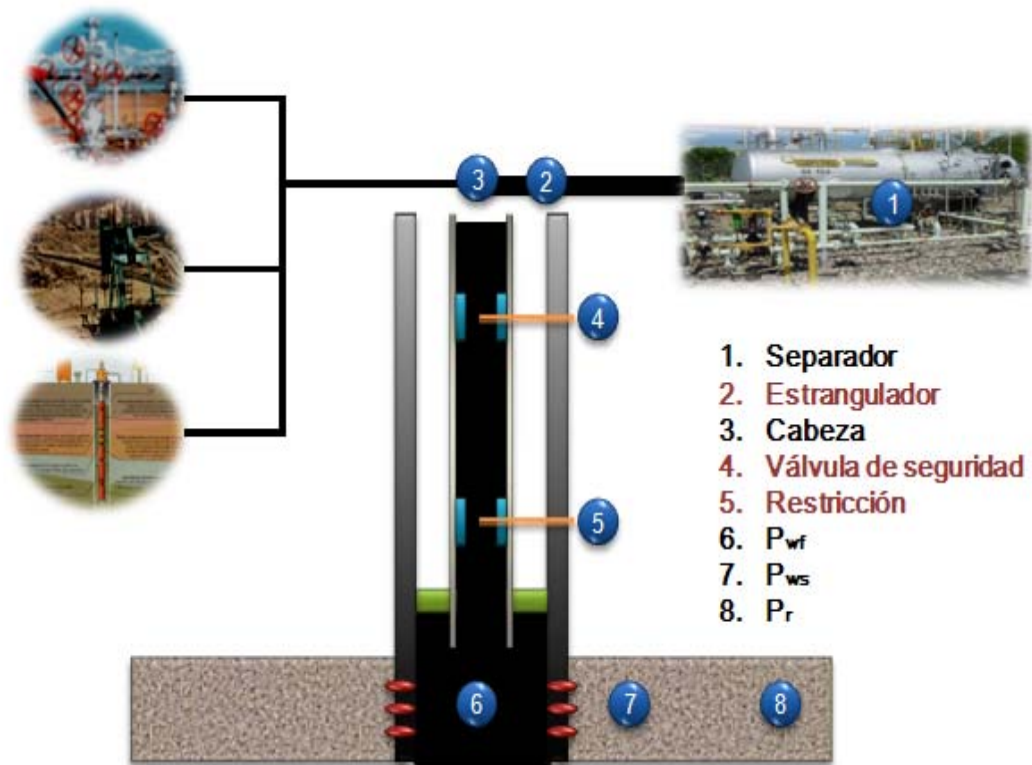
1. Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones del completamiento.
2. Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
3. Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
4. Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
5. Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
6. Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

El procedimiento consiste en la selección de un *nodo o punto divisorio* en el pozo, y dividiendo el sistema en este punto. Las localizaciones más comúnmente utilizadas para ubicar nodos se representan en la figura 1.

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

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

Figura 1. Localización de varios nodos.



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

Para un tiempo en particular en la vida de un pozo, existen dos valores de presión que permanecen constantes: la presión promedio del yacimiento \bar{P}_R y la presión de separador P_{sep} . A diferencia de los demás nodos estos valores de presión no son una función de la tasa de flujo. Dado el caso de que el

pozo sea controlado por un estrangulador en superficie, la presión de separador sería reemplazada por la presión en cabeza de pozo P_{wh} .

Una vez es seleccionado el nodo, la presión en este punto se calcula desde ambas direcciones, comenzando por las presiones que permanecerán fijas.

Se tiene entonces:

Sección de entrada al nodo:

$$P_R - \Delta P(\text{componentes upstream}) = P_{\text{nodo}}$$

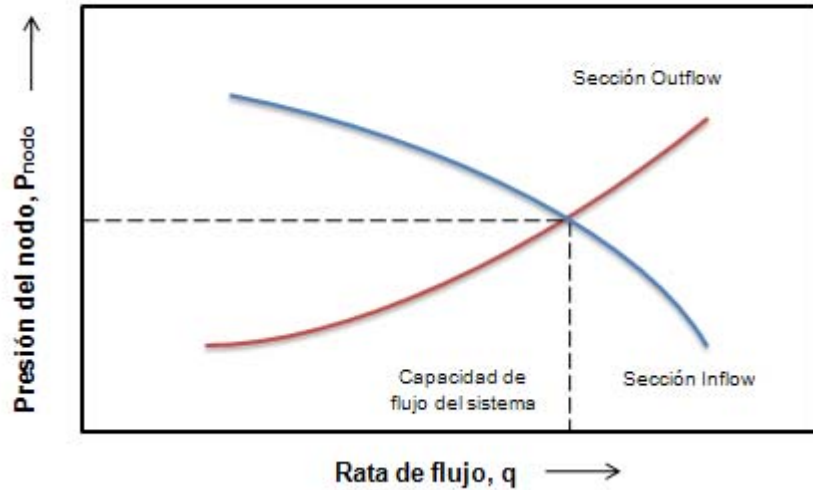
Sección de salida del nodo:

$$P_{\text{sep}} + \Delta P(\text{componentes downstream}) = P_{\text{nodo}}$$

Partiendo del hecho de que la caída de presión es una función de la tasa de flujo, una gráfica de presión de nodo vs tasa de flujo, dará como resultado dos curvas, la intersección de estas son las condiciones que satisfacen los requerimientos 1 y 2, previamente establecidos. Véase figura 2.

El efecto de un cambio en cualquiera de los componentes del sistema de producción puede ser analizado calculando nuevamente la presión de nodo vs tasa de flujo utilizando las nuevas características del componente que fue reemplazado. Si el cambio tiene lugar en un elemento aguas arriba, la curva de sección de salida permanecerá inalterada, y viceversa. En todo caso, si por lo menos una de las curvas sufre algún cambio, la intersección se desplazará, y resultarán nuevos valores para la tasa de flujo y la presión del nodo.

Figura 2. Determinación de la capacidad de flujo.



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

El procedimiento puede ser ilustrado considerando un sistema simple de producción como el mostrado en la figura 3, y tomando la cabeza de pozo como un nodo. Para un sistema de producción completo la figura 4 señala las posibles pérdidas de presión.

Entrada al nodo:

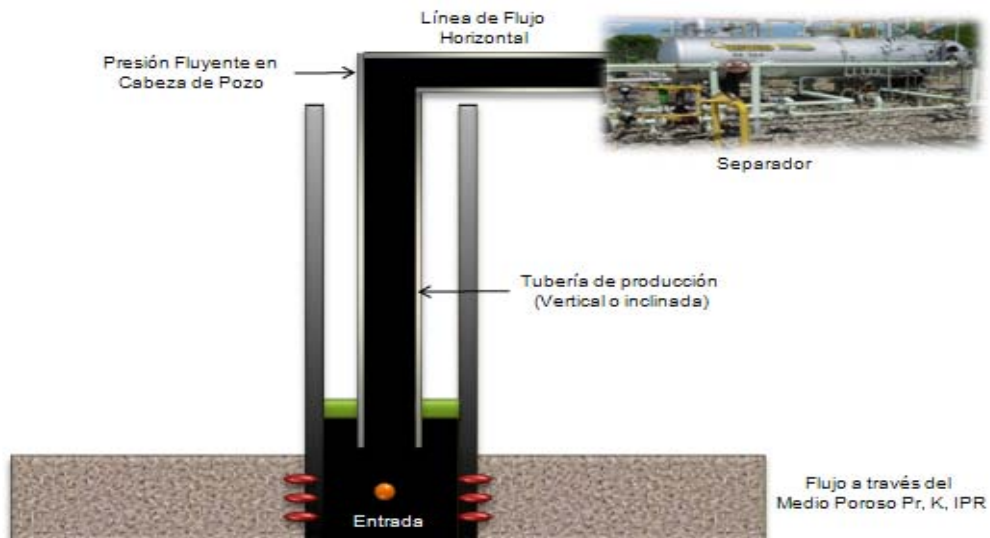
$$P_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

Salida del nodo:

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

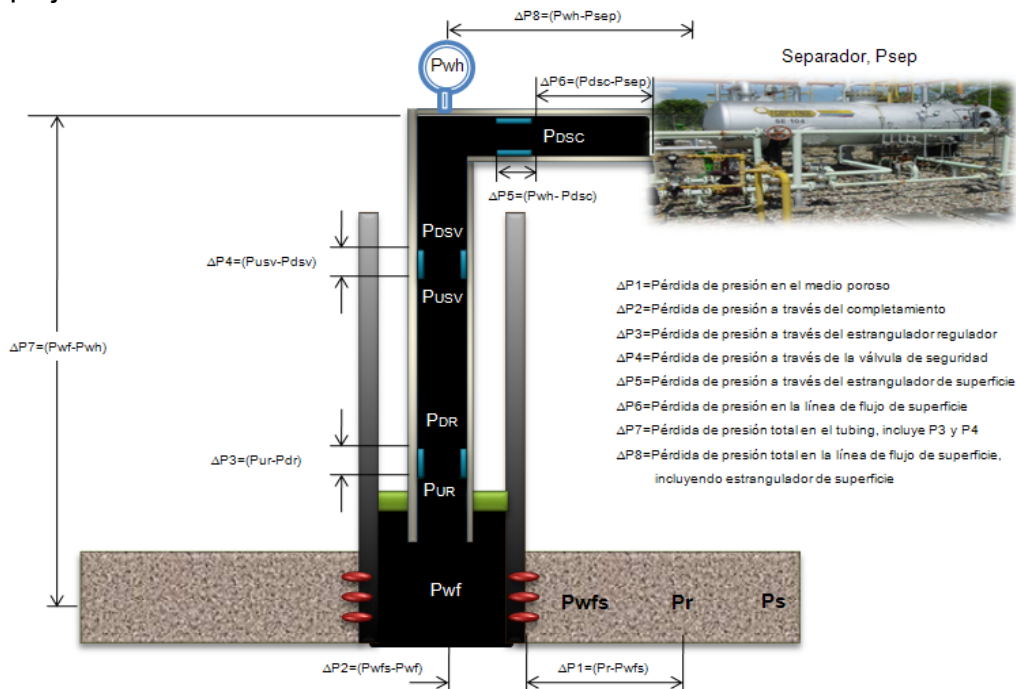
El efecto de cambiar el tamaño del tubing y de las líneas de flujo, sobre la capacidad de flujo, se puede apreciar en las figuras 5 y 6 respectivamente.

Figura 3. Sistema de producción simple.



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

Figura 4. Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción complejo.

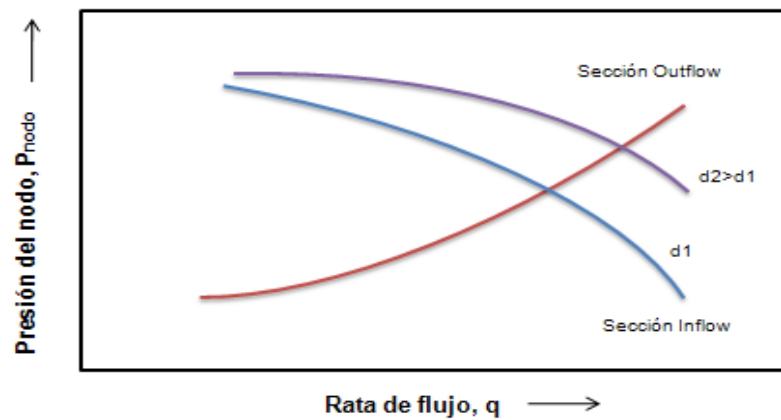


Fuente. Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 1991.

Incrementar el diámetro de la tubería de producción, no en exceso claro está, resultará en una presión de nodo o de cabeza de pozo más elevada; esto debido a que se verá reducida la caída de presión en el tubing. Esto desplazará la curva de entrada hacia arriba, y hacia la derecha la intersección.

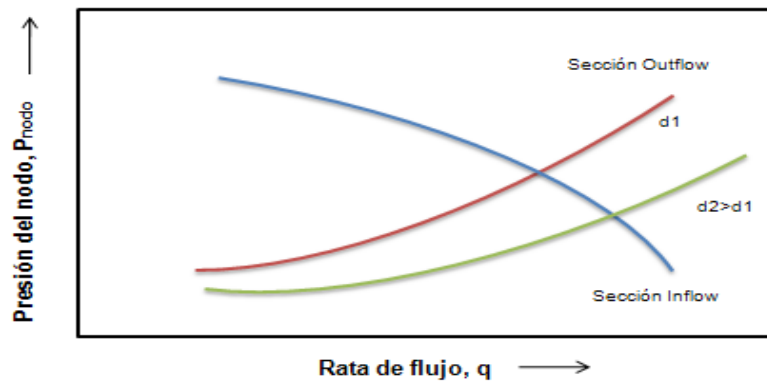
Una línea de flujo de diámetro mayor reducirá la caída de presión en este elemento, desplazando la curva de la sección de salida hacia abajo y la intersección a la derecha.

Figura 5. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing.



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

Figura 6. Efecto del cambio en las dimensiones de la línea de flujo.



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

Un procedimiento de análisis mucho más utilizado consiste en seleccionar un nodo entre el yacimiento y el sistema de tuberías de producción. Este se indica como el punto 6 en la figura 1 y la presión para este nodo es P_{wf} . Al seleccionar este nodo, se divide el sistema en un componente que se rige por el yacimiento y otro que se rige por el sistema de tuberías. Las expresiones para las secciones de entrada y salida para un sistema de producción simple serán entonces:

Entrada al nodo:

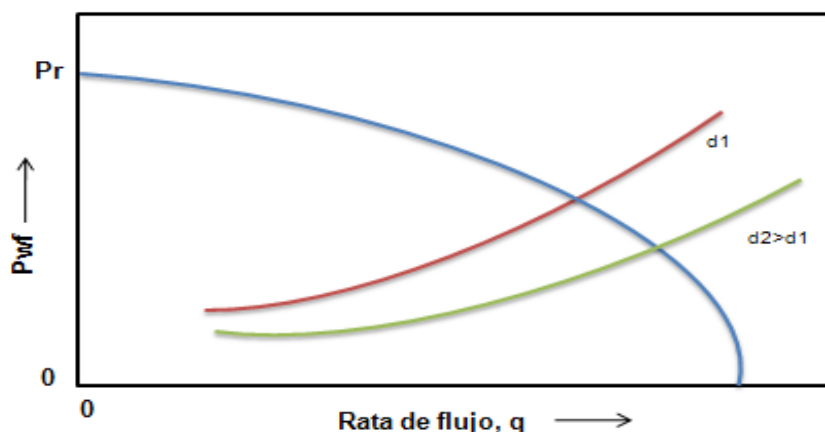
$$P_R - \Delta P_{res} = P_{wf}$$

Salida del nodo:

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

El efecto de cambiar las dimensiones del tubing sobre la capacidad total de producción del sistema cuando P_{wf} es la presión del nodo lo ilustra la figura 7.

Figura 7. Efecto del cambio en las dimensiones del tubing para un nodo con presión P_{wf} .



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

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que permita la máxima tasa de producción al menor costo. Si en un componente del sistema ocurre demasiada pérdida de presión, el diferencial restante no será suficiente para obtener un buen rendimiento por parte del pozo; es el caso de tener un tubing de diámetro muy pequeño, la restricción de flujo sería demasiada y las pérdidas por presión serían tales que de nada serviría estimular la formación, u optimizar cualquier otro componente del sistema. La solución a este problema puede ser incrementar el diámetro el tubing, pero no lo suficiente como para que la velocidad a través de la tubería sea tan baja como para no llevar efectivamente los fluidos hasta la superficie.

Una metodología¹ sencilla para la aplicación del análisis nodal puede definirse como sigue a continuación:

1. Determinar que componentes del sistema pueden ser cambiados. Estos cambios en algunos casos se ven limitados por el tipo de completamiento del pozo.
2. Seleccionar el componente a ser optimizado.
3. Seleccionar la ubicación del nodo que mejor describa el comportamiento del sistema una vez se realice el cambio.
4. Desarrollar expresiones para las secciones de entrada y salida del nodo.
5. Obtener la data requerida para calcular las caídas de presión vs las ratas de flujo para todos los componentes.

¹ BROWN, Kermit E. and LEA, James F. Nodal TM Systems Analysis of Oil and Gas Wells. 1985

6. Determinar el efecto de cambiar las características del componente seleccionado en el paso 2, construyendo las gráficas de sección de entrada y salida y leyendo la intersección.
7. Repetir el procedimiento para cada componente del sistema.

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

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

1.2. ANALISIS Y CÁLCULO DE LA RELACION DE CAPACIDAD DE AFLUENCIA (IPR)

Uno de los más importantes componentes en el sistema total del pozo es el yacimiento. La optimización de un sistema de producción es imposible de realizar sin antes conocer como es el flujo desde el yacimiento hasta el pozo. La relación entre la rata de flujo y la caída de presión a través del medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros como propiedades de la roca, propiedades del fluido, régimen de flujo, saturación de fluidos en la roca, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación a la formación, y mecanismo de empuje. También depende de la presión del yacimiento, que dependiendo del mecanismo de empuje puede decrecer con el tiempo o la producción acumulada.

El componente yacimiento será siempre un elemento aguas arriba (upstream). Esto significa, que es muy poco práctico y confuso seleccionar \bar{P}_R .

Esta sección presenta las ecuaciones de flujo para varios tipos de yacimiento y mecanismos de producción, que permitirán calcular la caída de presión a través del wellbore. Todas estas ecuaciones se basan en la ley de Darcy.

1.2.1. Índice de productividad. El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo.

Matemáticamente está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento:

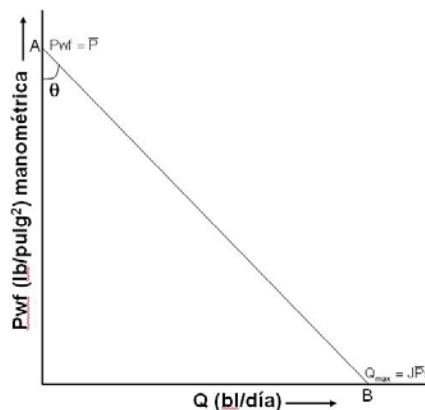
$$IP = J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} \left[\frac{bl}{d \times \left(\frac{lb}{pulg^2} \right)} \right] \quad (1)$$

Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, \bar{P}_R es la presión promedio del yacimiento y P_{wf} es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo. Resolviendo esta ecuación para P_{wf} en términos de q (ecuación 2) se puede ver que una gráfica de P_{wf} Vs. q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $- 1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \frac{q}{J} \quad (2)$$

Que la ecuación 2 pueda ser descrita por una línea recta como la de la gráfica de la figura 8 se debe al hecho de que se consideró que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción, es decir, para pozos fluyendo en dos fases (aceite y gas) J deja de ser constante y la gráfica de la figura 8 toma una forma curvada, como se podrá ver más adelante.

Figura 8. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.



Fuente: NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Si se aplica la Ley de Darcy para flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal uniforme, en estado pseudo estable, con un factor de daño a la formación S y cuya presión promedio es mayor a la presión de burbuja, se puede definir el índice de productividad como sigue:

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{0.007082 K_o h}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad (3)$$

De esta ecuación es necesario destacar como influyen la permeabilidad K y el factor de daño S en el índice de productividad J. Un incremento en la permeabilidad se vería reflejado en un aumento en el índice de productividad, ahora bien, como el factor de daño S es inversamente proporcional al índice de productividad, este último presenta valores bajos cuando la formación tiene un factor de daño alto.

Debido a que para formular esta ecuación se asumió que la presión promedio del yacimiento está por encima del punto de burbuja se puede asegurar que su índice de productividad es constante y que la gráfica que la describe es como la de la figura 8.

Si la caída presión de un yacimiento horizontal y circular, con flujo de fluido monofásico (aceite y agua) y composición uniforme no ha llegado a tocar los límites exteriores del yacimiento, es decir, el yacimiento se encuentra en estado transitorio, podemos definir su índice de productividad como sigue:

$$q = \frac{Kh(\bar{P}_R - P_{wf})}{162.6 \mu_o B_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi \mu C_r r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]} \quad (4)$$

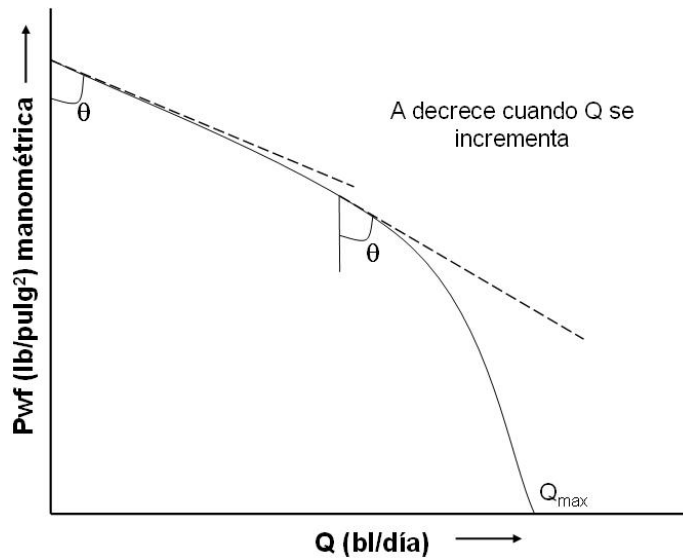
A diferencia de un yacimiento en estado pseudo estable, para un yacimiento en estado transitorio el índice de productividad no permanece constante a través del tiempo.

En la gráfica de la figura 8, el valor de q en el punto B, es decir J_R , se denomina potencial del pozo y en adelante se representará con el símbolo q_{max} . Este q_{max} se refiere al gasto de producción máximo al cual la formación puede entregar líquido al pozo y esto se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica.

1.2.2. Predicción de la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR). Es conveniente tener en cuenta que mientras el valor de la presión de fondo fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación, no habrá gas libre en la formación y J se mantendrá constante. Ahora bien, en el momento en que la presión de fondo fluyendo caiga por debajo de la presión del punto de burbuja debe esperarse que J deje de ser una constante y que la relación entre la razón de flujo del pozo q y la presión de fondo fluyendo P_{wf} deje de ser lineal tomando una forma curvada como la de la figura 9.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo. Estos métodos serán presentados en esta sección. La mayoría de estos métodos requieren de, por lo menos, un valor de q y de P_{wf} obtenidos de una prueba de presión. Una de las consideraciones importantes que se hacen en estos métodos es que la presión media del yacimiento (\bar{P}_R) se asume constante.

Figura 9. Relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR).



Fuente: NIND T., E.W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

- **Método de Vogel².** Vogel desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, se ha encontrado que puede ser usado para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas aumente con la caída de presión.

Vogel también consideró que no había daño en la formación, es decir, $S = 0$. A partir de esto, construyó una gráfica (figura 10) para el IPR de presiones adimensionales Vs. razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluendo y la presión promedio del yacimiento, P_{wf} / \bar{P}_R . La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo a un valor de

² VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968

P_{wf} dado y q_{max} que se refiere a la tasa de flujo a la cual P_{wf} es cero. Luego de construir esta gráfica Vogel llegó a la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (5)$$

El IPR para un pozo con un índice de productividad constante, es decir, un pozo que no tiene producción de gas, puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \quad (6)$$

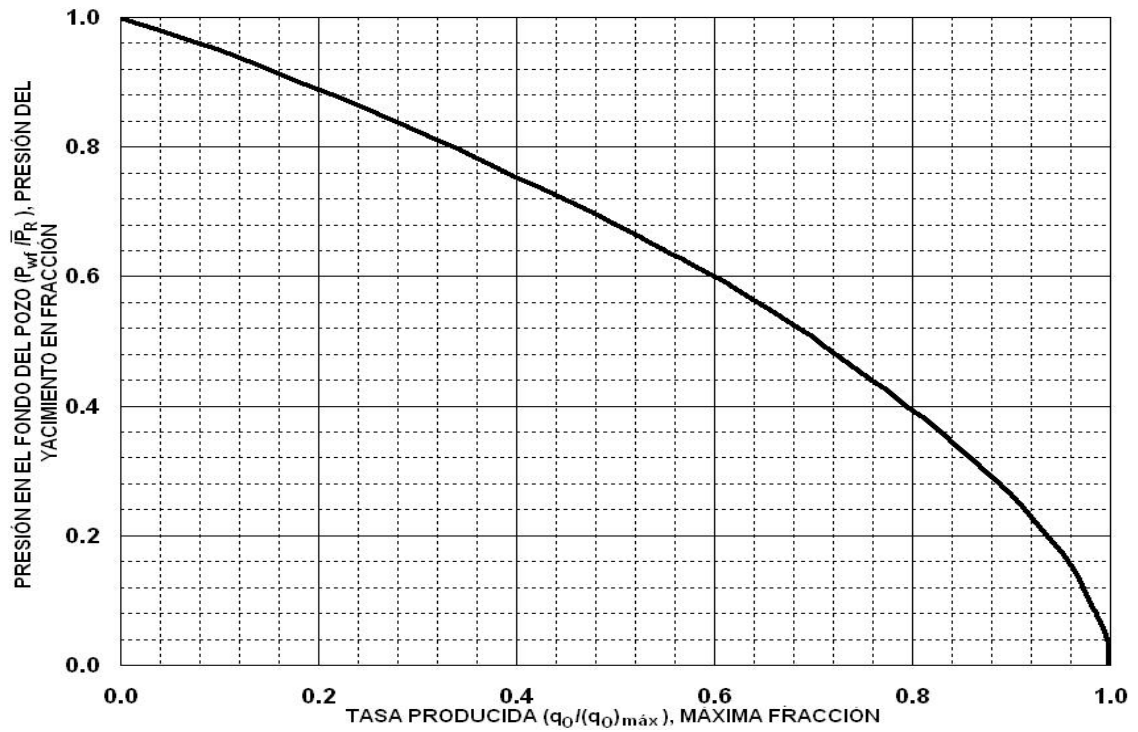
Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf} .

También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación q/q_{max} puede ser remplazada por $q_l/q'_{(m\acute{a}x)}$, donde $q_l = q + q_w$.

Vogel en su artículo original solo considero casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. El método de Vogel también puede ser aplicado para yacimientos subsaturados cuando $P_{wf} \leq P_b$:

- Yacimientos saturados con factor de daño cero. Para desarrollar el IPR para un yacimiento saturado es necesario primero calcular $q_{m\acute{a}x}$ utilizando una prueba de presión en la ecuación 5 y luego calcular para varios valores de P_{wf} los valores de $q_{m\acute{a}x}$ correspondientes utilizando también la ecuación 5. Estos datos también se pueden obtener usando la figura 10.

Figura 10. Gráfica de Vogel para EF = 1.



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

- Yacimientos subsaturados con factor de daño cero. En este tipo de yacimientos se pueden considerar dos casos específicos para los cuales aplicar el método de Vogel debido a que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima y por debajo del punto de burbuja. Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, se debe calcular primero J usando una prueba de presión en la ecuación 1, luego se calcula q_b reemplazando J y la prueba de presión en la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (7)$$

Ahora, con el fin de desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ se utilizan los datos ya calculados y se remplazan en la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ describe un comportamiento lineal.

$$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (8)$$

Considerando ahora el segundo caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, los primeros cálculos que se deben hacer son el de J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 7 y el de q_b utilizando la siguiente ecuación:

$$q_b = J(P_R - P_b) \quad (9)$$

Luego de haber calculado J y q_b , para desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$, se utiliza la ecuación 8. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y puede ser calculado usando la ecuación 1.

Ahora bien, Standing³ realizó varios estudios a partir de la ecuación de Vogel. En su análisis Standing propuso considerar condiciones de flujo donde la eficiencia de flujo sea diferente de uno (1), es decir, para cuando la formación presente daño o esté estimulada. La eficiencia de flujo está definida como³

$$FE = \frac{\bar{P} - P_{wf}}{P - P_{wf}} \quad (10)$$

³ Camacho V.R.G., raghavan, Rajagopal, U. of Tulsa. Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs. SPE 16204-PA

Donde $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$ y ΔP_s es la pérdida de presión debido al daño o a la estimulación, el cual es positivo cuando hay daño y es negativo cuando la formación esta estimulada. Este ΔP_s está definido como:

$$\Delta P_s = S \frac{qH}{2\pi K h} \quad (11)$$

donde:

$S \geq 0$ Cuando la formación presenta daño.

$S = 0$ Cuando la permeabilidad K de la formación es constante y $FE = 1$.

$S \leq 0$ Cuando la formación está estimulada.

• Yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero⁴. Utilizando el análisis previo sobre eficiencia de flujo, Standing rescribió la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$\frac{q}{q_{(m\acute{a}x.) FE=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (12)$$

Donde $q_{(m\acute{a}x.) FE=1}$ es la mayor producción que se puede obtener si $FE = 1$ y P'_{wf} es la presión de fondo fluyendo para la cual también $FE = 1$.

La siguiente ecuación relaciona P_{wf} , P'_{wf} y EF :

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 1 - EF - EF \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (13)$$

⁴ DALE BEGGS, Op. cit., p. 26-30.

Usando las ecuaciones 12 y 13 Standing construyó la gráfica de la figura 11, que muestra las curvas de IPR para eficiencias de flujo entre 0,5 y 1,5.

La ecuación que describe esta gráfica se puede deducir combinando las ecuaciones 12 y 13 resultando como sigue:

$$\frac{q}{q_{(m\acute{a}x)FE=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \quad (14)$$

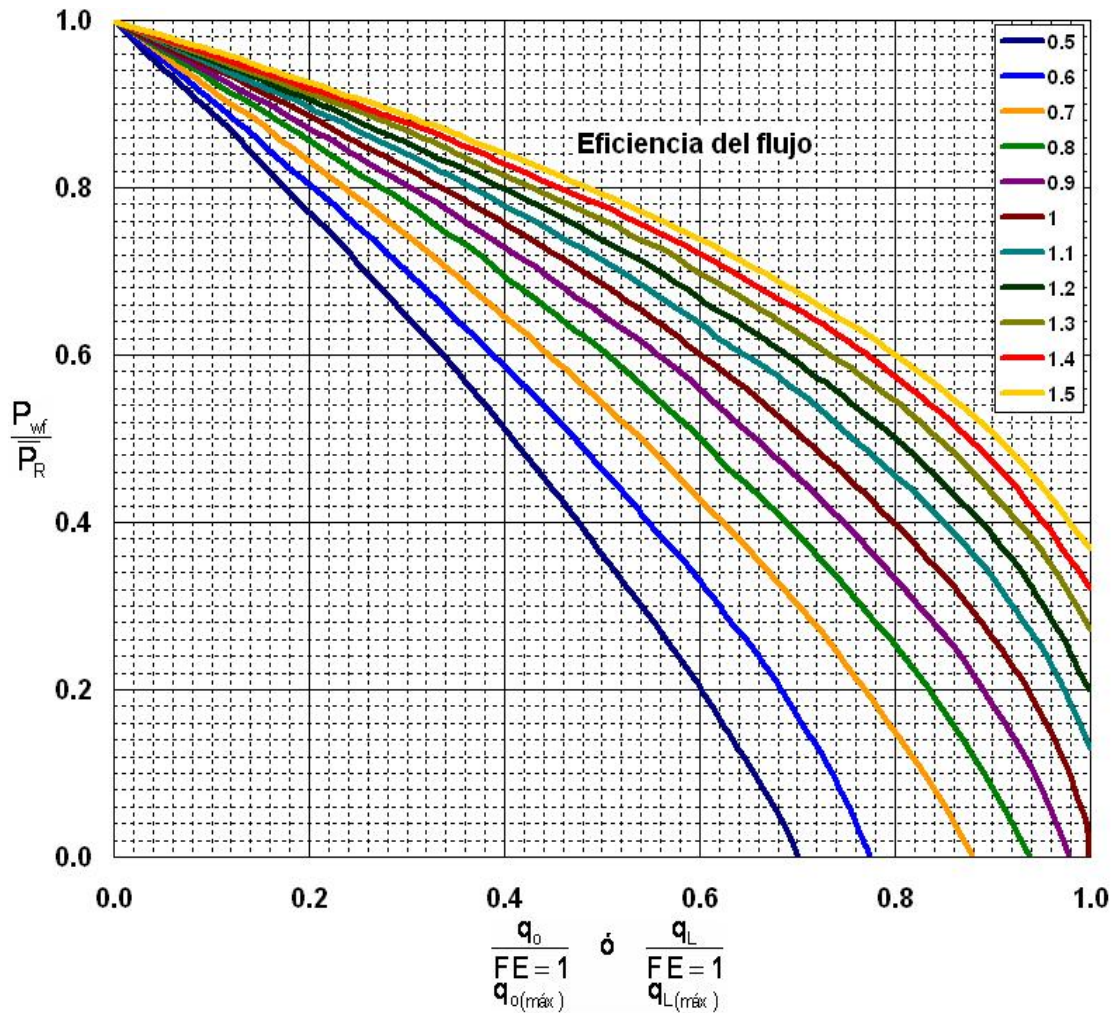
Para valores de $EF \geq 1$ una relación aproximada entre el actual $q_{m\acute{a}x}$ y $q_{(m\acute{a}x)FE=1}$ es:

$$q_{m\acute{a}x} = q_{(m\acute{a}x)FE=1} (0.624 + 0.376EF) \quad (15)$$

- Yacimientos subsaturados con un factor de daño diferente de cero. Ahora bien, es posible modificar la ecuación 8 y adecuarla para un yacimiento subsaturado con una $EF \neq 1$ como sigue:

$$q = J(P_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \right] \quad (16)$$

Figura 11. Gráfica de Vogel para varias eficiencias de flujo



Fuente: DALE BEGGS, H. Production optimization using nodal analysis. 2001.

Teniendo en cuenta que existen dos casos específicos para estos yacimientos, se pueden seguir los siguientes procedimientos para desarrollar el IPR para cualquier valor de EF incluyendo EF = 1.

En el primer caso, para el cual la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, lo primero es calcular J reemplazando la prueba de presión en la ecuación 1, para luego desarrollar el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando el valor de EF actual en la ecuación 16. El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es

lineal. Se puede realizar el mismo procedimiento para otros valores de EF así predecir el comportamiento de el IPR. Para esto el nuevo valor de J para una nueva EF puede ser calculado como sigue:

$$J_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF_1} \right) \quad (17)$$

Ahora, para el segundo caso, en el que la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de burbuja, se calcula primero J remplazando la prueba de presión en la ecuación 16 y luego se desarrolla el IPR para valores de $P_{wf} \leq P_b$ usando también la ecuación 16. El IPR para valores de $P_{wf} \geq P_b$ es lineal. Para nuevos valores de FE se calcula J con la ecuación 17 y se repite el procedimiento anterior.

- **Método de Fetkovich.** Fetkovich propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones que han sido usadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isocronas y pruebas flow-after-flow realizadas a varios yacimientos.

En todos los casos se encontró que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general utilizada para expresar el IPR para pozos de gas. Esto es:

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad (18)$$

Donde C es el coeficiente de flujo y n es un exponente dependiente de las características del pozo. Para las pruebas de los yacimientos analizados por

Fetkovich el valor de n estuvo entre 0,568 y 1,00. La aplicabilidad de la ecuación 18 para pozos de aceite fue justificada escribiendo la ecuación de la ley de Darcy como sigue:

$$q = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.473\frac{r_a}{r_w}\right) + S} \int_{r_{wf}}^{r_r} f(p) dp \quad (19)$$

donde,

$$f(p) = \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}$$

Para un yacimiento subsaturado la integral es evaluada en dos regiones como sigue:

$$q = C \int_{r_{wf}}^{r_b} f_1(P) dP + C \int_{r_b}^{r_r} f_2(P) dP \quad (20)$$

donde,

$$C = \frac{0.007082Kh}{\ln\left(0.472\frac{r_a}{r_w}\right) + S}$$

De su definición matemática se puede inferir que este coeficiente es directamente proporcional a K y h , pero inversamente proporcional al daño que presente la formación.

Se asumió que para $P \geq P_b$, K_{ro} es igual a uno y que μ_o y β_o pueden ser considerados constantes para cuando $P = (\bar{P}_R + P_b)/2$. También se asumió que para $P \leq P_b$, $f(p)$ puede ser expresado como una función lineal de presión como sigue:

$$f_1(P) = \alpha P + b$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación 19 e integrando se obtiene:

$$q = C_1(P_R^2 - P_{wf}^2) + C_2(P_R - P_b)$$

Entonces Fetkovich estableció que el efecto compuesto resulta en una ecuación de la forma:

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Una vez se determinan los valores de C y n de las pruebas de presión, se puede utilizar la ecuación 18 para desarrollar una gráfica de IPR completa. Hay que tener en cuenta que se necesitan por lo menos dos valores de pruebas de presión para determinar C y n, asumiendo que \bar{P}_R es conocido.

Una gráfica log-log de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2$ Vs. q resultará en una línea recta de pendiente $1/n$ y un intercepto de $q = C$ para un valor de $\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 = 1$. Una vez se ha determinado n, C también puede ser calculado usando cualquier punto sobre la línea usando la siguiente ecuación:

$$C = \frac{q}{(P_R^2 - P_{wf}^2)^{1/2}} \quad (21)$$

Existen tres tipos de pruebas de presión que son comúnmente utilizadas en los pozos de gas para determinar los valores de C y n. Estas pruebas también pueden ser usadas en pozos de aceite. El tipo de prueba a escoger depende del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si el pozo se estabiliza bastante rápido se puede conducir una prueba flow-after-flow convencional. Para un pozo con un tiempo de estabilización normal es preferible conducir una prueba isocrona. Para un pozo con un tiempo de estabilización muy largo una prueba isocrona modificada puede ser más práctica.

- **Método de Jones Blount y Glaze**⁵. Jones y Blount modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El flujo turbulento en un pozo normalmente se presenta cuando la producción de aceite es muy alta. La ecuación desarrollada es como sigue:

$$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (22)$$

donde C es el coeficiente de flujo laminar estándar o de Darcy y D es el coeficiente de turbulencia y se definen como sigue:

$$C = \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 \times 10^{-8} Kh_p}$$

⁵ JONES, Loyd G., E.M. BLOUNT and C.E. Glaze. Use of Short Term Multiple Rate Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. SPE Paper # 6133, SPE of AIME, October 1976.

$$D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} K h_p}$$

Donde h_p es el espesor del intervalo perforado y β es un factor de turbulencia definido como:

$$\beta = \frac{2.33 * 10^{16}}{K^{1.201}}$$

Dividiendo la ecuación 22 entre q se obtiene:

$$\frac{P - P_{wf}}{q} = C + Dq \tag{23}$$

- **Factores que afectan el índice de productividad (IP) y la relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)⁶.** Como ya se anotó, son varios los factores que influyen y afectan el IP y el IPR. En esta sección se discutirán algunos de estos factores que pueden causar variaciones en el IP y en el IPR.

- Efectos de la presión y la fase de los fluidos del yacimiento. Cuando la presión inicial del yacimiento está por encima del punto de burbuja se puede asegurar que no existirá gas libre en ninguna parte del yacimiento.

Ahora bien si en algún punto del yacimiento la presión de este desciende hasta ser menor que el punto de burbuja entonces se formará gas libre y la

⁶ DALE BEGGS, Op. cit., p. 15-17.

permeabilidad relativa del aceite se reducirá, además si el pozo está produciendo a una tasa que requiera un presión de fondo fluyendo menor que la presión de burbuja la permeabilidad relativa del aceite y por ende J tendrán valores más bajos.

Ahora, si la presión de yacimiento baja y alcanza valores por debajo del punto de burbuja se puede afirmar que se formará una capa de gas libre a través del yacimiento y hará que J tome valores cada vez más bajos lo cual indica que no permanecerá constante.

- Efectos de la permeabilidad relativa. A medida que se forma gas libre en los poros de la formación se reduce la facilidad con que los líquidos pueden fluir debido a que el espacio ocupado por el gas reduce el área de flujo efectiva para los líquidos.

La permeabilidad relativa está definida como la razón entre la permeabilidad efectiva de un determinado fluido y la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad relativa del gas decrecerá si crece la saturación de líquidos en el yacimiento, bien sea por condensación retrograda o por formación de agua en los poros.

- Efectos de la viscosidad del aceite. Cuanto más viscoso sea el aceite más difícil será su flujo y por ende su J será menor. Ahora bien la viscosidad del aceite, cuando este está por encima del punto de burbuja y se considera temperatura constante, decrece si la presión del yacimiento decrece. Cuando la presión del yacimiento se encuentre por debajo del punto de burbuja es de esperar que la viscosidad del aceite se incremente con la disminución de la presión debido a que el aceite comienza a liberar gas perdiendo así componentes livianos.

- Efectos del factor volumétrico de formación. El B_0 es inversamente proporcional a J . A medida que el aceite pierde presión comienza a expandirse, pero cuando alcanza el punto de burbuja, el gas que se libera hace que el aceite se contraiga.
- Efectos del factor de daño S . El índice de productividad J depende de la caída de presión del yacimiento y esta a su vez depende del factor de daño. Cuando el factor de daño es positivo, es decir, cuando la formación está dañada se va a presentar un aumento en la caída de presión que por ende afectará el J haciendo que este disminuya. Ahora bien, cuando el factor de daño es negativo, es decir, cuando se le han hecho trabajos de estimulación a la formación la caída de presión va a ser menor y esto causará que J se incremente.
- Efectos del mecanismo de empuje. Como ya se considero, es posible definir un rango de porcentaje de recuperaciones para cada mecanismo de empuje. Por ende la tasa de producción también se verá afectada por el tipo de mecanismo de empuje que haya en el yacimiento, lo cual indica que el J será mayor para el mecanismo de empuje que proporcione una tasa de producción mayor.

De cualquier forma es importante tener en cuenta que no es posible describir el comportamiento J teniendo en cuenta solo este factor; es necesario tener en cuenta otros factores más influyentes.

Tabla 1. Resumen de Métodos IPR

METODO	ECUACION	CARACTERISTICAS
LEY DE DARCY	$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{0.007082Kh}{B_o \mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable, factor de daño a la formación S y $\bar{P}_s \geq P_b$.
	$q = \frac{Kh(\bar{P} - P_{wf})}{162.6\mu_o B_o \left[\log\left(\frac{Kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado transitorio, factor de daño a la formación S y $\bar{P}_s \geq P_b$.
VOGEL	$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$	Yacimiento saturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	Yacimiento subsaturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$\frac{q}{q'_{EF=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)$	Yacimiento saturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.

	$q = J(\bar{P}_R - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]$	<p>Yacimiento subsaturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.</p>
<p>FETKOVICH</p>	$q_o = J_{oi}(p_i^2 - p_{wf}^2)$ $J_{oi} = \frac{0.007082 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \beta_o} \right) \frac{1}{2p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2)$	<p>Calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones usadas para analizar pozos de gas. Se desarrolla por medio de pruebas isocronas y pruebas flow-after-flow.</p>
<p>JONES</p>	$\bar{P} - P_{wf} = Cq + Dq^2$ $C = \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} Kh_p} \quad D = \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} Kh_p}$	<p>Flujo radial y turbulento, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable, factor de daño a la formación S.</p>

Fuente. VIZCAINO, Heydi y DORIA, Linda. Selección de Pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo S. Clara. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander 2007

1.3. CORRELACIONES DE GRADIENTES DE PROFUNDIDAD-PRESION PARA FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

De igual manera que el flujo a través del medio poroso, el estudio del comportamiento del flujo multifásico es un aspecto muy importante para el análisis nodal de sistemas debido a que éste involucra las pérdidas de presión a través de las líneas de fondo y de superficie.

Las ecuaciones presentadas por F.H. Poettmann y P.G. Carpenter sirvieron para los trabajos de W.E. Gilbert, Kermit E. Brown, y otros autores. Estos desarrollaron una serie de correlaciones de flujo vertical y horizontal que permiten calcular con bastante precisión las pérdidas de presión. Estas correlaciones han permitido la construcción de familias de curvas de gradientes para rangos apropiados de diámetros de tubería, tasas de flujo líquidas y relaciones gas líquido.

Esta sección ilustra el manejo de las curvas de flujo multifásico horizontal y vertical, empleando para pozos de aceite las correlaciones de Hagerdon y Brown⁷, y las de Beggs y Brill, para flujo vertical y horizontal respectivamente.

1.3.1. Flujo vertical. El gradiente de presión para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores principales:

- El gradiente de presión hidrostática
- El gradiente de fricción

⁷ BROWN, Kermit E., et al. The technology of artificial lift methods: Pressure gradient curves. 1ª edición. Tulsa, Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1980. 4V, Tomo 3, Parte A, p. 241-384, 733-869.

- El gradiente de aceleración

También se tiene en cuenta la influencia de variables, como lo son: Diámetro de la tubería, tasa de flujo, relación gas – líquido (RGL), viscosidad, densidad, etc.

Las curvas de flujo multifásico vertical, se utilizan comúnmente para la resolución de problemas tales como el cálculo de la presión de fondo fluyendo, y la presión de cabeza fluyendo. El procedimiento se ilustra en los siguientes ejemplos:

- **Cálculo de la presión de fondo fluyendo⁸**. Datos:

Diámetro del tubing: 2 ^{7/8} pulg O.D. (2.441 pulg ID)

Tasa de flujo: 1000 b/d

Profundidad: 12000 pies

Corte de agua: 50%

GOR : 800 scf/bbl

GLR : 800 x 0.5 = 400 scf/bbl

Presión de cabeza = 160 psi

Procedimiento de solución:

1. Buscar la gráfica apropiada para las condiciones dadas. Véase figura 12.
2. Localizar la profundidad equivalente, correspondiente a la presión de cabeza de 160 psi. A partir de 160 psi a profundidad cero, descender

⁸ REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

hasta interceptar la curva de GLR de 400 scf/bbl, trazar una línea horizontal hasta cortar el eje vertical y leer la profundidad. La lectura arroja una profundidad equivalente de 1400 pies.

3. A la profundidad equivalente de 1400 pies adicionar la profundidad del pozo de 12000 pies para obtener una profundidad de 13400 pies.
4. A partir de 13400 pies en la escala vertical, se procede horizontalmente hasta la línea de GLR correspondiente a 400 scf/bbl y se lee la presión de flujo de 3360 psi en la escala horizontal.

- **Cálculo de la presión de cabeza fluyendo⁹.** Datos:

Diámetro del tubing: 2.441 pulg I.D.

Tasa de flujo: 1000 b/d

Profundidad: 12000 pies

Corte de agua: 50%

GOR: 800 scf/bbl

GLR: 400 scf/bbl

Presión estática: 4000 psi

Índice de productividad: 5bpd / psi (constante)

Procedimiento:

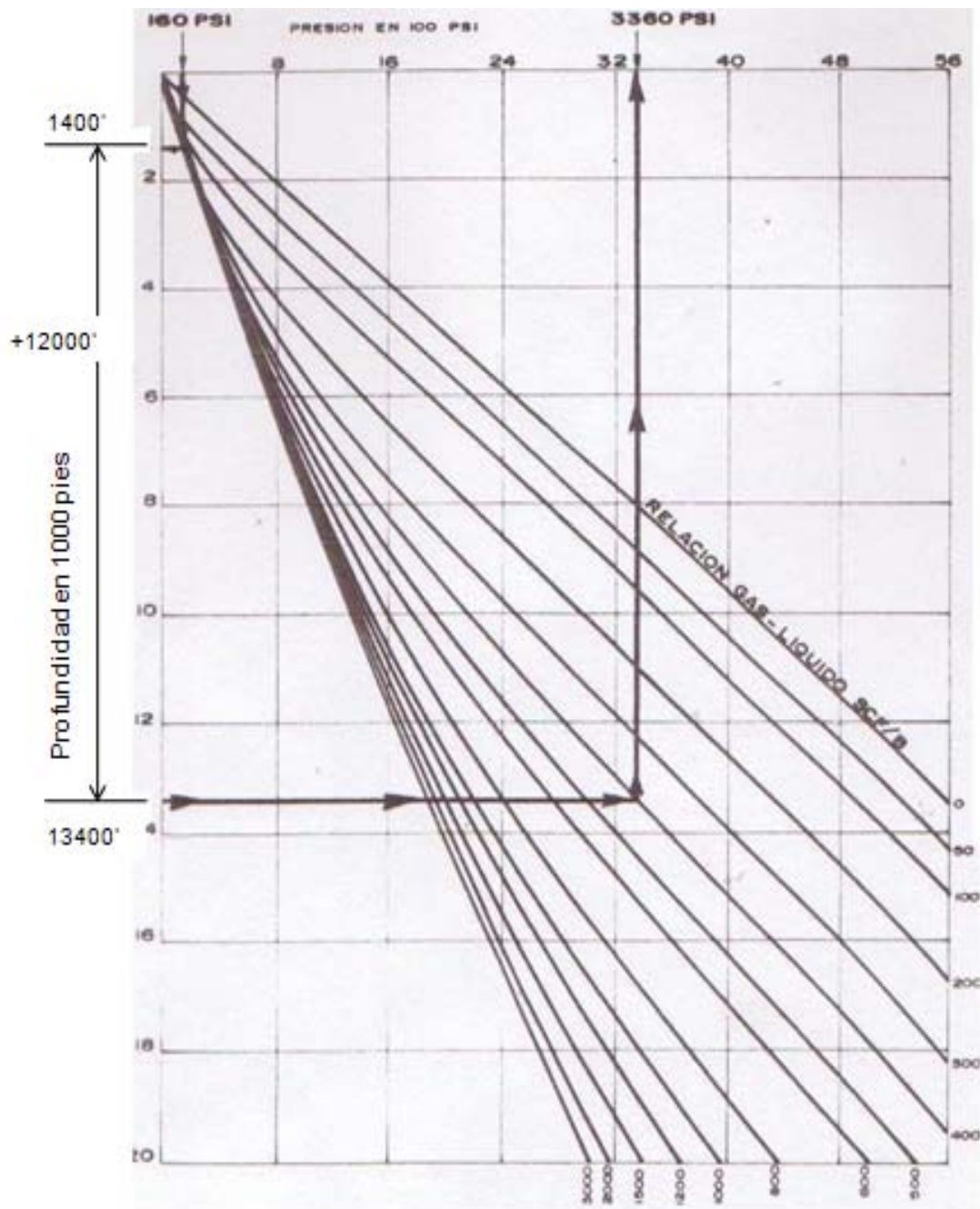
1. Seleccionar la curva de gradiente vertical adecuada. Véase figura 13.
2. Calcular la presión de fondo fluyendo a partir de la relación apropiada de IPR. Para IP constante:

⁹ REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

$$P_{wf} = P_R - \frac{q}{J} = 4000 - \frac{1000}{5} = 3800 \text{ psi}$$

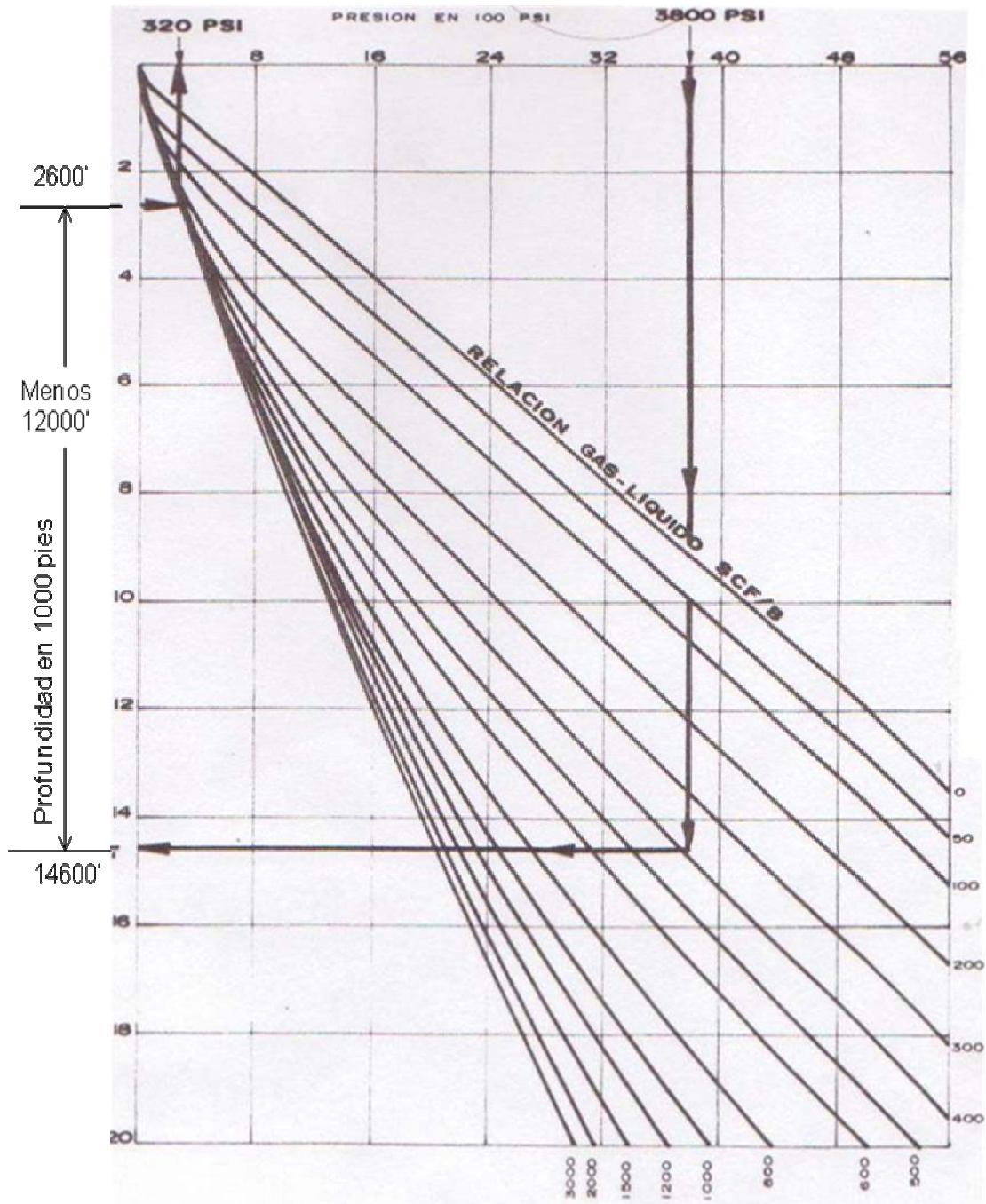
3. A partir de $P_{wf} = 3800$ psi y profundidad cero, descender hasta intersectar la línea de GLR de 400 scf/bbl, para obtener así una profundidad equivalente de 14600 pies.
4. A esta profundidad, restar la profundidad del pozo para obtener una profundidad de 2600 pies.
5. A partir de de 2600 pies, trazar una línea horizontal hasta la curva de GLR de 400 scf/bbl y obtener así la presión de cabeza permisible. Para este caso es 320 psi.

Figura 12. Gradientes de presión de flujo multifasico vertical. Cálculo de Pwf.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

Figura 13. Gradientes de presión de flujo multifasico vertical. Calculo de Pwh.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

1.3.2. Flujo horizontal. Para el flujo multifásico en líneas horizontales, los factores que se tienen en cuenta para el cálculo de las pérdidas de presión son en esencia los mismos que aplican para el flujo vertical. Para este caso la variable más comúnmente calculada es la presión de cabeza fluyendo.

- **Cálculo de la presión de cabeza fluyendo¹⁰.** Datos:

Diámetro de la línea de flujo: 2 ½ pulg. I.D.

Longitud: 6000 pies

Rata de flujo: 1500 b/d

Corte de agua: 0

GOR: 800 scf/bbl

Presión del separador: 100 psi

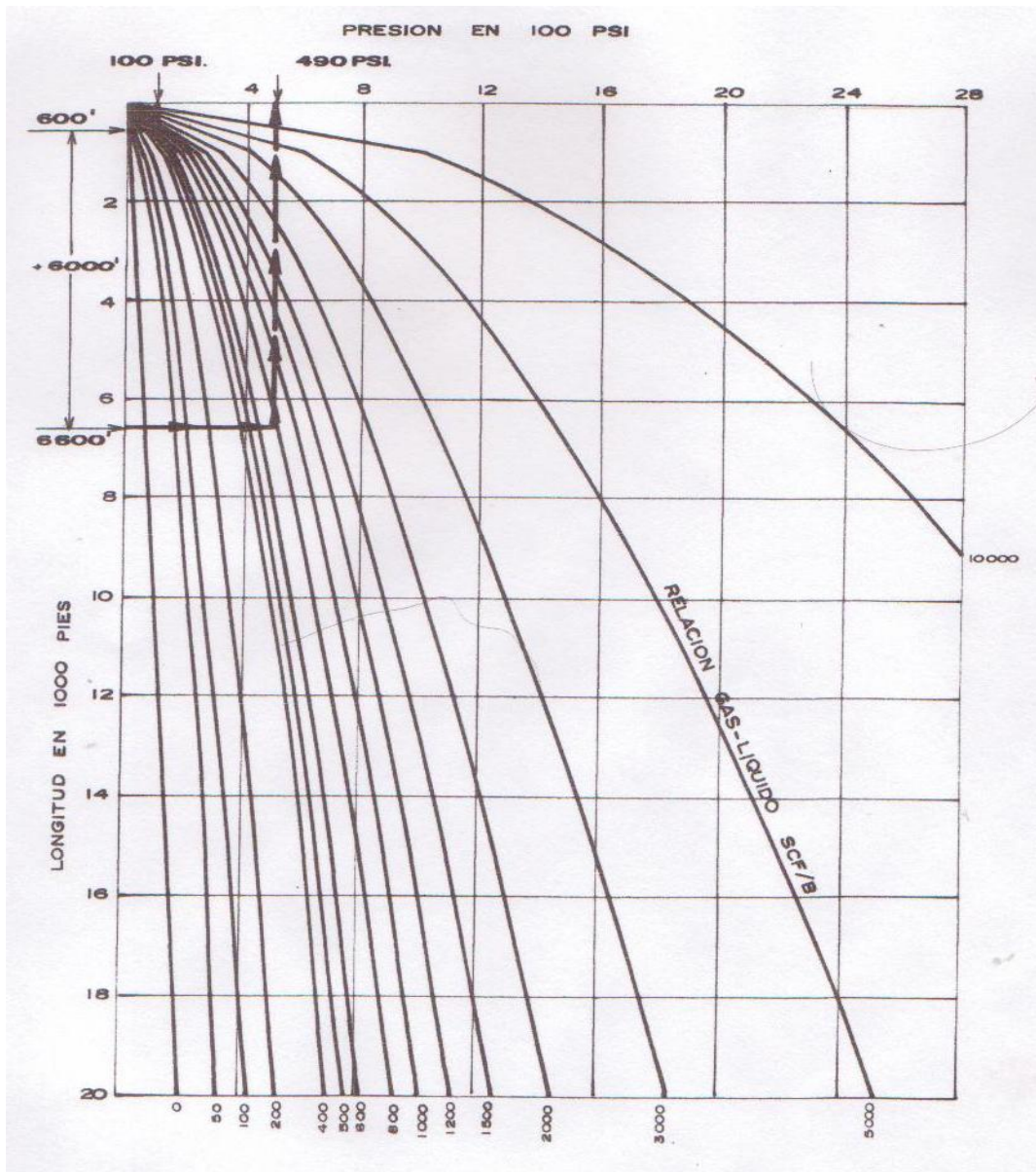
Procedimiento:

1. Seleccionar la curva de gradiente horizontal adecuada. Véase figura 14.
2. Encontrar la longitud equivalente correspondiente a la presión del separador de 100 psi, localizando 100 psi a una longitud cero, desplazarse verticalmente hasta interceptar la línea de GLR de 800 scf/bbl. Leer la longitud equivalente correspondiente. Para este caso 600 pies.
3. Sumar esta longitud equivalente a la longitud de la línea de producción. Se obtiene para el caso bajo estudio una longitud de 6600 pies.

¹⁰ REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

4. A partir de 6600 pies en la escala vertical, desplazarse horizontalmente hasta la línea de GLR de 800 scf/bbl, y leer en la escala horizontal la presión correspondiente a la presión de cabeza fluyendo. Para el caso es 490 psi.

Figura 14. Gradientes de presión de flujo multifásico horizontal.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

1.4. ANALISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE¹¹

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

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

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

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

¹¹ REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

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

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

1.4.1. Nodo solución en el fondo del pozo. Localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones, identificado como nodo 6 en la figura 1, es el nodo solución más utilizado. Este divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total. Véase figura 15.

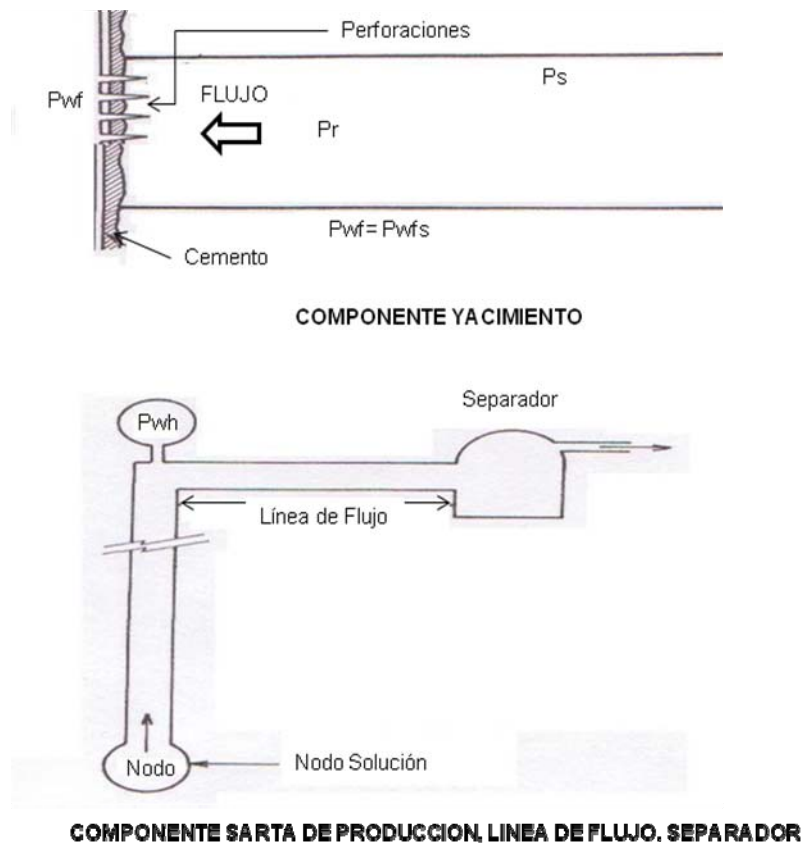
Para esta solución, las caídas de presión deben sumarse desde el nodo 1 hasta el nodo 6 y restarse desde el nodo 8 hasta el nodo 6.

Procedimiento:

1. Construir la curva IPR correspondiente.
2. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada.
3. Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.
4. Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo

producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

Figura 15. Nodo solución en el fondo del pozo.



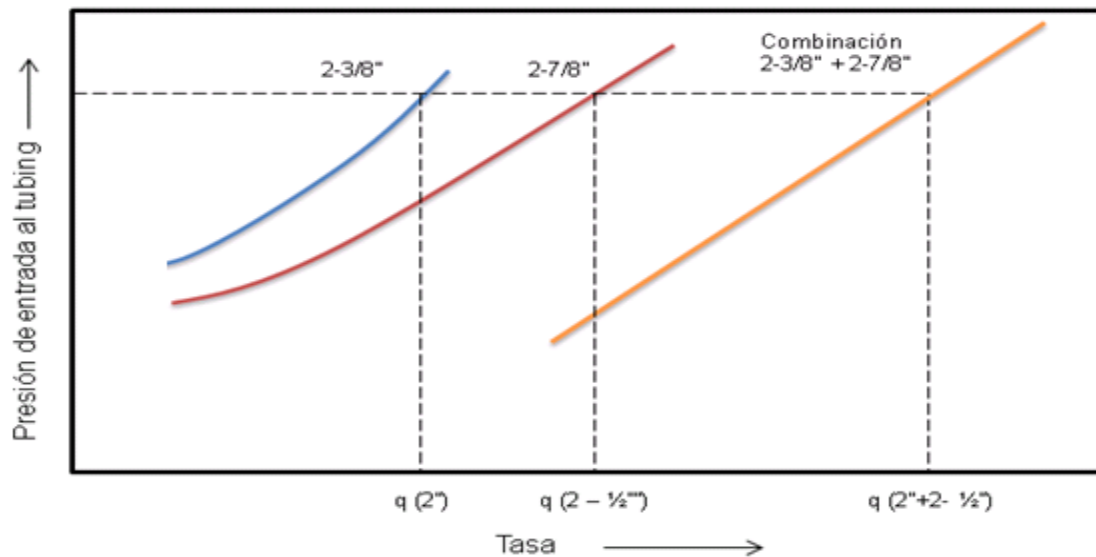
Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

- **Flujo por dos conductos.** Cuando sea el caso de un pozo que produce simultáneamente por dos sarta de tubing paralelas, sarta concéntricas o

flujo combinado por tubing y el espacio anular tubing-casing, el procedimiento se sigue de la siguiente manera:

1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Determinar la presión de entrada al tubing, de manera independiente para cada sarta.
3. Graficar las presiones de entrada al tubing contra las tasas supuestas, para cada sarta.
4. Para los mismos valores de presión leer las tasas de flujo correspondientes a cada conducto. Esto debe repetirse para varios valores de presión.
5. Graficar tasas de flujo total vs. presión de entrada al tubing. Ver figura 16.
6. En el mismo plano de la figura anterior, graficar la curva IPR para determinar la tasa de flujo dada por la intersección.

Figura 16. Flujo a través de dos conductos.



Fuente. Modificado de: REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

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

Aunque se supone que la relación gas aceite permanece constante, en la práctica, normalmente esta relación cambia como consecuencia del agotamiento, y es necesario construir una nueva curva para la determinación de la tasa de flujo.

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

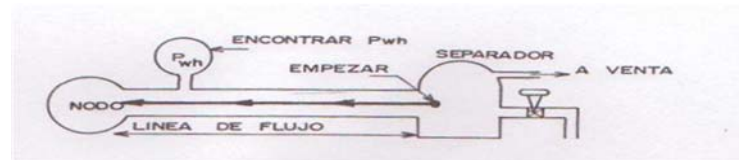
1.4.2. Nodo solución en la cabeza del pozo. En esta posición el sistema se divide nuevamente en dos componentes. El separador y la línea de flujo constituyen el componente downstream, y el yacimiento y la sarta de producción el componente upstream. En este caso se empieza por ambas posiciones finales; en la primera parte de la figura 17 se inicia con la presión del separador, para hallar la presión de cabeza necesaria para llevar las tasas de flujo supuestas a través de las líneas de flujo hasta el separador. En la segunda parte de la figura 17 se comienza con la presión promedio del yacimiento y se obtiene P_{wf} para las tasas de flujo supuestas. Con esta presión se determina la presión de cabeza necesaria para varias tasas de flujo.

Procedimiento:

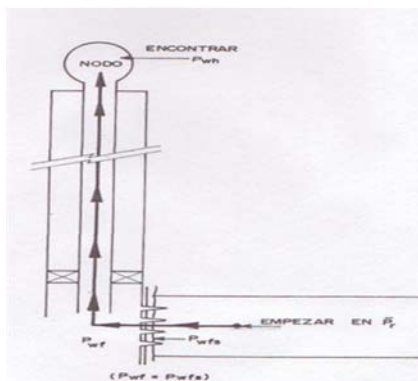
1. Suponer varias tasas de flujo.

2. Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo).
3. Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y empezando desde P_R , encontrar las presiones de flujo (P_{wf}) correspondientes para producir estas tasas.
4. Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas.
5. Representar las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 y las determinadas en el paso 4, contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

Figura 17. Nodo solución en la cabeza del pozo.



COMPONENTE LINEA DE FLUJO Y SEPARADOR



COMPONENTE SARTA DE PRODUCCION Y YACIMIENTO

Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

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

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

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

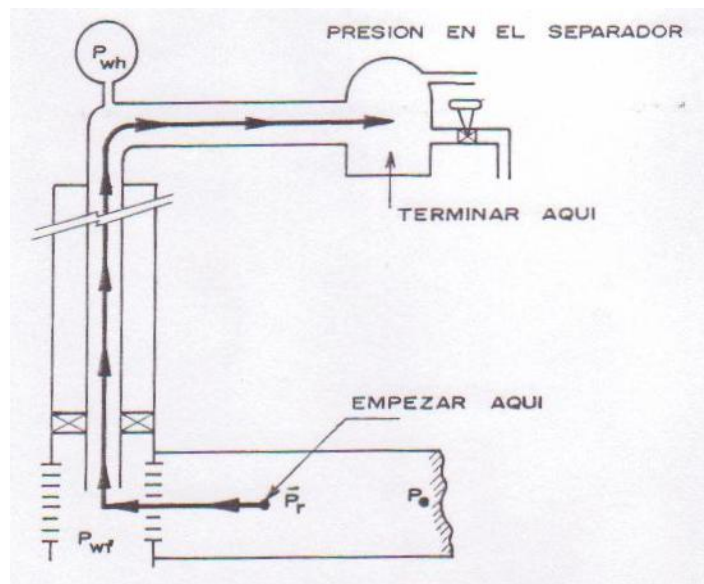
En algunos casos la presión del separador variará con la tasa y puede medirse apropiadamente en el procedimiento de solución. Ver figura 18.

Procedimiento:

1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Empezar por la posición final (\bar{P}_R) y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.

3. Con el valor obtenido de P_{wf} , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
4. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
5. Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

Figura 18. Nodo solución en el separador.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

Si se toma esta posición como nodo solución, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre la tasa de flujo. Algunos pozos presentan un incremento significativo en la producción cuando se disminuye la presión del separador, este cambio en la tasa está influenciado por el sistema en su totalidad, incluyendo la capacidad de entrega del pozo, las dimensiones de la sarta de producción y las dimensiones de las líneas de flujo; por lo tanto el pozo debe analizarse en detalle para lograr una optimización apropiada.

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

1.4.4. Nodo solución en el medio poroso. Esta es la posición solución menos práctica ya que solo permite analizar el efecto del cambio de \bar{P}_R . Para la solución de este nodo, se inicia por la otra posición final (presión de separador), sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a esta posición como se observa en la figura 19.

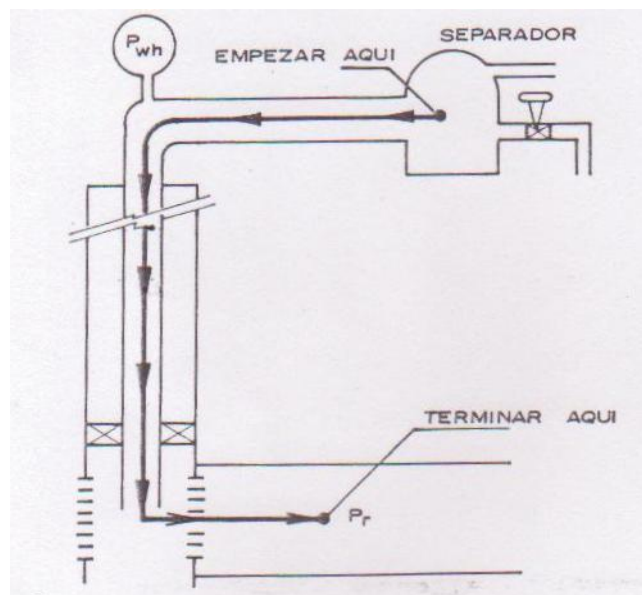
Procedimiento:

1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.
3. Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas.

4. Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso 3, encontrar los valores de \bar{P}_R requeridos para cada tasa de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
5. Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

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

Figura 19. Nodo solución en el medio poroso.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

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

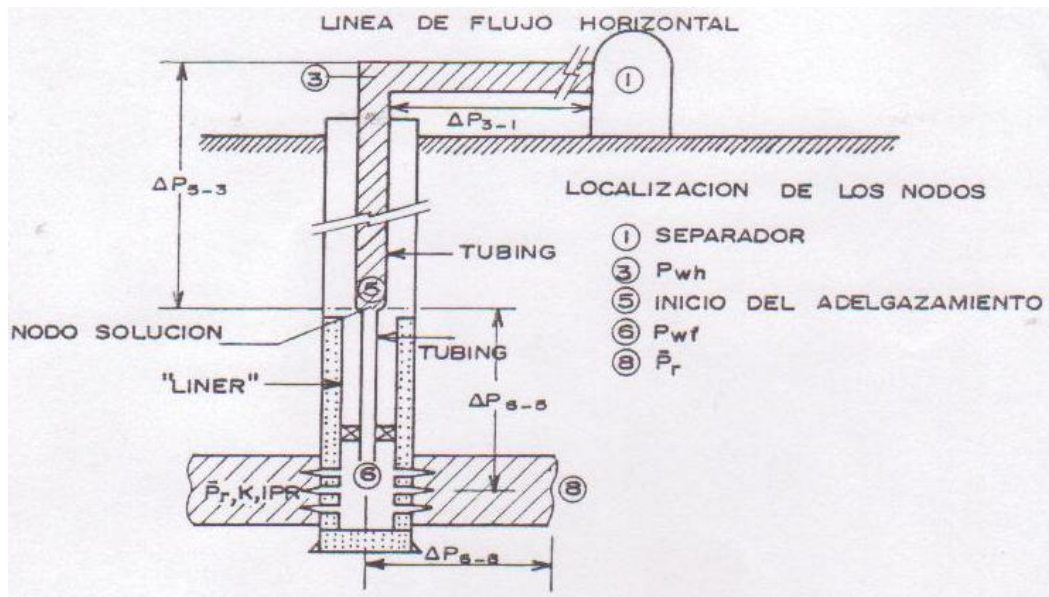
El análisis nodal tomando como posición solución el inicio del adelgazamiento de la sarga (nodo 5), como se observa en la figura 20 permite analizar las posibles variaciones de las diferentes tasas de producción para varios tamaños de tubing, en la parte superior del liner.

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

Procedimiento:

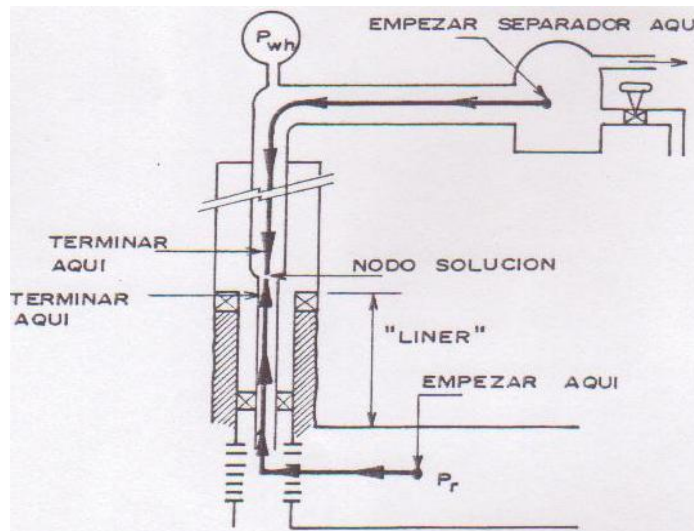
1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Obtener las presiones de cabeza de pozo para cada tasa supuesta, partiendo de la presión del separador.
3. Determinar la presión en la parte superior del nodo, para cada presión en cabeza calculada en el paso 2.
4. Partiendo de P_R , obtener la presión de fondo fluyendo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

Figura 20. Nodo solución para sartas telescópicas.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.

Figura 21. Recorrido de solución para sartas telescópicas.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

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

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

$$P_{wh} = \frac{433R^{0.316}}{S^{1.875}} * q \quad (24)$$

donde:

- P_{wh} = Presión de cabeza, psig
- R = Relación gas – líquido, Mscf/bbl
- Q = Tasa de flujo, bbl/día
- S = Diámetro del estrangulador, 64 avos de pulgada

Esta expresión es válida para valores de $P_D / P_{wh} \leq 0.7$, donde:

- P_D = Presión de la corriente descendente, P_{wh} hallada a partir de P_{sep} y una correlación de flujo multifásico horizontal.
- P_{wh} = Presión de la corriente ascendente calculada a partir de P_R

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

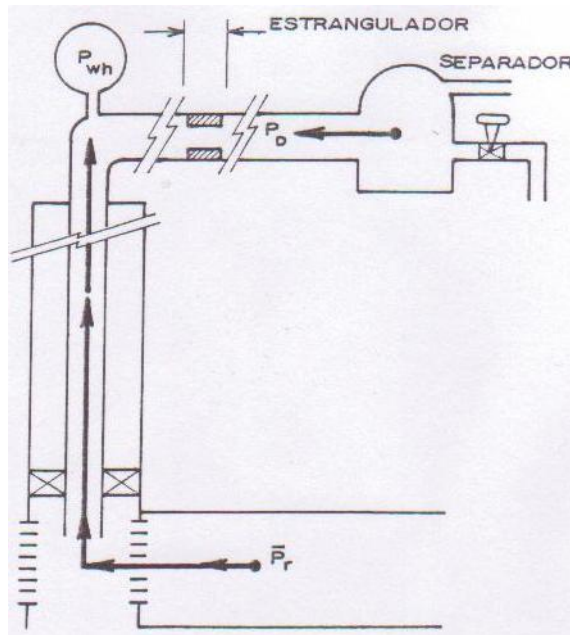
$$P_{wh} = \frac{500 R^{0.8}}{S^2} * q \quad (25)$$

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

Procedimiento:

1. Suponer varias tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza requeridas para llevar los fluidos hasta el separador, mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal; luego determinar las presiones de cabeza permisible partiendo de la presión promedio del yacimiento y empleando correlaciones de flujo multifásico vertical y curvas IPR.
2. Representar gráficamente las presiones de cabeza calculadas en el paso anterior vs las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presión ΔP para estas tasas.
3. Representar gráficamente los ΔP calculados en el paso 2 vs. tasa de flujo.
4. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, determinar las presiones de cabeza correspondientes para cada tasa de flujo supuesta y para diferentes tamaños de estrangulador.
5. Hallar ΔP para cada estrangulador, restando P_D vs P_{wh} del paso 4 y graficar estos valores vs tasa de flujo en la misma figura del paso 3, obteniendo así el comportamiento del sistema total para diferentes diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.

Figura 22. Nodo solución en el estrangulador de superficie.



Fuente. REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos

1.5. ANALISIS NODAL APLICADO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECANICO¹²

El análisis nodal ha sido ampliamente utilizado en el diseño de nuevos pozos, para determinar el caudal de producción óptimo, el dimensionamiento de los equipos de subsuelo y superficie, así como también en la estimación de la eficiencia del sistema de producción.

La aplicación de esta teoría para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complicada que para pozos fluyendo naturalmente como ya se trató en los apartados anteriores, pero a su vez ofrece ventajas y oportunidades de mejora. Como es sabido, el descubrimiento de nuevos y grandes yacimientos que aporten a las actuales reservas de crudo, es escaso, por esta razón es imperativo extender el análisis nodal a pozos que requieren de algún sistema de levantamiento artificial, en yacimientos en los cuales la presión decrece rápidamente.

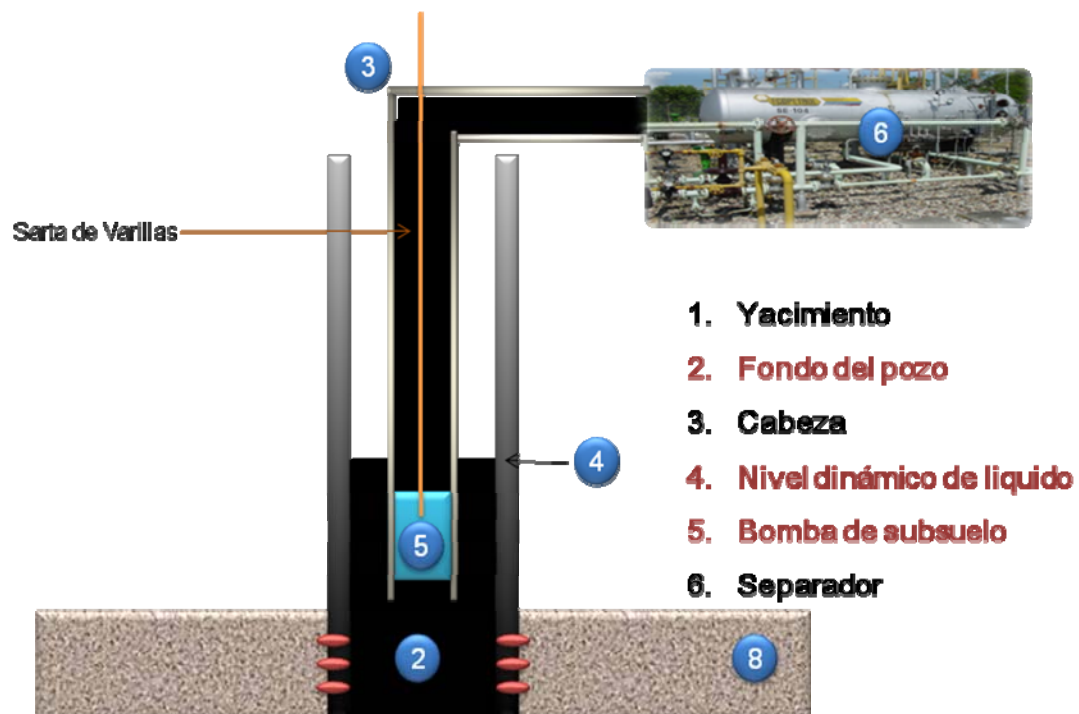
En el caso de un sistema de bombeo por varillas como el de la figura 23, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie. Debido al espacio anular existente, están disponibles dos trayectorias para el movimiento de los fluidos hasta la superficie. Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo. La otra trayectoria disponible es el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el

¹² TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

mismo punto (ver nodo 2 en la figura 23); por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales.

Como resultado de esta condición, a diferencia de un pozo fluente, existen dos maneras de calcular las presiones en el fondo de pozos con bombeo mecánico: a través de la sarta de tubing y a través del espacio anular. Por tanto el nivel líquido dinámico es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo.

Figura 23. Sistema de producción de un pozo con bombeo mecánico.



Fuente. TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

1.5.1. Generalidades del diseño de un sistema de bombeo mecánico.

Este diseño consiste en la selección de los componentes apropiados del sistema y la determinación de funcionamiento para asegurar la producción de fluidos de una manera económica.

Para el bombeo mecánico, esto significa seleccionar el tamaño correcto de la unidad de bombeo para un conjunto de parámetros y variables de operación definidos, como el tamaño del pistón, longitud de la carrera, velocidad de bombeo y diseño de la sarta de varillas.

En la operación de pozos con bombeo mecánico se presentan dos situaciones: el caudal del pozo es constante y el caudal del pozo es ilimitado.

La primera situación esta mas asociada a la producción de campos maduros en donde la solución involucra un problema de optimización, por lo que será necesario asegurar condiciones optimas de operación. Para la segunda situación, la meta del operador es optimizar las variables de bombeo, a fin de lograr el máximo caudal de producción posible. Para ambos casos se requiere correlacionar la capacidad de la bomba de subsuelo con la curva IPR del pozo.

Cabe destacar que, en la mayoría de los campos maduros, la unidad de bombeo seleccionada tiene una capacidad de levantamiento que en el tiempo resulta mayor al aporte productivo del pozo. En casos como estos, se opta por regular la operación de la unidad, ya sea instalando reductores de velocidad ó trabajando los pozos de manera intermitente para evitar la situación en la cual el motor de la unidad trabaja en vacío por un período de tiempo, hasta que nuevamente se detecte que el nivel de fluido este por encima de la entrada a la bomba. En pozos automatizados, la operación de la unidad de bombeo se controla por un dispositivo en superficie denominado *“pump off”*.

- **Selección de las condiciones óptimas de operación.** Corresponde a la primera situación planteada para la operación de pozos asistidos por bombeo mecánico.

Uso del API RP 11 L- API Bul 11L3¹³: el procedimiento ampliamente usado API RP 11L, en conjunto con la publicación API Bul 11L3 son utilizados para determinar el conjunto de variables y parámetros de bombeo, para un caudal de bombeo preestablecido, mediante un procedimiento de ensayo y error. Los programas de ingeniería comercialmente disponibles incorporan este análisis, con el fin de facilitar los procedimientos de cálculo con múltiples escenarios.

Índices de comportamiento: existen distintos índices de comportamiento propuestos en la literatura, los cuales son descritos en función de la carga estructural, el torque y el consumo de energía. En la mayoría de los casos la elección de un conjunto de variables de bombeo con carga estructural mínima, no desencadenan en una potencia mínima.

Maximizando la eficiencia de levantamiento: a partir de la determinación de la eficiencia de levantamiento, se puede desarrollar un procedimiento confiable para la optimización del sistema. La eficiencia de levantamiento, definida a partir de la potencia de extraer los hidrocarburos, y los HP en el varillón pulido o barra lisa, es uno de los componentes principales en el cálculo de la eficiencia total del sistema:

$$\eta_{lift} = \frac{P_{hydr}}{PRHP} \quad (24)$$

¹³ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Práctica API RP 11L: Diseño del sistema de bombeo mecánico, cuarta edición, Junio 1 de 1988.

donde:

n_{lift} : Eficiencia de levantamiento

P_{hydr} : Potencia hidráulica requerida para el levantamiento del fluido, HP

PRHP : Potencia en el varillón pulido

Se hace evidente que una menor potencia en el varillón pulido (PRHP) está relacionada con una mayor eficiencia de levantamiento, y consecuentemente con una menor operación del motor, lo que implica una reducción en los costos de operación y una mayor eficiencia del sistema.

• **Maximización de la tasa de bombeo.** Para la situación en la que el flujo del pozo es ilimitado, la atención se centra en seleccionar las variables de bombeo adecuadas para obtener la máxima tasa de flujo. Es importante resaltar que la capacidad de bombeo disminuye al tiempo que aumenta la profundidad del pozo.

Para la determinación del caudal de un sistema de bombeo mecánico se tienen en cuenta factores tales como:

1. El tamaño de la bomba de subsuelo
2. La longitud de la carrera
3. La velocidad de bombeo
4. La metalurgia de las varillas
5. La capacidad estructural y torsional de la unidad de bombeo
6. El GOR de producción

La tabla 2 contiene los valores de velocidad de bombeo críticos para unidades de bombeo convencionales.

Tabla 2. Velocidades críticas de bombeo vs. Longitudes de carrera para unidades de bombeo convencionales.

Longitud de Carrera (Pulgadas)	Velocidad Crítica (1/min)
64	23.0
74	21.5
86	19.5
100	18.5
120	16.5
144	15.0
168	14.0

Fuente. TICLLA, Juan; Huerta, Víctor; VEGA, Diego y L. Augusto. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por bombeo mecánico en campos maduros.

$$N_{critico} = C \left(\frac{60000}{S} \right)^{1/2} \quad (25)$$

donde:

$N_{critico}$: Velocidad de bombeo crítico, 1/min

S : Longitud de carrera en el varillón, pulg

C : 0.7 (Unidades convencionales), 0.63(balancedas por aire),
0.56(M.II)

La determinación analítica del caudal máximo de un pozo asistido por bombeo mecánico es complicada, esto es debido al gran número de parámetros que influyen en el sistema y las múltiples interacciones entre ellos; por fortuna se dispone de programas de diseño que facilitan el análisis y los procedimientos de cálculos para diversas condiciones. Ver figura 24.

1.5.2. Ajuste de la tasa de bombeo con el influjo del pozo. La situación se torna fácil si el volumen de líquido levantado por la bomba de subsuelo está disponible en la entrada. Si se instala un sistema con baja capacidad de bombeo en un pozo con alta capacidad de producción, o se instala un sistema de alta capacidad de bombeo en un pozo con baja capacidad de producción, resultará en una operación completamente ineficiente.

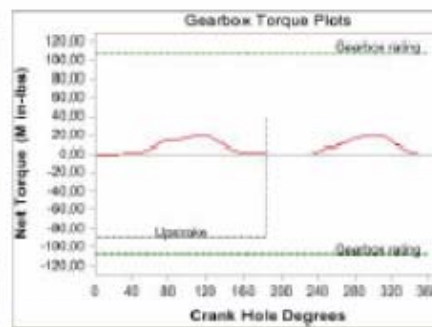
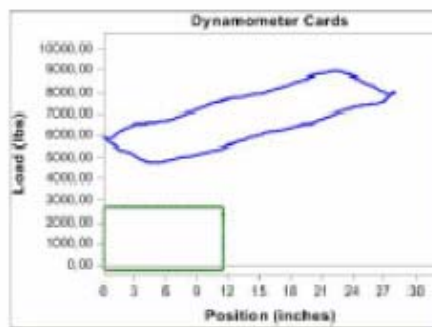
En tal sentido es necesario obtener la curva de IPR del pozo a fin de conocer su potencial. Básicamente, el rol que desempeña el sistema de levantamiento artificial consiste en encontrar una tasa de flujo que se ajuste al IPR del pozo, dimensionando adecuadamente los componentes de su sistema de producción.

El comportamiento de influjo de fluidos puede ser descrito por cualquiera de los métodos mencionados en el capítulo correspondiente al análisis cálculo de la relación de capacidad de afluencia (IPR), dependiendo de las características del yacimiento.

Figura 24. Software Rodstar para diseño de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	9.5	Fluid level		Production rate (bfpd):	14	Peak pol. rod load (lbs):	9966		
Run time (hrs/day):	24.0	(\uparrow from surface):	5570	Oil production (BOPD):	11	Min. pol. rod load (lbs):	4757		
Tubing pres. (psi):	50	(\uparrow over pump):	0	Strokes per minute:	9.5	Polished rod HP:	1.1		
Casing pres. (psi):	.7	Stufbox fr. (lbs):	100	System eff. (Motor + Pump):	20%	Unit strand loading:	0.1%		
				Permissible load HP:	10.7	PRHP / PLHP:	0.10		
				Fluid load on pump (lbs):	2653	Buoyant rod weight (lbs):	5620		
						N/A:	2.16		
						PaSR:	577		
Fluid properties				Motor & power meter					
Water cut:	20%	Power Motor Delort:		Required prime mover size				BALANCED	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost \$/KWH:		(speed var. not included)				(Min Torq)	
Oil API gravity:	36.0	Type:	NEMA D	NEMA D motor:				3 HP	
Fluid sp. gravity:	0.8758			Single/cubic cyl. engine:				3 HP	
				Multicylinder engine:				3 HP	
Pumping Unit: Lufkin TC 54" or less max stroke (*)				Torque analysis and electricity consumption					
API size: C-105-170-54 (unit ID: CLC54)				Peak g'box torq (M in-lbs):					19
Crank hole number: #3 (out of 3)				Gearbox loading:					18%
Calculated stroke length (in): 28				Cyclic load factor:					1.4
Crank Rotation with well to right: CW				Max. CB moment (M in-lbs):					87.36
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Counterbalance effect (lbs):					6852
Structural unbalance (lbs): 585				Daily elect. use (KWH/day):					30
Crank offset angle (deg): 0.0				Monthly electric bill:					\$0
				Electr. cost per bbl. fluid:					\$0.000
				Electr. cost per bbl. oil:					\$0.000
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations					
Tubing O.D. (in):	2.375	Upstroke rod-lbg friction:	1,120	Tubing stretch (in):					.1
Tubing I.D. (in):	1.995	Downstroke rod-lbg friction:	1,120	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):					0.2
Pump depth (ft):	5570	Tub. anch. depth (ft):	5400	Gross pump stroke (in):					11.4
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):					16.7
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	70%	Minimum pump length (ft):					9.0
Plunger size (in):	1.25	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):					4.0
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method	
.625	D (API)	5570	115000	73%	28948	15817	-652	API MG	

NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.



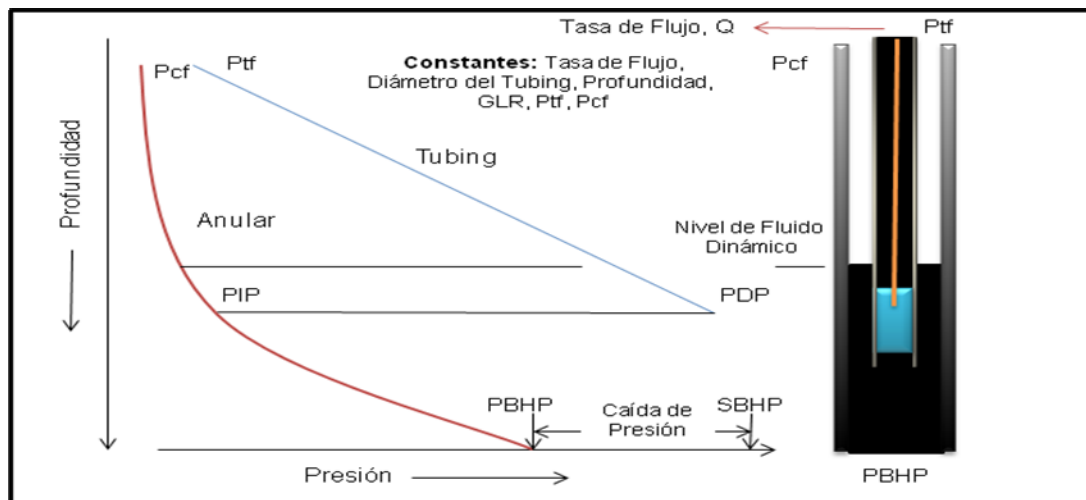
Fuente: LABRADOR, Laura y SANCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

Mantener valores de la presión de bombeo en el fondo del pozo iguales o menores a un diez por ciento de la presión estática de fondo probablemente garantizaría una producción del 95% del caudal máximo. Es preciso destacar, que tanto la presión del revestimiento y los niveles de fluido deben ser determinados a condiciones estables. Son útiles las medidas de presiones de casing y niveles de fluido durante el cierre del pozo para determinar las presiones de fondo estáticas.

Existen dos opciones para asegurar que el caudal de bombeo se ajuste al IPR del pozo:

1. Seleccionar un conjunto de parámetros¹⁴ y variables de bombeo que aseguren el desplazamiento de un volumen de líquido equivalente a una producción estabilizada del pozo. Ver figura 25.

Figura 25. Visualización del rendimiento del sistema de bombeo.



Fuente. Modificado de: TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGE PET 2005.

¹⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Práctica API RP 11L: Diseño del sistema de bombeo mecánico, cuarta edición, Junio 1 de 1988.

En la figura anterior se puede observar como es el comportamiento que generalmente describen las variables de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico. Para este caso son constantes la tasa de flujo (Q), el diámetro de la tubería de producción, la profundidad de asentamiento de la bomba, la relación gas – líquido (GLR), y las presiones fluyendo a través del cabezal del pozo (P_{cf}) y a través de la línea de flujo en superficie (P_{tf}). A través de la sarta de producción la presión en función de la profundidad describe un comportamiento lineal, empezando con la presión de descarga de la bomba (PDP) localizada a la profundidad correspondiente al asentamiento de la bomba, y finalizando con la presión en cabeza de pozo; se puede distinguir el incremento de presión que ocurre a través de la bomba de subsuelo (Presión de descarga, PDP – presión de entrada, PIP). Por otro lado la curva roja describe el comportamiento de la presión en función de la profundidad para en el espacio anular iniciando en el punto medio de las perforaciones y finalizando en la profundidad de nivel dinámico de fluido; puede notarse la caída de presión a través del wellbore por la diferencia entre la presión de fondo estática SBHP, y la presión de fondo fluyendo PBHP.

2. Controlar el tiempo de bombeo, dado que la capacidad de levantamiento de fluido del sistema de bombeo es mayor que el caudal del pozo. Este es el caso de bombeo intermitente, operación que requiere de una selección óptima del tiempo total de bombeo; cabe resaltar que, el mejor uso de bombeo intermitente es en pozos con regímenes de flujo no estabilizado, especialmente si son operados con motores eléctricos.

Bombeo continuo. Los principios de análisis de los sistemas (análisis nodal) demuestran que el equipo de producción y la formación se encuentran conectados en el fondo del pozo. Esto implica que el mismo caudal líquido debe fluir por ambos componentes del sistema. Por lo tanto, debe existir una

solución común del comportamiento de ambos componentes, para determinar el caudal de producción, bajo el cual el sistema operará a condiciones óptimas.

Para un pozo asistido por bombeo mecánico en el cual se desea evaluar el performance operativo del equipo de subsuelo y superficie, se sugeriría utilizar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y outflow del pozo. Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

Inflow:

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad (26)$$

Outflow:

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf} \quad (27)$$

Donde:

- ΔP_{res} : Drawdown del yacimiento
- P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo, psi
- ΔP_{ft} : Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi
- F_o : Carga de fluido, lbs
- A_p : Sección transversal del pistón, pulg²

El Inflow es determinado por la ecuación de Vogel o cualquier otro método para calcular el IP e IPR que aplique para el caso, mientras que el outflow requerirá establecer correlaciones con el inventario de información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de

presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema sería obtenida al interceptar las curvas Inflow y outflow. La información de las mediciones físicas de pruebas realizadas al pozo comprende:

- ✓ **Caudal, Q (STB/día)**
- ✓ **Presión de Cabeza, Pwh (psi)**
- ✓ GOR
- ✓ Niple de asiento, NA (pies)
- ✓ **Pwf, PIP (psi)**
- ✓ **Carga de fluido (libras)**
- ✓ **Diámetro del pistón (pul)**
- ✓ **Presión de la carga de fluido, Pfo (psi)**
- ✓ Presión de descarga, PDP (Pfo + PIP)
- ✓ Golpes por minuto (GPM)
- ✓ Desplazamiento del pistón (STB/día)
- ✓ Llenado de la cámara del barril (%)

Los ítems en negrita destacados anteriormente, son la mínima información requerida para poder elaborar la curva de performance para el sistema de bombeo. Una vez recopilada esta data, se emplea la ecuación 27 para determinar los valores de Pwf y se obtienen los puntos para la gráfica de rendimiento. Este procedimiento es basado en la norma API RP 11L¹⁵

Una vez obtenida la solución, los incrementos en el índice de productividad y la eficiencia total del sistema pueden evaluarse por las siguientes relaciones matemáticas.

¹⁵ LABRADOR, Laura. SANCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga-Santander 2008.

$$\Delta J (\%) = \left(\frac{J_{optimo}}{J_{intotal}} - 1 \right) \times 100 \quad (28)$$

$$\Delta J (\%) = \left[\left(\frac{Q_{optimo}}{Q} \right) \frac{(P_r - P_{wf})}{P_r - P_{wf_{optimo}}} - 1 \right] \times 100 \quad (29)$$

$$\Delta N (\%) = \left(\frac{N_{optimo}}{N_i} - 1 \right) \times 100 \quad (30)$$

$$\Delta J (\%) = \left[\left(\frac{Q_{optimo}}{Q} \right) \left(\frac{NL_{optimo}}{NL} \right) \left(\frac{HP_{motor}}{HP_{motor_{optimo}}} \right) \right] \times 100 \quad (31)$$

donde:

ΔJ :	Variación del índice de productividad.
Q_{optimo} :	Caudal óptimo de producción de líquido, STB/día.
$P_{wf_{optimo}}$:	Presión de fondo fluente optima, psi.
ΔN :	Variación de la eficiencia del sistema.
NL :	Nivel de fluido, en pies.
NL_{optimo} :	Nivel de fluido optimo, en pies.
HP_{motor} :	Potencia neta del motor, HP.
$HP_{motor_{optimo}}$:	Potencia neta optima del motor, HP.

1.5.3. Bombeo intermitente. En casos donde hay escasez de datos de comportamiento de influjo, llega a ser imposible priorizar una selección óptima del modo de bombeo en la instalación del equipo. La solución usual es instalar un sistema de amplia capacidad de bombeo en el pozo y operarlo intermitentemente. Reduciendo el tiempo de bombeo diario total, la

capacidad de levantamiento del sistema de levantamiento se reduce, gobernado por el caudal de influjo del pozo. Durante las paradas, el nivel de líquido del pozo aumenta en el anular, mientras que durante los periodos de producción el nivel de fluido cae hacia la entrada de la bomba. Un diseño apropiado del bombeo intermitente, por lo tanto, asegura un mínimo nivel de fluido durante el ciclo de bombeo pero evita que el nivel dinámico caiga por debajo de la bomba.

Algunas veces se utiliza la operación manual de intermitencia de pozos. El motor es encendido y parado manualmente, implicando varias visitas al pozo retrasando las operaciones. Los relojes de tiempo, *timers*, permiten la operación cíclica automática, los cuales requería ajustes manuales de tiempos de arranque y parada. Aunque resultan más confiables que la operación manual, el uso de relojes de tiempo requiere de rangos más flexibles de aplicación. El contador de tiempo trabaja en ciclos automáticos de 15 a 30 minutos, con ciclos de bombeo preestablecidos. El ajuste apropiado de estos contadores de tiempo es determinado por ensayo y error, por lo que no brindan una confiabilidad completa.

- **Controladores de Pump Off.** Con el nivel de fluido en la bomba, y la capacidad de la bomba en exceso, el barril de la bomba no se llena totalmente durante la carrera ascendente. Entonces, en la carrera descendente, el pistón golpeará en el nivel de fluido dentro del barril, produciendo el fenómeno conocido como golpe de fluido. Se dice entonces que el pozo esta en pump off. La mayoría de los dispositivos de control incluyen medios para detectar esta condición y reciben el nombre genérico: Sistemas de Control Pump Off, (CPOS).

- **Monitoreo de carga de varillas.** Los más populares dispositivos CPO utilizan el monitoreo de cargas de las varillas, porque las cargas de varillas son los mejores indicadores de la operación de la bomba de subsuelo. Los

malfuncionamientos de bombeo, incluyendo pump off, son detectados fácilmente por la evaluación de las cargas superficiales. Una ventaja agregada muy importante es que los datos de carga de las varillas, junto con la información de la posición de la varilla, permiten realizar un análisis completo de la operación de la unidad de bombeo. Debido a las ventajas que ofrece, la mayoría de los controladores actuales de pump off trabajan bajo el principio de monitoreo de las cargas de varillas. Estas unidades CPO requieren dos parámetros principales a ser medidos durante el ciclo de bombeo: carga de varillas y posición de las varillas. Generalmente la carga se detecta en la barra lisa con una celda de carga. La información de la posición de la barra lisa se obtienen de un potenciómetro continuo.

1.5.4. Aplicación de la teoría del análisis nodal. La importancia de la selección adecuada de las variables y parámetros de bombeo se observa en la tabla 3, en la que se tiene el peor y el mejor caso basado en el requerimiento de potencia en superficie, de los posibles conjuntos de variables de bombeo, cuando la producción de líquido es 500 BPD, a una profundidad de 6000 pies. Los dos casos extremos representan dos diferentes grupos de variables de bombeo, dentro de los cuales, el peor requiere de más de dos veces de potencia en la barra lisa (consecuentemente mayor costo para generar potencia) que el otro. La eficiencia de levantamiento varía de 97% en el mejor caso, frente a un 40.5% para el peor caso. Así, la elección apropiada de los parámetros y variables de bombeo puede conllevar a una reducción en los costos de operación, al reducir la potencia requerida.

Tabla 3. Modos de bombeo con el mejor y peor requerimiento para una unidad convencional de 500 BPD a 6000 pies.

Modo de bombeo	El mejor	El peor
API Nro.	86	86
Tamaño de bomba	2 ¾ “	1 ¼ “
Long. Carrera	120 pulg.	192 pulg.
Velocidad de bombeo	7.9 SPM	13.7 SPM
PRHP	22.8 HP	54.6 HP
Eficiencia de levantamiento	97.0%	40.5%

Fuente. TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

2. CAMPO ESCUELA COLORADO¹⁶

En el capítulo anterior se dió a conocer los principios bajo los cuales se rige el análisis nodal para lograr optimizar los sistemas de producción de pozos fluentes y de pozos produciendo por bombeo mecánico. Ahora se hace necesario e imperativo conocer el campo que será sometido a dicho análisis, el Campo Escuela Colorado. Durante el desarrollo de este aparte se hace referencia a la historia de producción, la estructura geológica y la configuración general del sistema de producción general del campo; de igual manera serán identificados los pozos que actualmente aportan a la producción del campo.

2.1. GENERALIDADES

Actualmente el Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

¹⁶ GARZON, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Aníbal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003

2.1.1. Localización. El campo Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la provincia estructural del Piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) en el área de la antigua concesión De Mares, como se ilustra en la figura 26.

Figura 26. Localización Campo Colorado.



Fuente. GARZON, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Aníbal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003

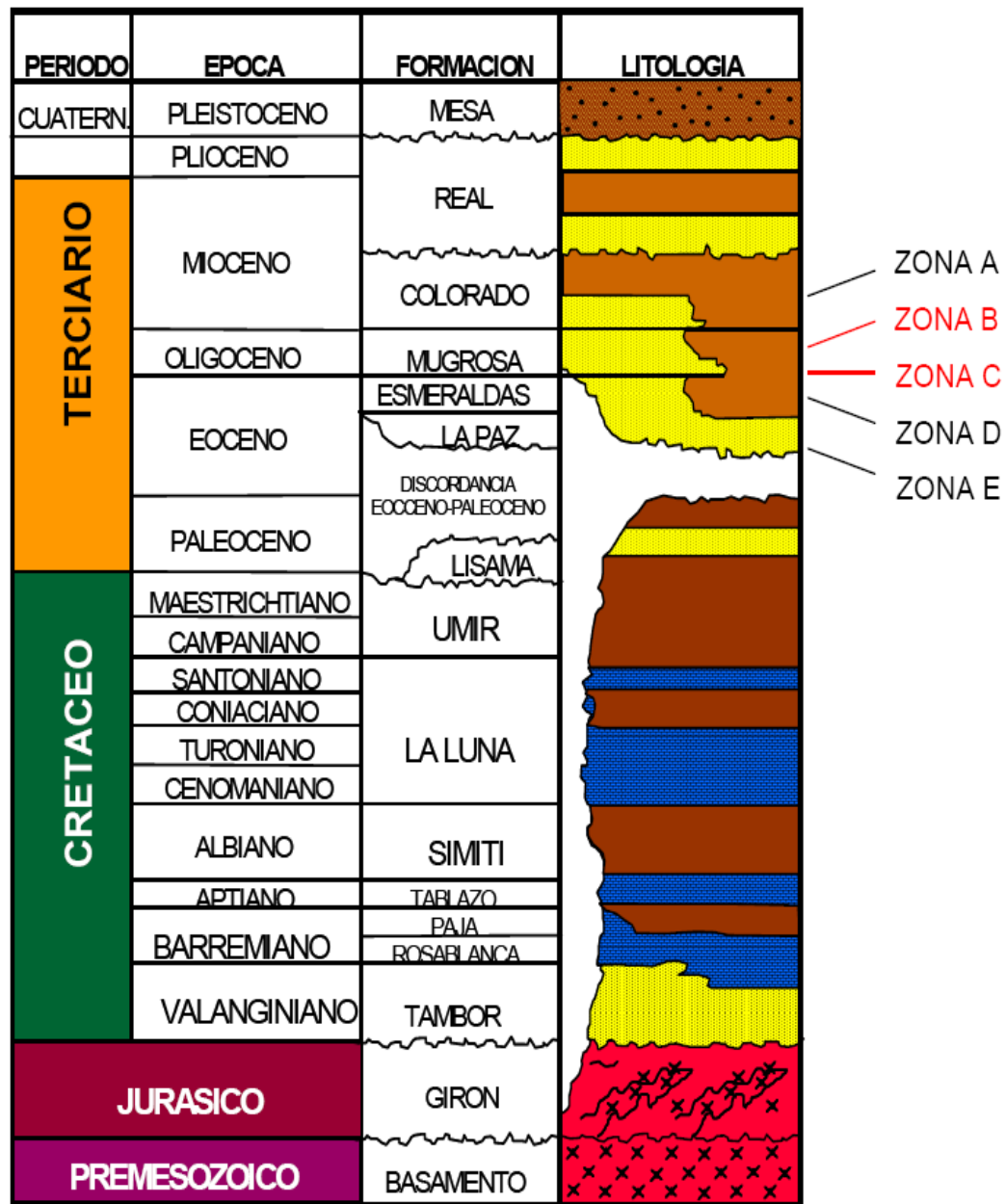
2.1.2. Formaciones productoras. El petróleo se extrae principalmente de la formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 27.

La formación Mugrosa tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos.

Las areniscas de la formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

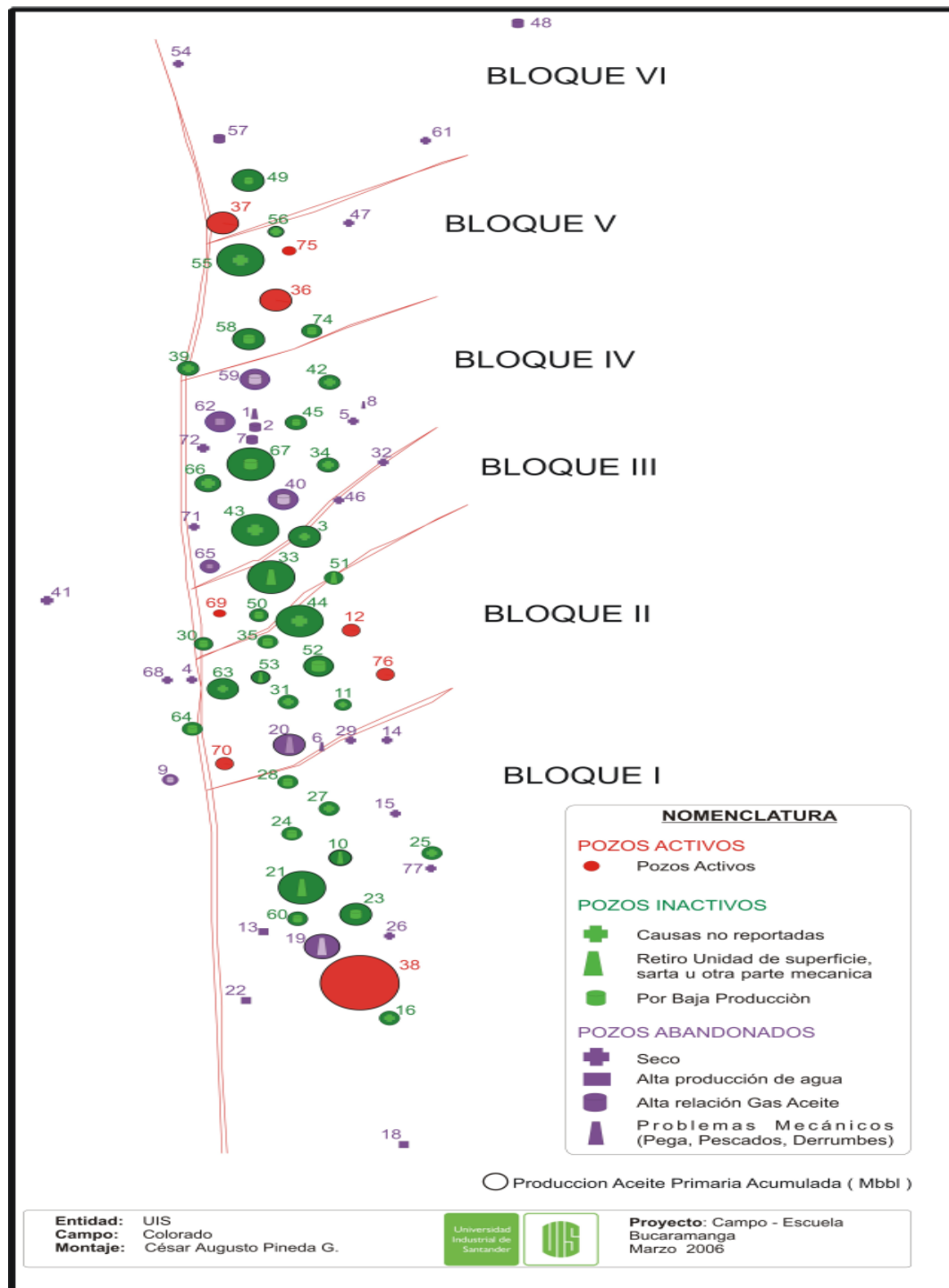
2.1.3. Estructura. La estructura del campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico, que el campo esta compartimentalizado, como se ilustra en la figura 28.

Figura 27. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. GARZON, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Aníbal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003

Figura 28. Estructura campo Colorado.



Fuente. Informe "Información técnica campo escuela Colorado". Ing. Cesar Augusto Pineda. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

2.1.4. Propiedades del yacimiento. En el campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, expuestas en la tabla 4 y 5.

Tabla 4. Datos básicos de propiedades de las arenas

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60 °F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedia	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de burbuja, P_b	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ P_b	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
B_o @ P_b	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
Porosidad	15.7	14.5	13	13	%
S_{wi}	40	40	50	50	%
OOIP	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
R_{sb}	140	648	667	667	PC/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Área	634	1083	--	--	Acres

Fuente. ECOPETROL S.A. Informe Campo Colorado. Calculo de Reservas. Ing. Jorge Camacho, Junio de 1978.

Tabla 5. Datos básicos del yacimiento

Parámetro	Unidad
Espaciamiento / pozo	20-30 Acres
Pozos perforados	75
Pozos activos	7
Pozos produciendo	4
Aceite original estimado, OOIP	59 MMBIs
Reservas primarias producidas	8.59 MMBIs
Factor de recobro	14.6%

Fuente. Campo Colorado. Cuarto Informe de yacimientos Campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007.

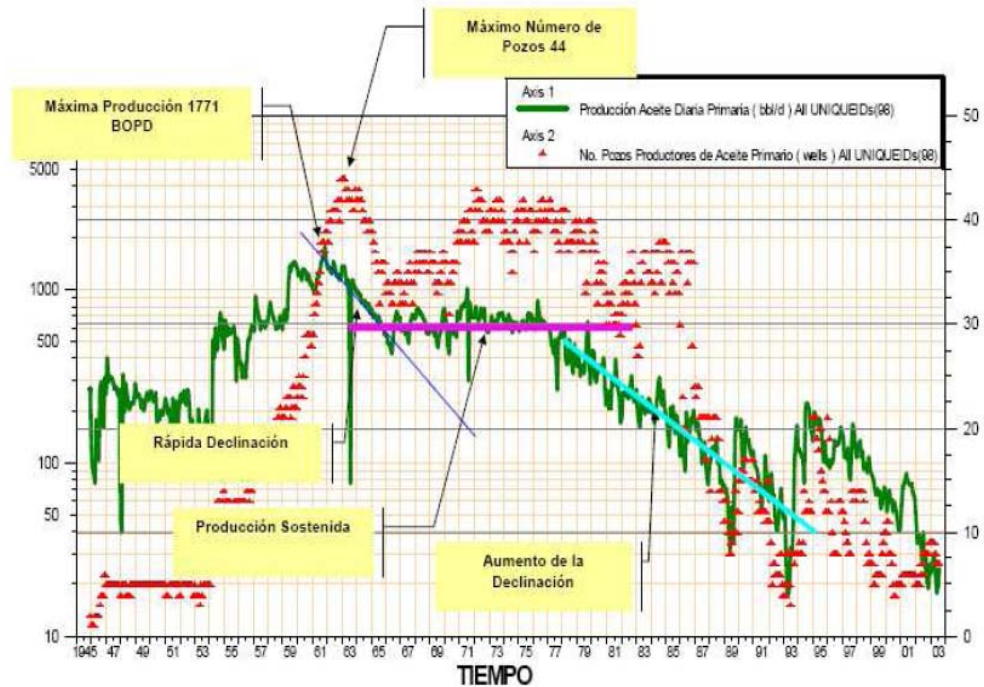
2.1.5. Historia de producción. El campo Colorado inició producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces su producción se ha mantenido en un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos como se ilustra en la figura 29.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte

de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles.

Figura 29. Historia de producción.

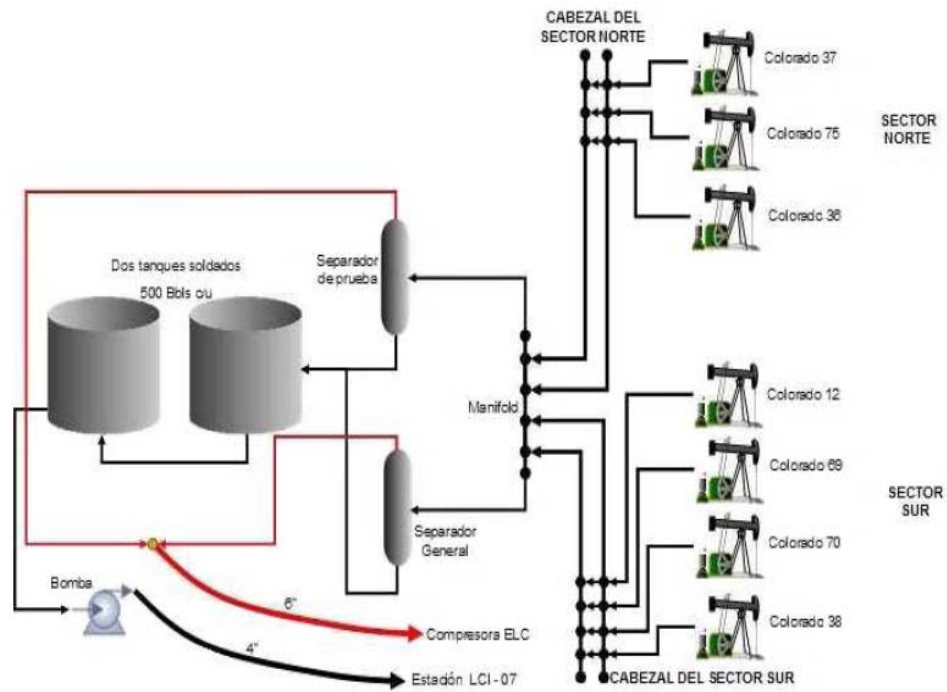


Fuente. GARZON, Freddy- ECOPETROL GMM, ORDOÑEZ, Aníbal – ECOPETROL – ICP, DUQUE, Carlos y GUERRERO, Jairo – A.I.P – ANSALL y CABRERA, Heliodoro. Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado. 2003

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte es de 59 MMBIs y las reservas primarias producidas son de 8.59 MMBIs con un factor de recobro actual de 14.6 %. En la actualidad, el campo tiene 4 pozos activos con una producción entre 20 y 30 BOPD, a partir de los pozos COL 38, COL 70, COL 75, y COL 37 realizando campañas de reacondicionamiento de pozo

recuperando la producción del área. El sistema de producción actual del campo Colorado es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo, como se ilustra en la figura 30.

Figura 30. Facilidades de producción del Campo Colorado.



Fuente. Informe "Información Técnica Campo Escuela Colorado". Ing. Fernando Enrique Calvete. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

3. METODOLOGIA PARA LA APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

En este capítulo será descrito el procedimiento para realizar el análisis de los sistemas de producción de los pozos del Campo Escuela Colorado, la data involucrada en este, y por supuesto serán definidos los pozos a los cuales se les evaluará la configuración de los equipos y elementos que constituyen las facilidades de producción de subsuelo y superficie. Se aplicarán los conceptos tratados en el capítulo 1, correspondientes a cálculo y construcción de curvas IPR e índice de productividad y la aplicación de la teoría de análisis nodal para sistemas de bombeo mecánico.

3.1. PRESELECCION DE LOS POZOS CANDIDATOS

Cualquier pozo puede someterse al análisis nodal, de hecho este análisis además de ser muy útil para optimizar las condiciones de operación y producción, resulta muy económico y el riesgo es mínimo ya que las condiciones de operación son controladas y dado el caso se pueden revertir.

Para el caso del Campo Escuela Colorado, solo serán evaluados los sistemas de producción de los pozos activos y aquellos pozos que luego de un estudio se determinaron por sus condiciones actuales y viabilidad económica, pueden ser reactivados.

3.1.1. Pozos activos. Con una producción promedio de 26 BOPD, el campo Colorado cuenta actualmente con 7 pozos activos, y un pozo reactivado por la Universidad Industrial de Santander empleando el sistema RECOIL (COL-25). Estos pozos se encuentran distribuidos en los diferentes bloques en que

se divide el campo; la tabla 6 resume las características generales de estos pozos.

Tabla 6. Pozos activos campo Colorado

Pozo	Bloque	Qi_historia UIS	Di_Historica Mensual	Acumulados (MBIs)	Reservas (MBIs)	Qf Reportes Bb/dia	Q Reactivar Ecopetrol 2004
COL 12	II	22,16	0.014	129,153	103,064	1,9	10
COL 36	V	42,124	0,0063	282,232	244,974	11,53	16
COL 37	VI	70,68	0,0205	277,156	251,655	5,16	18
COL 38	I	80,89	0,02373	518,733	283,729	4,58	23
COL 69	III	30,06	0,00468	72,929	178,176	1,51	15
COL 70	II	25,2	0,01651	39,232	42,5511	1,43	7
COL 75	V	39,02	0,0497	96,854	77,5828	2,29	7

Fuente. Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. Fernando Enrique Calvete. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

3.1.2. Pozos con potencial para ser reactivados. Luego de la entrega del Campo Colorado a la Universidad, se efectuó un estudio técnico para determinar potenciales de producción y definir que pozos podrían ser reactivados, teniendo en cuenta también vías de acceso e infraestructura del campo. De este estudio se definieron seis pozos con expectativas importantes de producción y posibilidades logísticas para ser reactivados (tabla 7).

Tabla 7. Pozos candidatos a ser reactivados

Pozo	Bloque	Qi_historia UIS	Di_Historica Mensual	Acumulados (MBIs)	Reservas (MBIs)	Qf Reportes Bb/dia	Q Reactivar Ecopetrol 2004
COL 03	III	80,53	0,012	274,773	259,694	3,03	10
COL 45	IV	96,27	0,0265	185,524	282,291	6	10
COL 49	VI	98,92	0,0632	200,262	161,143	7,19	15
COL 55	V	100,331	0,0066	306,913	447,111	7	10
COL 58	V	90,96	0,01745	221,755	350,536	7,3	10
COL 67	IV	72,23	0,00708	355,933	457,374	14,84	20

Fuente. Informe “Información Técnica Campo Escuela Colorado”. Ing. Fernando Enrique Calvete. Proyecto Campo Escuela Colorado - UIS

3.2. NODO SOLUCION: PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES

Se decidió emplear este nodo para realizar la evaluación del sistema por que permite visualizar el cambio en la producción en función de la declinación de la presión del yacimiento; de igual manera permite identificar como sería el comportamiento si se realiza algún tipo de trabajo de estimulación o reacondicionamiento que involucre cambios en la tubería de producción, cambios en las especificaciones de la bomba de subsuelo, etc.

Aunque pueden también ser utilizados como nodos el cabezal del pozo o el separador, por la poca viabilidad técnica y económica que implica realizar algún tipo de cambio en estas instalaciones de superficie, el sistema solo será evaluado en el nodo localizado en el punto medio de las perforaciones. Además, también se debe tener en cuenta que un estudio de análisis nodal en superficie debería estar fundamentado y ser efectuado con criterios termodinámicos muy claros debido al problema de depositación de parafinas que presenta el crudo de este campo y que debe ser tratado a su vez con el fin de evitar que se precipiten en las líneas de flujo y en la estación de recolección del campo.

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

- Sección 1: Determinación de la densidad de perforaciones óptima.
- Sección 2: Construcción de la curva de Inflow.
- Sección 3: Construcción de la curva de outflow.

A continuación se ilustra paso a paso como se desarrolla cada sección, tomando como elemento muestra el pozo COLORADO – 70.

3.2.1. Sección 1. Determinación de la densidad óptima de perforaciones. Como ya se ha mencionado en el capítulo 1 sobre generalidades; el análisis nodal permite conocer el número de tiros por pie (TPP o SPF Shots Per Feet por sus siglas en inglés) óptimo cuando se va a completar un pozo nuevo o cuando se planea realizar algún tipo de trabajo de reacondicionamiento que incluya cañoneo o recañoneo de zonas productoras. La ecuación propuesta por Pérez y Kelkar¹⁷, permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados¹⁸, por lo que se empleó para determinar la densidad de perforaciones óptimas para cada pozo, más no para la construcción de las curvas de Inflow, ya que una de las condiciones para las cuales el modelo es válido es un factor de daño (skin) igual a cero, y este no es el caso para todos los pozos del campo Colorado. La tabla 8 señala los rangos de valores para los cuales aplica el modelo de Pérez y Kelkar. La expresión desarrollada por los autores citados en el párrafo superior es la siguiente:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (32)$$

donde:

- q_o = Caudal de Aceite (STB/día)
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)
- P_r = Presión de yacimiento (psi)

¹⁷ PEREZ, G and KELKAR, B.G. A new Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, 93-101

¹⁸ SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Q_{\max} = Máxima rata de producción sin perforaciones (STB/día)
 a_0, a_1, a_2 = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación.

Los valores de las constantes a_0, a_1, a_2 se presentan en las tablas 9 y 10 para cañoneo sobrebalanceado y bajobalanceado respectivamente. Ya descrita la teoría, la secuencia sistemática para evaluar la densidad de las perforaciones está representada en la figura 31, y cada paso se describe de manera subsecuente y en forma detallada.

Tabla 8. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.

	Valor Mínimo	Valor Máximo
Propiedades del fluido		
API	25	60
Gravedad Especifica Aceite	0.60	0.74
Gravedad Especifica Agua	1.07	
Presión de Burbuja	1457	3149
Propiedades Roca		
Porosidad	0.16	0.29
K (md)	100	625
Geometría de Pozo y Yacimiento		
Área de Drenaje (Acres)	20	33
Espesor de formación (ft)	10	29
Radio del Pozo (ft)	0.33	0.50
Temperatura de Yacimiento (°F)	160	190
Daño	0	
Perforaciones		
Longitud de Perforaciones (in)	3.03	12.33
Radio (in)	0.19	0.73
Densidad (TPP)	2	16

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 9. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo sobrebalanceado.

Cañoneo Sobrebalanceado				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.61710	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	8	0.87333	0.10715	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283

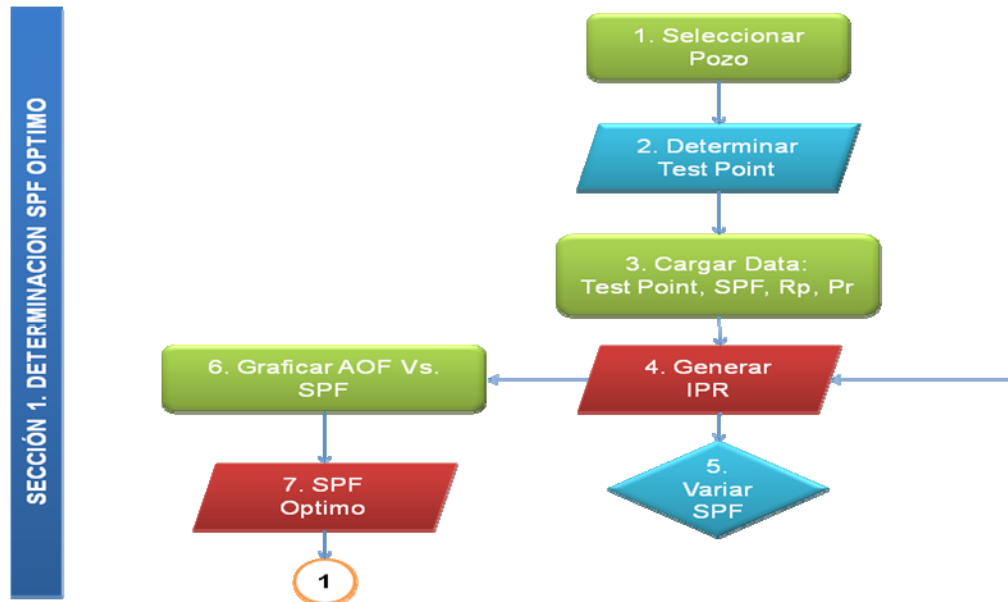
Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 10. Valores de a0, a1, a2 para cañoneo bajobalanceado.

Cañoneo bajobalanceado				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0.64374	0.22082	-0.83782
<=0.3	4	0.79507	0.15189	-0.91899
>=0.19	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>=0.19	12	0.93806	0.05464	-0.95875
>=0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Figura 31. Metodología para la determinación de la densidad óptima de perforaciones.



Fuente. Autor. Basado en: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. March 1995. www.spe.org. SPE 29312.

Paso 1. Seleccionar el pozo a evaluar. Para este caso el pozo muestra será el COL-70, que se encuentra actualmente activo.

Paso 2. El *test point* es un valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de Pwf (psi). Estos valores fueron tomados de los reportes actuales de producción del campo Colorado y de los valores calculados de Pwf a partir de pruebas de nivel de fluido. Para el pozo muestra estos valores son:

Tabla 11. Test point Colorado 70

COL 70	
Pwf (psi)	359.6
Q (STB/día)	4

Fuente. ECOPEL. Informe Campo Colorado. 2003

Paso 3. Para facilitar el proceso de construcción de curvas IPR utilizando el método de Pérez y Kelkar¹⁹ se empleó una aplicación en Excel (ver figura 32). Los datos de entrada incluyen: test point, presión de yacimiento, radio de las perforaciones y densidad de las perforaciones (TPP). Para el pozo COL 70 estos valores son:

Tabla 12. Datos pozo Colorado 70

COL 70	
Pwf (psi)	359.6
Qo (STB/dia)	3
Pr(psi)	566
Rp (in)	0.86
Densidad Perforaciones(TPP)	2

Fuente. WellFile COL 70. Campo Escuela Colorado

Paso 4. Una vez cargados los datos se procede a generar la curva IPR para la densidad de perforaciones establecida.

Paso 5. Se varía el número de tiros por pie²⁰ (2, 4, 8, 12,16) y se generan las curvas IPR para cada caso. El resultado para el pozo COL 70 se ilustra en la figura 33.

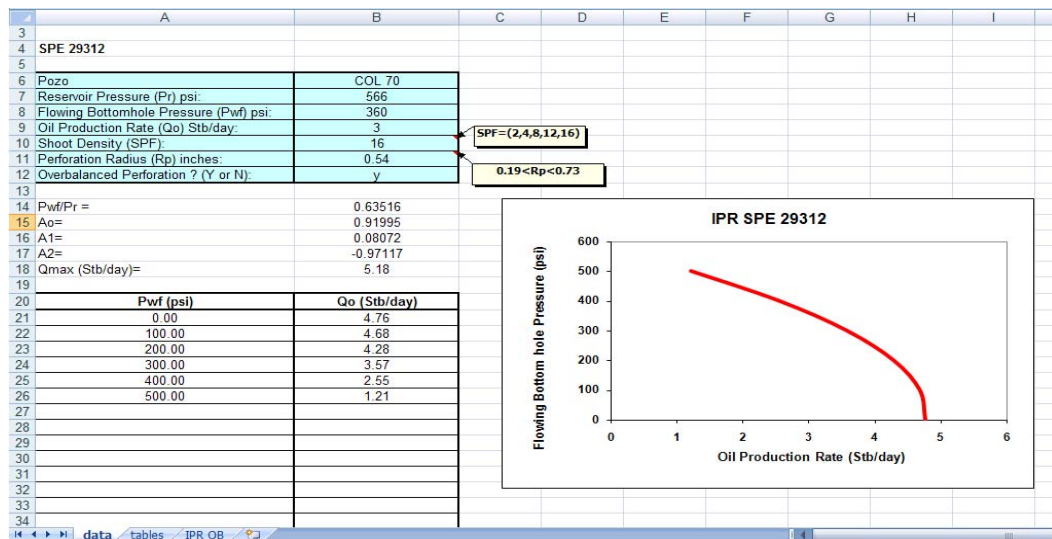
Paso 6. Una vez obtenida la familia de curvas se procede a graficar la máxima tasa de producción para cada escenario vs. Densidad de perforaciones (TPP). Ver Figura 34.

¹⁹ SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

²⁰ Nota: Se tomaron estas densidades de cañoneo por ser las más comunes en la industria. Tomado de: Perforating Systems Summary, Schlumberger.

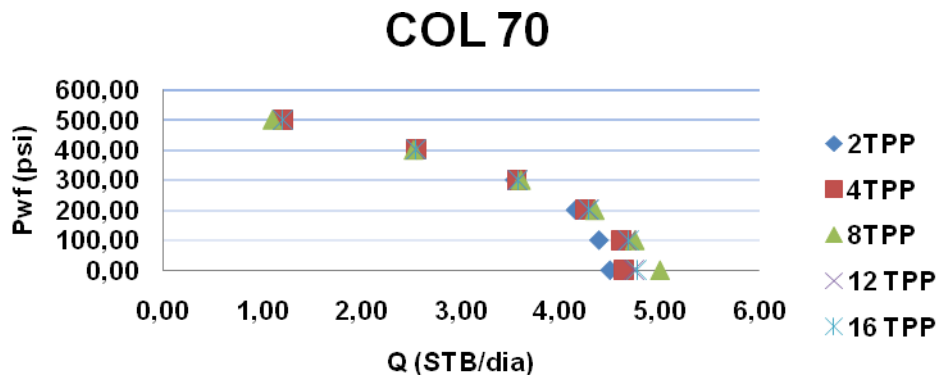
Paso 7. Al observar el comportamiento de la producción en función de la densidad de perforaciones utilizada, llega un punto en el que la producción permanece casi constante o se incrementa mínimamente aunque el número de tiros por pie sea mayor. De esta manera para el pozo COL 70 puede afirmarse que la densidad óptima de las perforaciones es 8 TPP.

Figura 32. Aplicación para determinar SPF óptima. Datos COL 70.



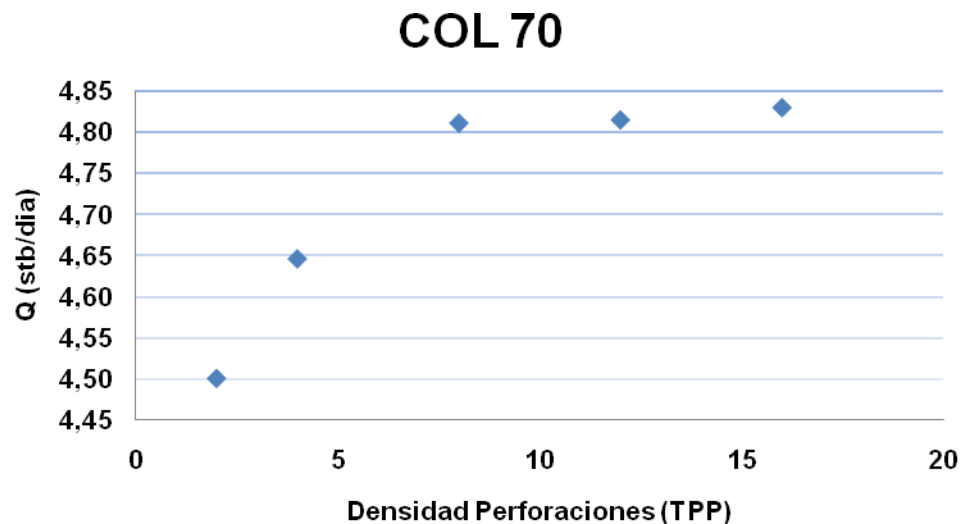
Fuente. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Figura 33. Curvas IPR para varios valores de TPP. COL 70.



Fuente. Autor

Figura 34. Incremento del rata de flujo en función de la densidad de perforaciones. COL 70.

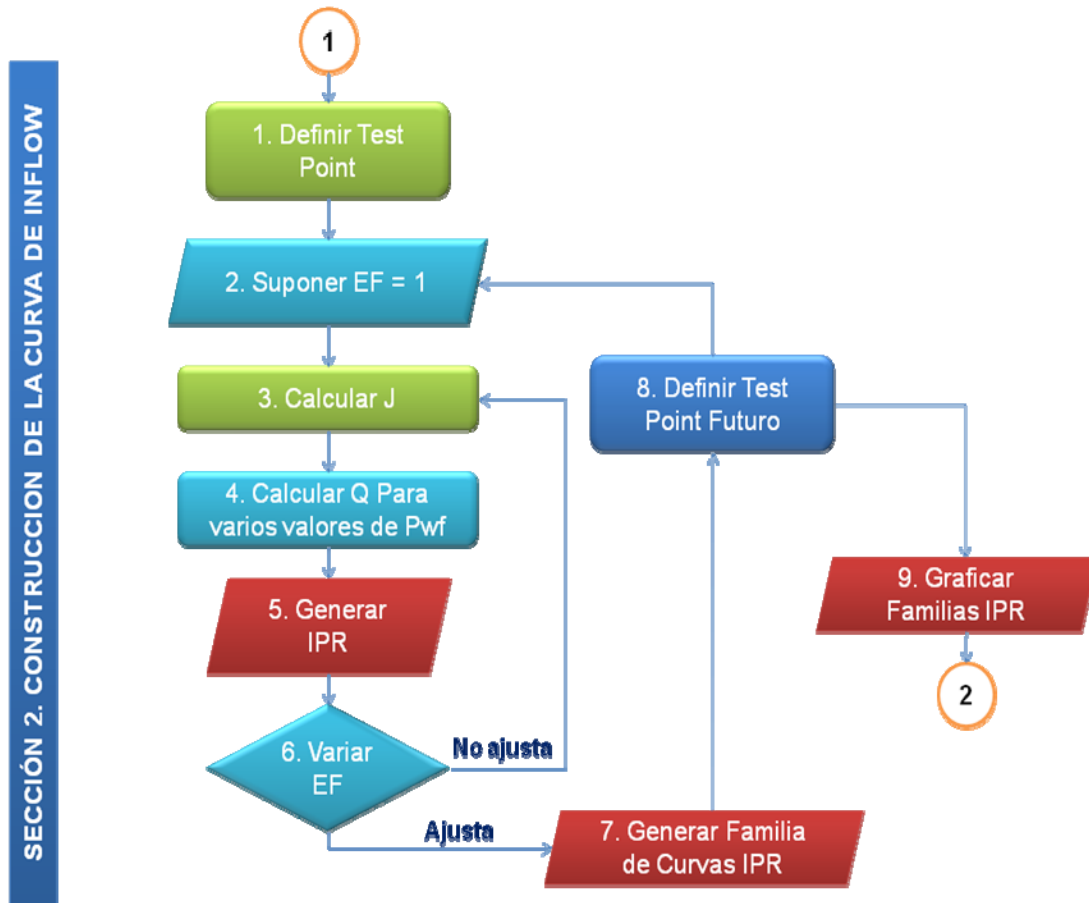


Fuente. Autor

3.2.2. Sección 2. Construcción de la curva de Inflow. La curva de Inflow para el caso en el que se utilice como nodo solución el punto medio de las perforaciones, no es más que la curva de IPR del pozo. Como se observó en la sección 1 el método planteado por Pérez y Kelkar no aplica para las condiciones del campo Colorado, por lo cual se ha utilizado el método de Vogel – Standing para tres valores diferentes de eficiencia de flujo que simulan escenarios en donde el pozo está dañado, tiene daño cero ($s = 0$), y para un pozo estimulado, para las condiciones del test point. La secuencia sistemática que se desarrolló para la sección 2 se puede ver en la figura 35.

Paso 1. El test point es el mismo determinado en la sección 1 para identificar el número de tiros/pie óptimo

Figura 35. Metodología para el desarrollo de la curva de Inflow.



Fuente. Autor. Basado en el método de Vogel – Standing para cálculo de IPR.

Paso 2. En vista de que no se tiene certeza de los valores reales para el daño que presenta cada pozo; se ha optado por generar tres escenarios en los cuales este puede localizarse. Inicialmente se supone un valor de eficiencia de flujo igual a 1, esto es $EF=1$.

Paso 3. A partir de los valores de $EF = 1$ y demás variables que incurren en el modelo de Vogel – Standing, el índice de productividad J se calcula por un arreglo de la ecuación 16, como sigue:

$$\frac{q}{(P_R - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]} = J$$

Paso 4. Una vez calculado J, se varían los valores de Pwf y se obtiene así una data con la cual puede procederse a la construcción de la curva IPR. Ver tabla 13.

Paso 5. Graficar la curva de Inflow con la data obtenida en el paso 4.

Paso 6. A partir de los datos de EF y J, empleados en los pasos 2 y 3, se calculan los nuevos valores de índice de productividad para valores de EF=0.5²¹ (escenario pozo con daño) y EF=1.5 (escenario pozo estimulado), utilizando la ecuación 17. Luego se repite el mismo procedimiento de los pasos 4, 5 y 6. Ver tabla 13.

$$I_2 = J_1 \left(\frac{EF_2}{EF_1} \right)$$

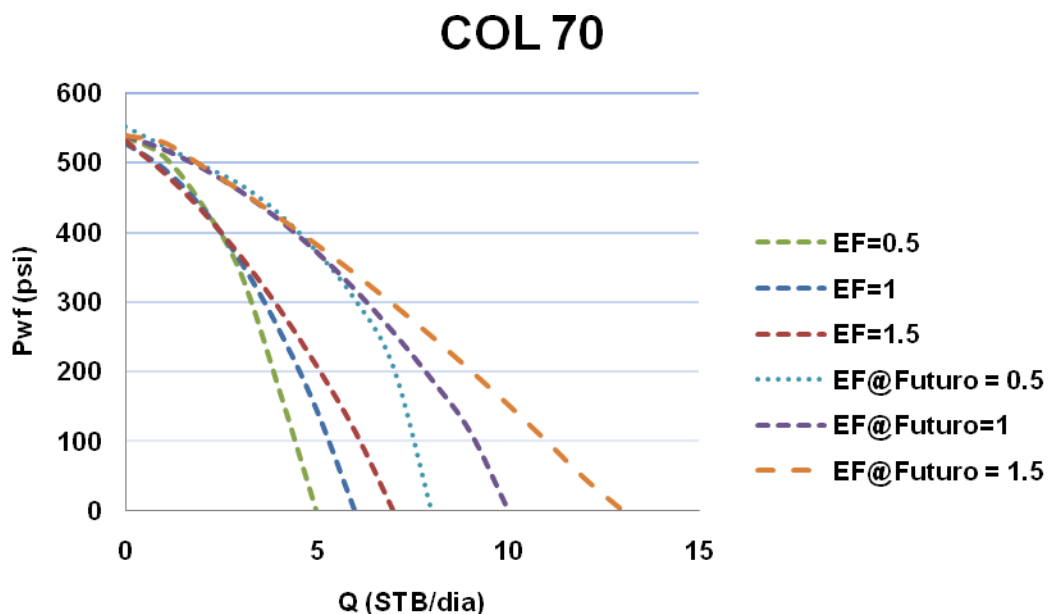
Paso 7. Se grafican en el mismo plano las curvas obtenidas en los pasos anteriores, dando origen así a una familia de curvas correspondientes a las condiciones actuales de producción del pozo.

²¹ Los valores de EF empleados corresponden al ajuste más aproximado de las curvas IPR disponibles para los pozos estudiados.

Paso 8. El test point futuro se obtuvo de los caudales de producción esperados una vez se lleve a cabo una campaña de cañoneo y recañoneo²² en el campo. Luego se repiten los pasos 2 a 7.

Paso 9. Finalmente se grafican las dos familias de curvas en un mismo plano. Las curvas de la izquierda representan las condiciones actuales y la familia de la derecha las condiciones futuras. Los resultados de esta sección para el pozo Colorado 70 se plasman en la figura 36.

Figura 36. Familia de curvas sección Inflow COL - 70.



Fuente. Autor

²² DE LA HOZ, Maty M. y ORTIZ, Diana P. Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y/o recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2009.

Tabla 13. Inflow COL – 70

SECCION INFLOW COL – 70											
Situación Actual						Situación Futura					
EF=0.5		EF = 1		EF = 1.5		EF=0.5		EF =1		EF=1.5	
Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)
0.00	912.09	0	934.96	0	950.7	0	965.4	0	927.76	0	953.3
1.00	908.4014	1	915.5641	1	920.2592	2	917.1	2	907.0418	2	917.1776
3.00	884.796	3	868.9609	3	857.0448	5	868.8	5	868.8275	5	861.0425
4.00	864.8792	4	841.7536	4	824.2712	7	820.5	7	838.5933	7	822.3181
6.00	808.8174	6	779.5276	5	790.72	10	772.3	9	804.5527	9	782.5529
7.00	772.6724	7	744.5089	7	721.2848	12	724	12	746.3548	11	741.7469
9.00	684.1542	8	706.8864	8	685.4008	15	675.7	14	702.7982	14	678.5864
10.00	631.781	10	623.83	9	648.7392	17	627.5	16	655.4352	16	635.1784
11.00	573.9984	11	578.3961	11	573.0832	19	579.2	19	577.2537	18	590.7296
13.00	442.205	12	530.3584	12	534.0888	21	530.9	21	520.3747	21	522.1049
13.00	442.205	13	479.7169	13	494.3168	23	482.7	23	459.6893	23	475.0541
14.00	368.1942	14	426.4716	15	412.44	24	434.4	24	427.9192	25	426.9625
15.00	288.774	15	370.6225	16	370.3352	25	362	26	361.5242	27	377.8301
15.00	288.774	16	312.1696	17	327.4528	26	265.45	28	291.3228	29	327.6569
15.00	288.774	17	251.1129	18	283.7928	27	0	29	254.7947	31	276.4429
15.00	288.774	18	187.4524	19	239.3552			30	217.315	32	250.4456
16.00	0	19	121.1881	20	194.14			31	178.8837	34	197.6704
		20	0	21	148.1472			32	139.5008	36	143.8544
				22	101.3768			33	99.1663	38	88.9976
				23	53.8288			33	99.1663	39	61.1789
				24	0			34	0	41	0

Fuente: autor

3.2.3. Sección 3. Construcción de la curva de Outflow. Como se observó en el capítulo 1, la construcción de una curva de outflow para un pozo que produce por bombeo mecánico es el resultado de un análisis de pruebas tomadas al pozo a lo largo de su historia. La información extraída de estos archivos permite establecer una relación entre el caudal y las pérdidas de presión a través de la sarta de producción; desde el punto de entrada a la bomba hasta la cabeza del pozo. Ahora bien para los pozos inactivos que serán analizados no está disponible dicha información, por lo que se tomarán las curvas de pozos con características semejantes como profundidad, diámetro de la tubería, gravedad API del crudo, etc., para determinar un estimado de las condiciones óptimas para producirlo. A continuación se describe la metodología utilizada para la construcción de esta curva, tomando como pozo de prueba al igual que en las secciones anteriores el pozo COL 70. Ver figura 37.

Paso 1. La información mínima requerida para construir esta curva para un sistema de producción que involucra bombeo mecánico se observa en la siguiente tabla.

Tabla 14. Información de entrada para la sección outflow.

DATA OUTFLOW COL-70			
	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3
Fecha	11/1/2008	10/9/2006	2/2/2007
Sumergencia de la Bomba(ft)	383	628	352
Gravedad API crudo	39	40	40
Profundidad Bomba (ft)	3438	3358	3358
Presión de Cabeza (psi)	74.5	76.7	85
Nivel de fluido (ft)	3055.17	2729.87	3006
Presión de entrada a la bomba PIP, Pwf (psi)	212.9	217	109.4
Presión de descarga, PDP (psi)	1653	1657	1726
Carga de fluido, Fo (lb)	1920	1875	1875
Diámetro pistón (pulgadas)	1 ¼	1 ¼	1 ¼
Fluido desplazado por la bomba (BBL/día)	45.2	54.9	8.4
Q(BBL/día)	4	3	6

Fuente. El autor. Datos tomados de archivos de pozo COL – 70. Campo Escuela Colorado.

Estos datos constituyen un inventario de mediciones físicas realizadas al pozo COL – 70, fueron tomados de los reportes de pruebas de nivel de fluido y dinagramas que tuvieron lugar en el pozo en las fechas en que se citan. La sumergencia de la bomba (383 ft)²³ hace referencia a la profundidad a la que esta se encuentra por debajo del nivel de fluido, esta resulta de la diferencia entre la profundidad de la bomba (3848 ft, medida a partir de la longitud de la sarta de varillas) y el nivel de fluido (3055 ft, profundidad a la que se eleva la columna de fluido por efecto de la presión del reservorio); la presión de entrada a la bomba (212.9 psi) PIP – Pressure Intake Pump – es menor a la presión de fondo fluyente Pwf (800 psi) como consecuencia de las pérdidas por fricción a lo largo de su trayectoria desde la cara del pozo hasta el niple de asiento de la bomba; la presión en cabeza de pozo Pwh (74.5 psi), es la presión con la que el fluido llega hasta el cabezal y se monitorea en superficie; en cuanto a la carga de fluido (1920 lb), no es más que el peso de la columna de liquido levantado en un determinado momento por la bomba de subsuelo. El diámetro del pistón (1.25 in) y demás información referente a la bomba y la sarta de varillas fueron extraídas de los estados mecánicos.

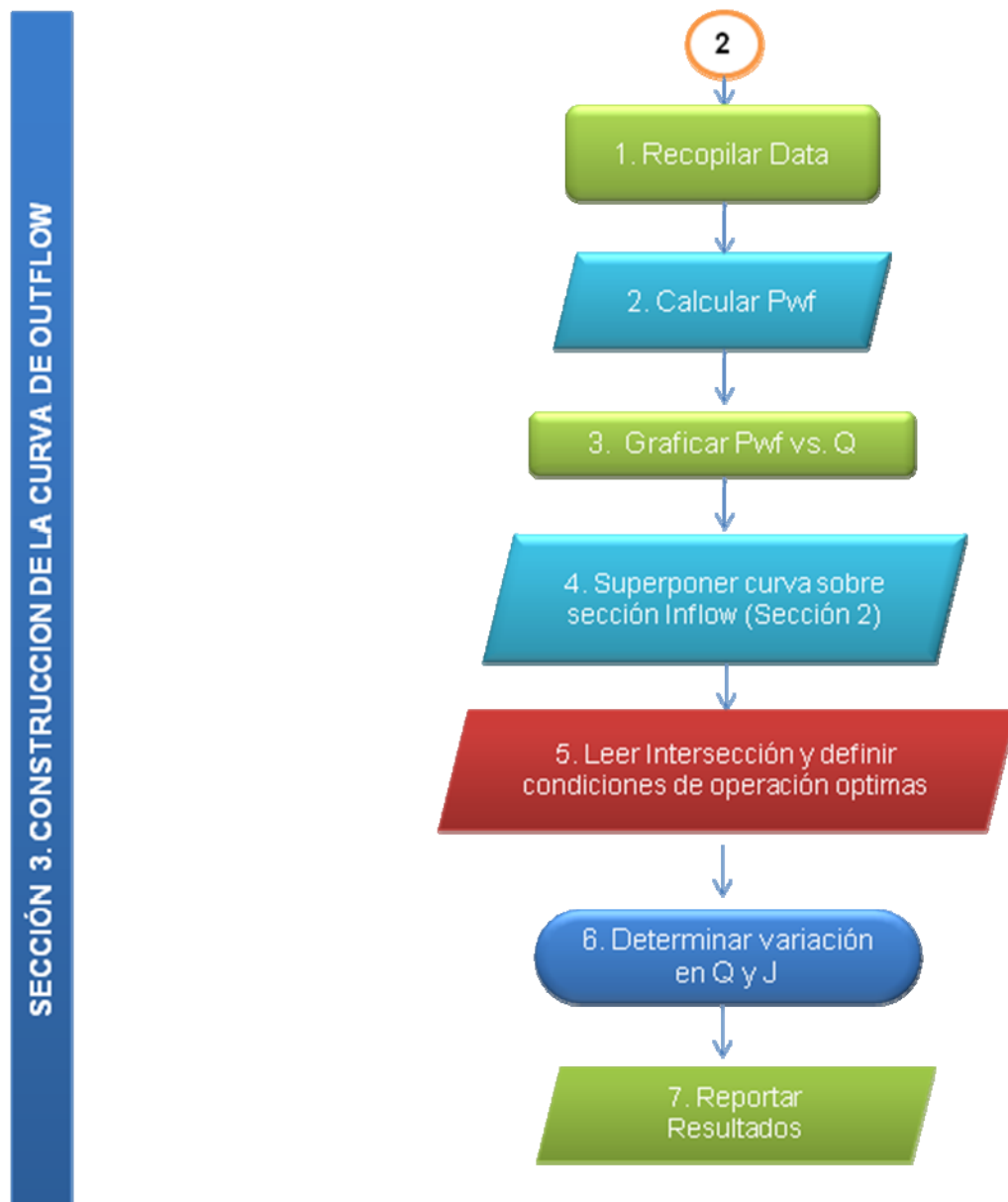
Paso 2. Con la información recopilada en el paso 1 se procede a calcular el valor correspondiente de Pwf asociado a cada una de las pruebas. Para esto se emplea la expresión de la ecuación 27.

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} = P_{wf}$$

Para el caso de la prueba 1 (ver tabla 14) realizada al pozo COL – 70, los parámetros de la ecuación son:

²³ Nota: estos valores corresponden a la prueba 1 en la tabla 12, tomada en noviembre de 2008.

Figura 37. Metodología para el desarrollo de la curva de outflow.



Fuente. El autor. Basado en: TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGPET 2005.

$$\begin{aligned} \text{Presión de cabeza, } P_{wh} \text{ (psi)} &= 74.5 \\ \text{Perdidas de presión por fricción}^{24}, \Delta P_{ft} \text{ (psi)} &= PDP - P_{wh} = 1579 \\ \text{Carga de fluido por unidad de área } P_{fo}, \frac{F_o}{A_p} \text{ (psi)} &= 1920 \text{ lb} / 1.22 \text{ in}^2 = 1573.77 \end{aligned}$$

entonces:

$$P_{wf} \text{ (psi)} = 79.22$$

De igual manera se realizaron los respectivos cálculos para las pruebas 2 y 3. Los resultados se resumen en la tabla 15.

Tabla 15. Sección Outflow COL – 70.

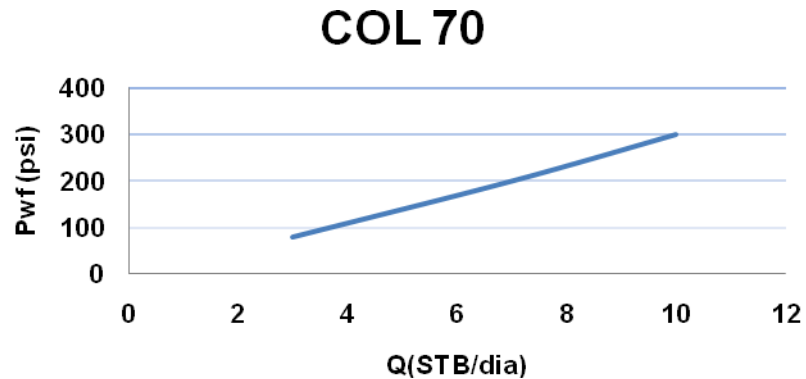
Q(STB/día)	P _{wh} (psi)	F _o (lb)	P _{fo} (psi)	P _{wf} (psi)
3	74.5	1920	1573.77	79.22
4	76.7	1875	1536.88	120.114
6	85	1875	1536.88	189.11

Fuente. El autor

Paso 3. Graficar P_{wf} vs. Q, obtenidos en al paso 2. Para el pozo COL – 70 la curva de outflow se describe en la figura 38.

²⁴ Nota: Para efectos de practicidad este diferencial de presión por perdidas por fricción entre la tubería y la sarta de varillas, se ha tomado como la diferencia entre la presión de descarga de la bomba y la presión del cabezal del pozo

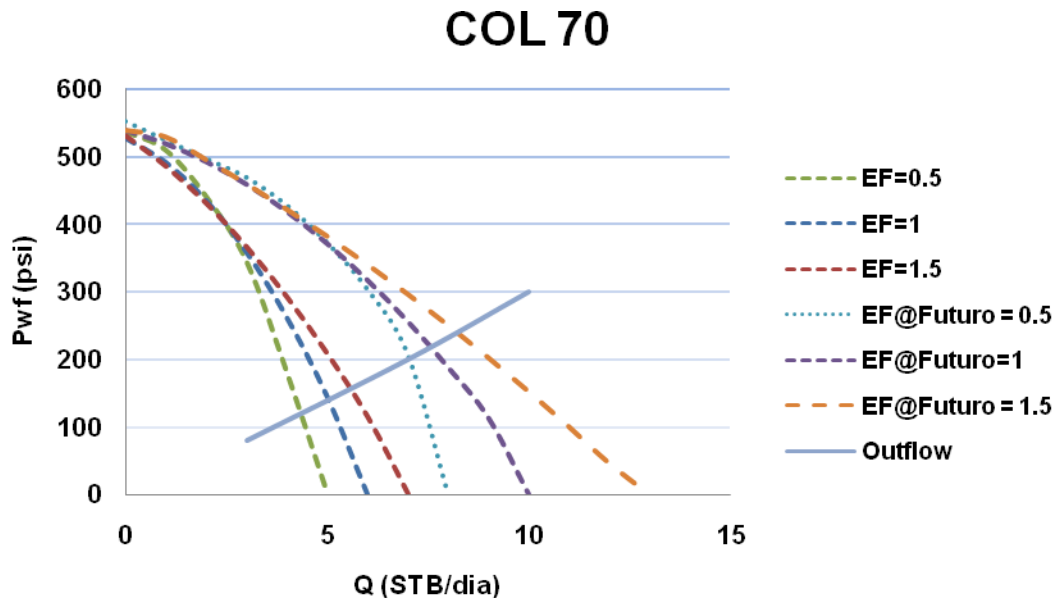
Figura 38. Curva de Outflow COL – 70



Fuente. El autor

Paso 4. Superponer en el mismo plano que la familia de curvas de la sección Inflow, la curva obtenida en el paso 4. Ver figura 39.

Figura 39. Superposición curvas de Inflow y outflow COL-70.



Fuente. El autor

Paso 5. Leer la intersección entre las curvas y determinar las condiciones óptimas de operación ($P_{wf} = 120$ psi, $Q = 5$ STB/día @ $EF = 1$). Una vez determinada la nueva P_{wf} se procede a calcular el nivel dinámico de fluido

para ubicar la bomba a la profundidad óptima. El procedimiento es el siguiente²⁵:

1. Calcular $h = Pwf / (0.433GE)$, donde GE es la gravedad específica del crudo para este caso 0.82. Entonces $h = 337$ ft.
2. Calcular el nivel dinámico = perforaciones superiores – $h = 2957 - 337 = 2619.02$ ft.
3. La bomba debe estar sumergida como mínimo un 10 % de este nivel. Para esta caso entonces la profundidad de la bomba será $2619 + 0.1 \cdot 2619 = 2880$ ft con una sumergencia de 151 ft con respecto al nivel de fluido reportado (2729 ft @ sep. /2006).

Para el caso del pozo COL – 70, las condiciones óptimas de operación a una eficiencia de flujo de 1, serian:

Caudal esperado	:	5 STB/día
Sumergencia de la bomba	:	151 ft
Pwf	:	120 psi
Profundidad de la bomba	:	2880 ft
Especificaciones de la bomba	:	25-125-RHBC-8-3-1-1. Tubería de 2 7/8 “OD, diámetro interior de la bomba (diámetro pistón) de 1 ¼ “, bomba tipo varilla, de pared gruesa, montaje del asiento en el fondo, montaje del sello mecánico, longitud de barril de 8 pies, longitud del embolo 3 pies, longitud total de extensiones 1 pie. Ver anexo F.

²⁵ LABRADOR, Laura. SANCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga-Santander 2008. p.189

Las especificaciones de la bomba son las actuales; por la producción que puede esperarse del pozo esta es la más adecuada ya que para tasas de hasta 100 STB/día los diámetros óptimos del pistón son 1 ¼ “– 1 ½” (ver anexo F), además estudios previos sobre estrategias de levantamiento artificial aplicadas al Campo Colorado confirman esta elección.

Una vez determinadas estas condiciones, se debe definir la velocidad de bombeo a la cual trabajará la unidad. Este es un parámetro definido por el ingeniero encargado de diseñar el sistema y depende de la gravedad API del crudo. Para el caso del pozo COL – 70 la velocidad de bombeo mínima para desplazar el fluido aportado por el yacimiento (5 STB/día) puede determinarse por la expresión $SPM = PD/Sp \cdot C$, donde SPM es la velocidad de bombeo en golpes por minuto, Sp la longitud del recorrido del pistón en pulgadas, y C es la constante de la bomba en BPD/SPM/pulgadas de recorrido de la bomba (ver Anexo F). Para COL – 70 estos valores son:

$$PD = 5 \text{ STB/día}$$

$$Sp = 120 \text{ in}$$

$$C = 0.1821$$

$$SPM = 5/(120 \cdot 0.1821) = 0.22 \text{ Golpes por minuto}$$

Esta velocidad de bombeo es muy baja, y teniendo en cuenta que la bomba ha desplazado tasas de hasta 54 STB/día (ver tabla 14, prueba 2), se optó por definir como velocidad de bombeo, la velocidad crítica determinada en estudios de diseño de sistemas de bombeo mecánico²⁶ para el Campo Colorado, que para el caso del pozo COL – 70 es 5 golpes por minuto. El

²⁶ LABRADOR, Laura. SANCHEZ, Jhon. Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga-Santander 2008. p.204

anexo E, reporta estas dos velocidades de bombeo para los pozos analizados.

Paso 6. Analizar la variación de la rata de producción y el índice de productividad entre el test point inicial y la intersección resultante. Ver tabla 16. Resultados.

Paso 8. Reportar los resultados.

• **Líneas de flujo y separador.** Aunque como se dijo en capítulos anteriores, hacer alguna modificación en los sistemas de recolección y tratamiento en superficie, puede resultar en una inversión poco rentable, para cumplir con los objetivos de este proyecto se han realizado las evaluaciones correspondientes a los sistemas de producción de superficie para los pozos activos. Para realizar este análisis se tomaron en cuenta algunas condiciones:

1. Temperatura constante a través de la línea de flujo.
2. Conexión directa entre el cabezal de pozo y el separador, esto significa que se han omitido las estaciones de recolección y los cambios de diámetro de tuberías y propiedades del fluido a la salida de la estación.
3. No hay depositación de parafinas u otro sólido precipitado.
4. La integridad de las líneas de flujo es óptima.
5. Para desarrollar este análisis se emplearon las curvas de gradiente de presión para flujo multifásico horizontal de Hagerdon y Brown.
6. El nodo solución es el cabezal del pozo.
7. Presión de separador = 20 psi.

En vista de que los pozos no producen por flujo natural y este no es continuo sino a baches, las curvas de inflow y outflow no tendrán un punto común de

intersección, por lo cual, se ha desarrollado solo la curva de outflow para describir el comportamiento del caudal y la presión a través de la línea de flujo.

El procedimiento es el siguiente:

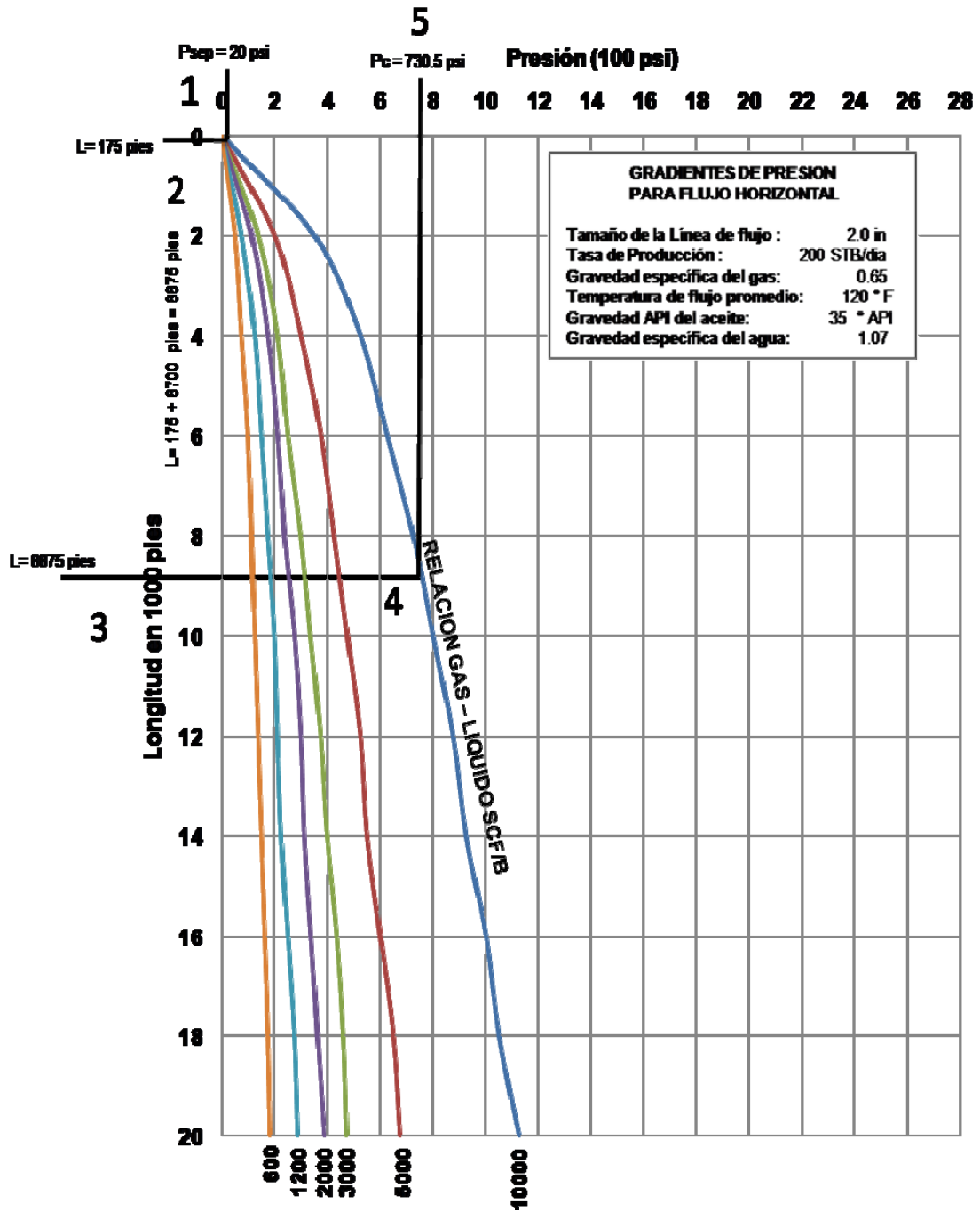
1. Seleccionar la curva de gradiente de presión adecuada.
2. Suponer varias tasas de flujo. Para este caso se suponen 200, 400 y 600 STB/día.
3. Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el separador hasta la cabeza de pozo. Ver figura 40.
4. Graficar presiones de cabeza vs. tasas de flujo supuestas.
5. Extrapolar la curva hasta las tasas de flujo producidas por el pozo en cuestión. Ver tabla 16.
6. A partir de la intersección de las curvas de inflow y outflow para el nodo solución en el punto medio de las perforaciones (sección 2 y 3 de la metodología), trazar una línea perpendicular al eje x hasta cortar la curva obtenida en los pasos 4 y 5. Este será el valor de la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos desde el cabezal hasta el separador. Ver figura 41.

Para el caso del pozo COL – 70 la información requerida es:

Diámetro tubería	:	2 in
Longitud línea	:	8700 pies
Relación gas – líquido	:	10000 scf/Bbl

El procedimiento para el cálculo de las presiones de cabeza se ilustra en la siguiente figura.

Figura 40. Cálculo de presiones de cabeza COL - 70



Fuente. Autor.

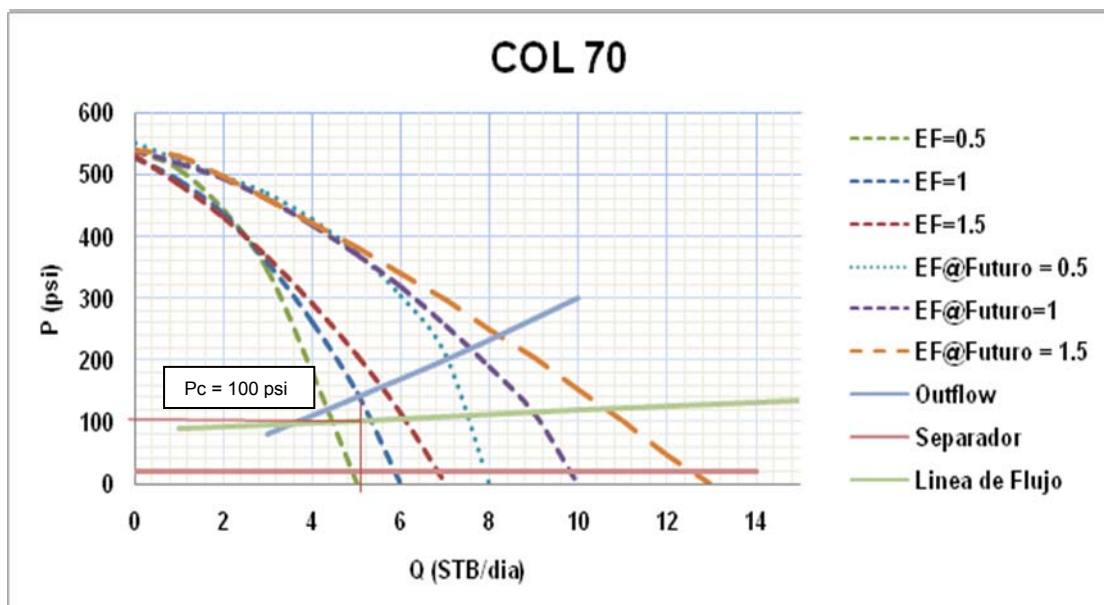
Para el pozo bajo estudio (COL – 70), los datos correspondientes a la curva de la línea de flujo se ilustran en la tabla 16.

Tabla 16. Outflow línea de flujo COL - 70

LINEA SUPERFICIE	
Q (STB/dia)	Pc(psi)
25	165.6875
20	149.91
15	134.1525
10	118.415
5	102.6975
2	93.2766
1	90.1379

Fuente: autor

Figura 41. Presión de cabeza COL - 70.



Fuente. Autor.

Como puede observarse en la figura anterior, la presión de cabeza requerida para desplazar hasta el separador la producción del pozo es de alrededor de 100 psi. Si se analizan los reportes de las pruebas realizadas al pozo (tabla 14), se observa que las presiones en el cabezal están entre 74 y 85 psi, un poco por debajo de lo arrojado por el análisis; esto puede deberse a la omisión de la estación de recolección y la variación del diámetro entre la línea individual del pozo (2 pulg.) y el de la línea de recolección (4 pulg.). Por consiguiente podría afirmarse que el sistema de producción de superficie puede seguir siendo utilizado para el desarrollo del pozo.

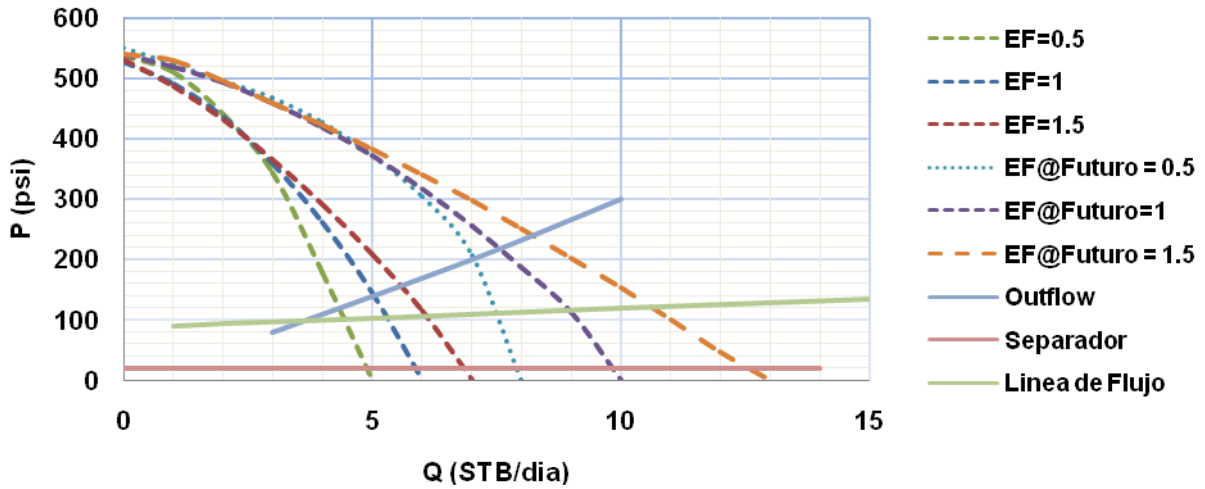
Tabla 17. Reporte preliminar de resultados

ANALISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																								
Pozo: COL 70	Estado: Activo	Localización: N 1'241.462,63 E 1'038.281,69	Bloque: II																					
<p>Observaciones: estimulaciones acidas, tratamiento químico: 592 galones de Varsol, 19 galones de Tenso 85 y 38 galones de Tenso 496.</p>																								
Variación de IPR en Función de SPF																								
COL 70																								
<table border="1"> <caption>Data for Variación de IPR en Función de SPF</caption> <thead> <tr> <th>Q (STB/dia)</th> <th>Pwf (psi)</th> <th>TPP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.0</td> <td>500.0</td> <td>2, 4, 8</td> </tr> <tr> <td>2.5</td> <td>400.0</td> <td>4, 8</td> </tr> <tr> <td>3.5</td> <td>300.0</td> <td>4, 8</td> </tr> <tr> <td>4.2</td> <td>200.0</td> <td>2, 4, 8</td> </tr> <tr> <td>4.5</td> <td>100.0</td> <td>2, 4, 8</td> </tr> <tr> <td>4.8</td> <td>0.0</td> <td>2, 4, 8</td> </tr> </tbody> </table>				Q (STB/dia)	Pwf (psi)	TPP	1.0	500.0	2, 4, 8	2.5	400.0	4, 8	3.5	300.0	4, 8	4.2	200.0	2, 4, 8	4.5	100.0	2, 4, 8	4.8	0.0	2, 4, 8
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	TPP																						
1.0	500.0	2, 4, 8																						
2.5	400.0	4, 8																						
3.5	300.0	4, 8																						
4.2	200.0	2, 4, 8																						
4.5	100.0	2, 4, 8																						
4.8	0.0	2, 4, 8																						
Densidad Optima de Perforaciones																								
COL 70																								
<table border="1"> <caption>Data for Densidad Optima de Perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Densidad Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (stb/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td> <td>4.50</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>4.65</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>4.80</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>4.80</td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>4.80</td> </tr> </tbody> </table>				Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/dia)	2	4.50	4	4.65	8	4.80	12	4.80	16	4.80									
Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/dia)																							
2	4.50																							
4	4.65																							
8	4.80																							
12	4.80																							
16	4.80																							

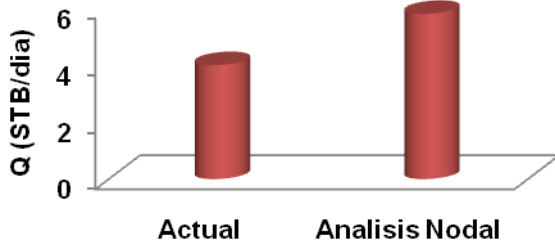
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
359.5	4	359.5	7

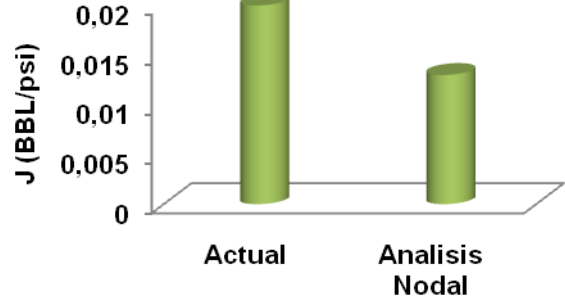
COL 70



Variación Producción (STB/dia)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 20%), incrementar la densidad por sobre este valor no representará un incremento significativo en la producción. El análisis nodal sugiere que la producción debe estar por el orden de los 5 STB/día a una Pwf de 140 psi, Niple de asentamiento de la bomba a 2880 ft. Para las condiciones futuras la producción puede incrementarse hasta 8 STB/día a una Pwf de 220 psi, localizando la bomba a 2571 ft y operando la unidad de bombeo a 5 SPM, intentar superar esta tasa de producción puede resultar tan solo en un gasto innecesario de energía requerida por los equipos de superficie. Como se puede observar, la producción puede incrementarse en un 25 % en comparación con la tasa actual (4 STB/día @ 360 psi) con esta nueva configuración del sistema, empleando una tubería de 2 7/8" y una bomba 25-125-RHBC-8-3-1-1. Velocidad de bombeo de 5 SPM.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

Para facilitar el manejo e interpretación de los resultados, estos se han organizado como lo sugiere la tabla 17; los campos de la parte superior indican generalidades del pozo como: estado, coordenadas, bloque en donde se localiza y un pequeño resumen de los eventos que han tenido lugar en el pozo.

La información que representa los resultados de este trabajo comprende el resto del formato; la variación de las curvas de influjo del pozo en función de la densidad de las perforaciones, el incremento de la producción en función del número de tiros por pie (TPP), y el objetivo principal de este proyecto, el análisis nodal por supuesto, donde puede visualizarse el punto que representa las condiciones óptimas para producir el pozo, también se incluye un gráfico comparativo entre el índice de productividad y la rata de flujo a condiciones actuales y optimizadas empleando el análisis nodal. Las velocidades de bombeo como ya se citó en el capítulo anterior, son las velocidades críticas determinadas en los diseños de los sistemas de levantamiento realizados a los pozos.

Cabe hacer la aclaración de que las curvas de outflow para los pozos inactivos han sido tomadas de los pozos activos que tuvieran características semejantes, por lo que el análisis para este conjunto de elementos es solo un estimativo aproximado del comportamiento de su sistema de producción.

En cuanto a las líneas de flujo y el separador para los pozos activos, se ha determinado que son las óptimas para continuar operando el campo, y en vista de la incertidumbre que genera el método utilizado para el análisis, este no aparece en algunos casos en la tabla de resultados.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del análisis nodal para optimizar la producción de los pozos del Campo Escuela Colorado. El orden es secuencial, por lo que se alternan activos e inactivos en algunos casos.

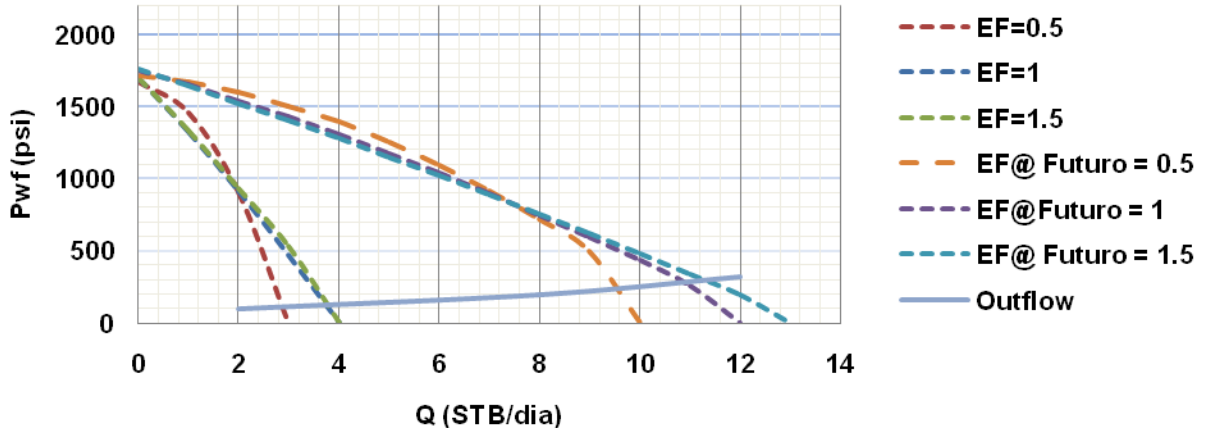
Tabla 18. Reporte de resultados COL – 03

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 03	Estado: Inactivo	Localización: N 1'243.195,75 E 1'038.736,13	Bloque: III
<p>Observaciones: Fracturamiento (1960), limpieza de parafinas (varias), recompletamiento (habilitación de la zona E como productora de gas), estimulación ácida, inyección de aceite caliente para desparafinar tubería.</p>			
<p>Variación de IPR en Función de SPF</p>			
<p>COL 03</p>			
<p>Densidad Óptima de Perforaciones</p>			
<p>COL 03</p>			

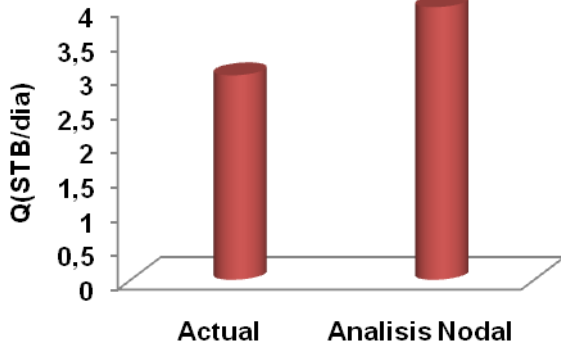
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
500	3	500	10

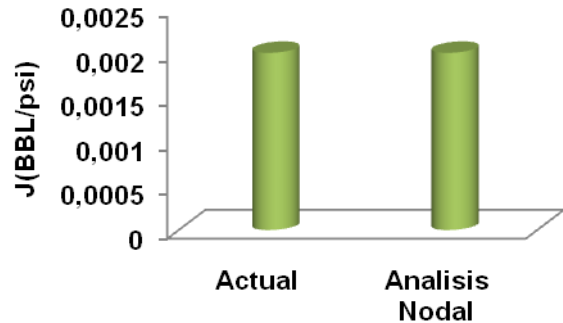
COL 03



Variación Producción (STB/dia)

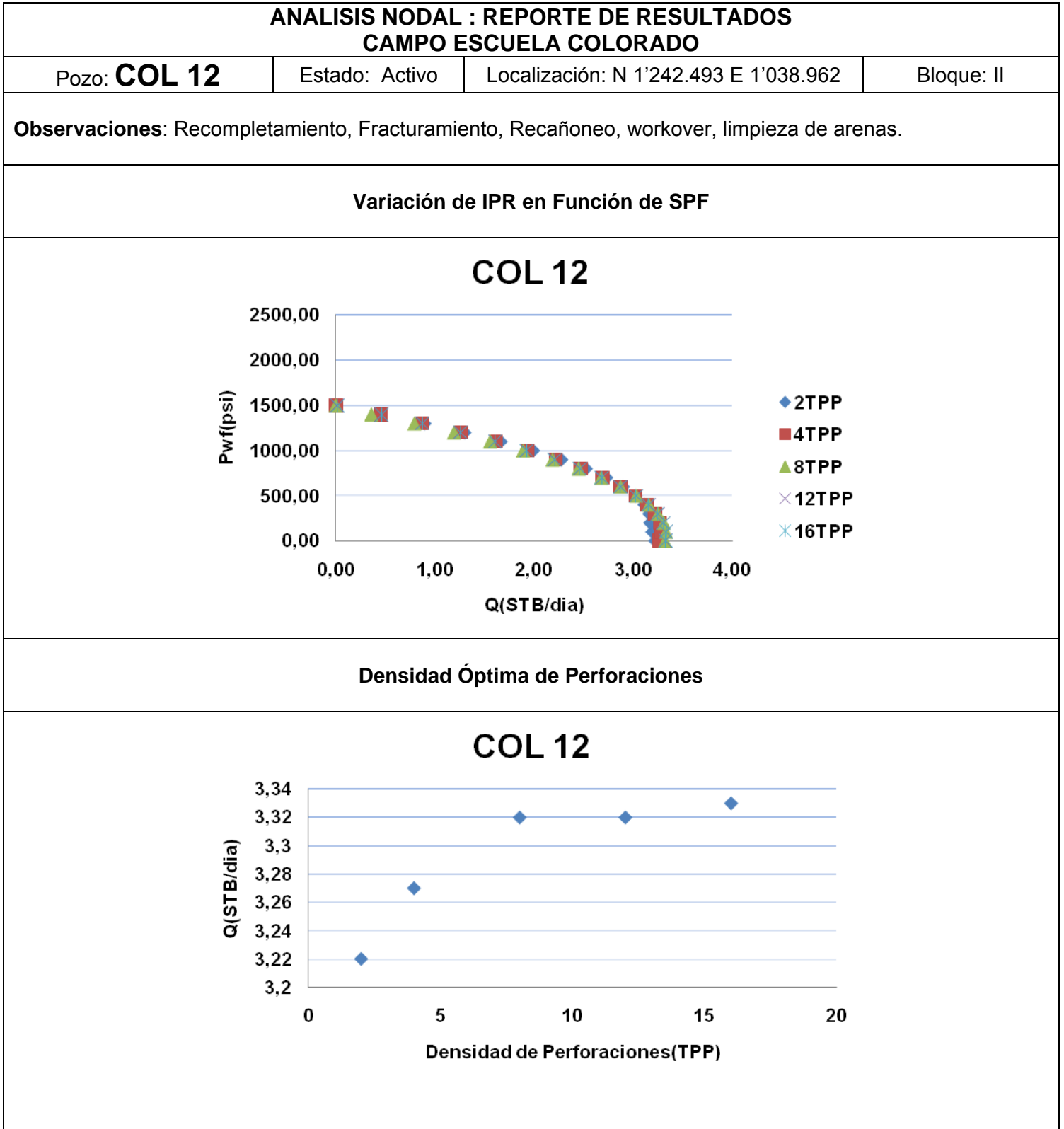


Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: por las condiciones en las que se encuentra el pozo la variación de la producción con el cambio en la densidad de las perforaciones (TPP), es mínima por lo que se recomienda máximo 4 TPP (incremento máximo de producción 7 %) en caso de que se desee recañonear los actuales intervalos productores. En vista de que el pozo está inactivo y no cuenta con un sistema de bombeo, se ha tomado la curva de outflow del pozo COL-12 para estimar el comportamiento del sistema de producción, por sus semejanzas en profundidad, antiguo sistema de bombeo y gravedad API del crudo. De esta manera la producción debería ser de aproximadamente 3.7 STB/día a una Pwf de 120 psi; esto es un 25% más que la que ha reportado el pozo (3 STB/día @ Pwf = 500 psi), utilizando tubería de 2 7/8" y bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 con Niple de asentamiento a 4208 ft de profundidad. En cuanto a un posible trabajo de estimulación la producción alcanzaría los 10.8 STB/día a una Pwf de 280 psi localizando la bomba a 3712 ft. Se recomienda hacer limpieza de tubería antes de instalar algún tipo de sistema de levantamiento para optimizar el flujo y lograr la producción estimada.

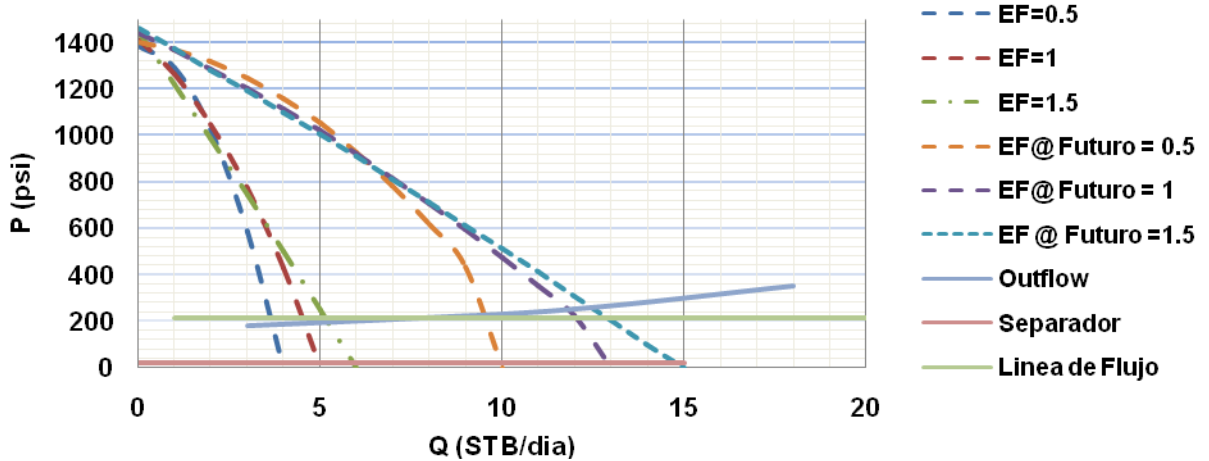
Tabla 19. Reporte de resultados COL – 12.



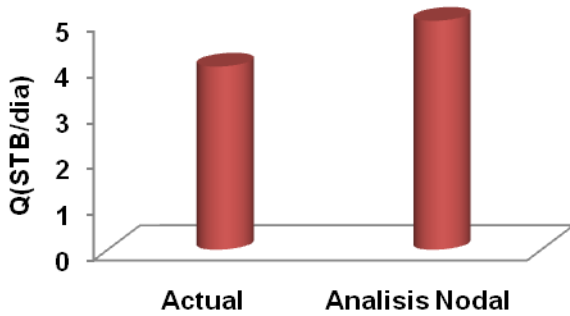
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
520	3	500	10

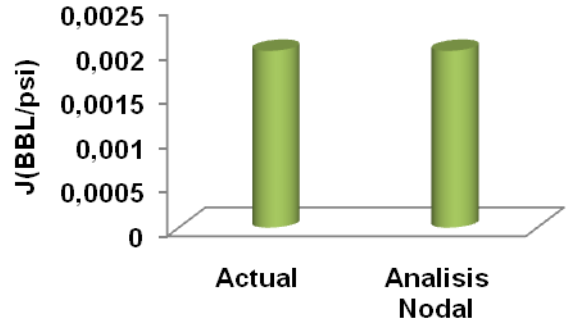
COL 12



Variación Producción (STB/dia)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: el número óptimo de TPP está alrededor de 8, un incremento en la densidad de las perforaciones no representara aumento significativo en la tasa de flujo (incremento máximo de producción 11%). La producción puede alcanzar los 4.5 STB/día a una Pwf de 200 psi, aplicando el mantenimiento apropiado a la sarta de tubing (desparafinar si es el caso), y localizando la bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 (equipo actual del pozo, tubería de 2 7/8") a 5159 ft. En caso de estimulación acida o fracturamiento, la producción máxima esperada es del orden de los 12.5 STB/día a una Pwf de 275 psi, misma bomba con Niple de asentamiento a 4927 ft. Se recomienda analizar integridad del sistema de bombeo para descartar cualquier tipo de obstrucción o fuga. Variar la presión de separador no representa cambios significativos, y el sistema de líneas de flujo en superficie es apto para conducir la producción esperada sin problema alguno. Velocidad de bombeo: 9.5 SPM.

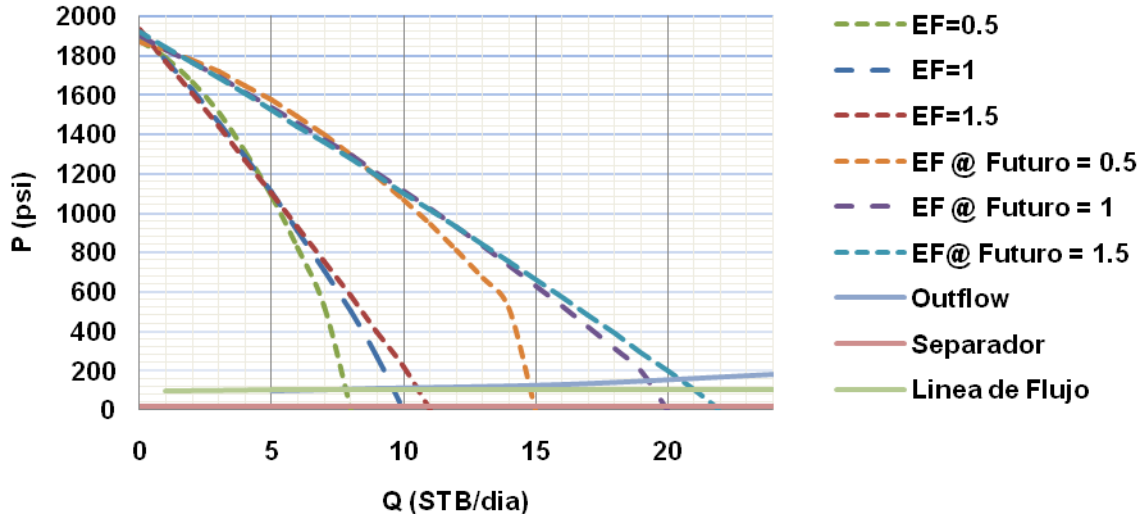
Tabla 20. Reporte de resultados COL – 36.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 36	Estado: Inactivo	Localización: N 1'243.195,75 E 1'038.736,13	Bloque: III
Observaciones: Fracturamiento (1958), Recompletamiento, Cañoneo adicional Zona B, Pruebas de presión.			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 36			
<p>Gráfico de Variación de IPR en Función de SPF para COL 36. El eje Y muestra Pwf (psi) de 0,00 a 2500,00. El eje X muestra Q (STB/día) de 0,00 a 10,00. Se muestran cinco series de datos: 2TPP (diamante azul), 4TPP (cuadrado rojo), 8TPP (triángulo verde), 12TPP (cruz morada) y 16TPP (asterisco azul). Todas las series muestran una disminución de Pwf a medida que aumenta Q, con una caída más pronunciada a partir de Q=8,00.</p>			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 36			
<p>Gráfico de Densidad Óptima de Perforaciones para COL 36. El eje Y muestra Q (STB/día) de 7,9 a 8,7. El eje X muestra Densidad de Perforaciones (TPP) de 0 a 20. Se muestran cinco puntos de datos (diamante azul) que indican la densidad óptima de perforaciones para diferentes niveles de producción.</p>			

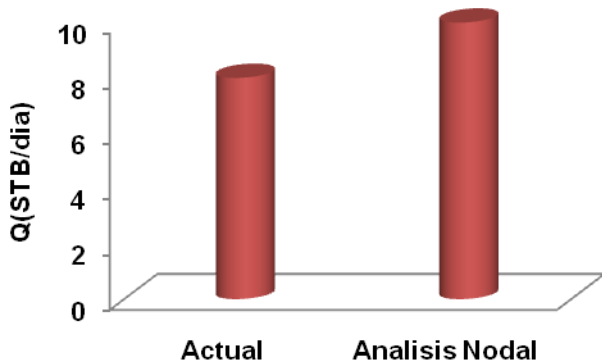
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
920	8	920	16

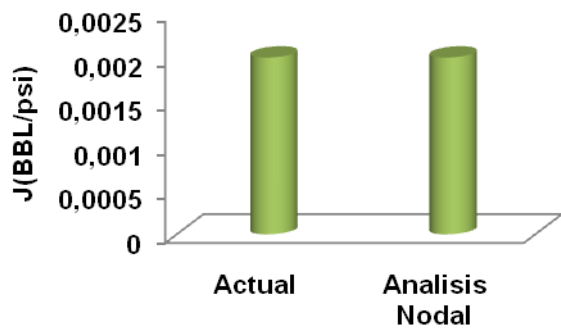
COL 36



Variación Producción (STB/dia)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: la producción debe ser de aproximadamente 9.5 STB/día @ Pwf = 120 psi, con el sistema de producción actual a las condiciones con las que cuenta el pozo, sin embargo se han reportado 8 STB/día @ Pwf = 920 psi, algún tipo de obstrucción o avería a lo largo del sistema de producción, esta restringiendo el paso de 2 barriles, que pueden representar ingresos para el Campo Escuela Colorado. Para mejorar la producción del pozo se sugiere cambiar la profundidad de la bomba (20-125-RWBC-8-2) a 2410 ft. Si algún tipo de trabajo de estimulación tuviera lugar la producción podría llegar hasta los 20.5 STB/día @ Pwf = 170 psi, con profundidad de asentamiento de bomba de igual especificación al caso anterior de 2222 ft. Velocidad de bombeo: 10 SPM.

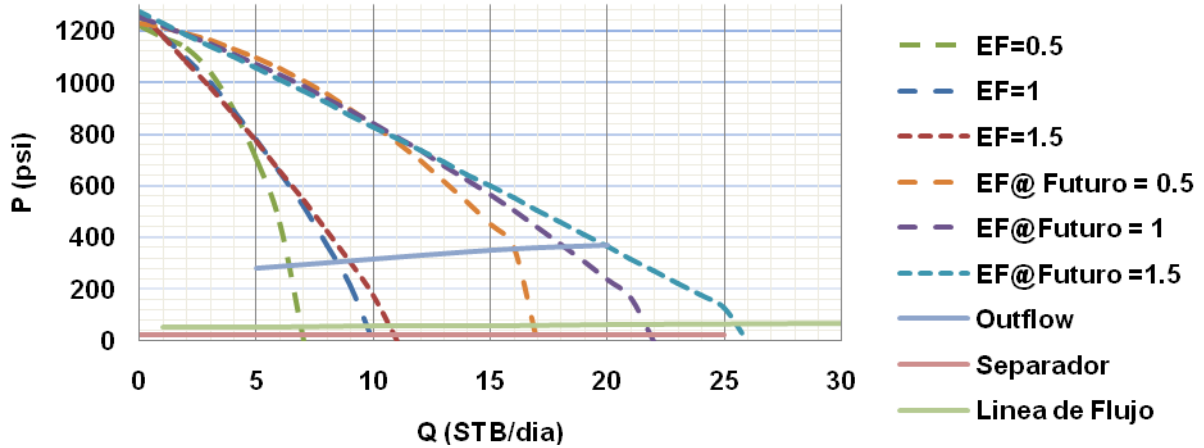
Tabla 21. Reporte de resultados COL – 37.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 37	Estado: Inactivo	Localización: N 1'243.195,75 E 1'038.736,13	Bloque: III
Observaciones: Recañoneo, inyección de aceite caliente			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 37			
<p>The graph displays the relationship between wellbore pressure (Pwf) and flow rate (Q) for well COL 37. The y-axis represents Pwf in psi, ranging from 0,00 to 1400,00. The x-axis represents flow rate Q in STB/dia, ranging from 0,00 to 10,00. Five data series are shown, corresponding to different numbers of perforations (TPP): 2TPP, 4TPP, 8TPP, 12TPP, and 16TPP. All series show a consistent decrease in pressure as flow rate increases, with higher flow rates generally corresponding to higher numbers of perforations.</p>			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 37			
<p>The graph shows the optimal density of perforations for well COL 37. The y-axis represents flow rate Q in STB/dia, ranging from 7,8 to 8,6. The x-axis represents the density of perforations in TPP, ranging from 0 to 20. Five data points are plotted, showing a positive correlation between the number of perforations and the flow rate.</p>			

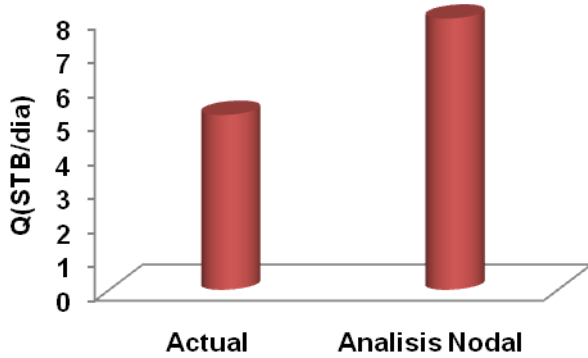
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
920	8	920	18

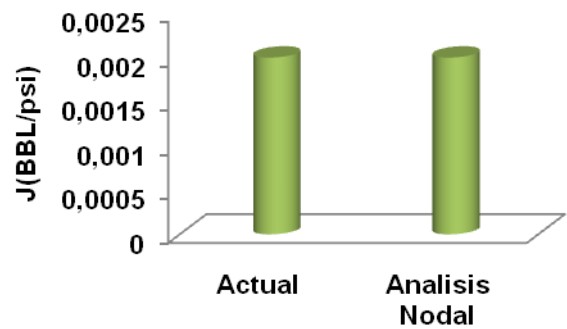
COL 37



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: densidad óptima de perforaciones: 8 TPP (incremento máximo de producción 21%), se puede recuperar hasta 1 STB/día adicional a la producción actual. El análisis establece que la producción diaria debe ser de 8.5 STB/día @ Pwf = 320 psi; esto es 0.5 STB/día más que la producción reportada hoy día. Para obtener esta producción adicional se recomienda situar la bomba actual 20-125-RHBC-8-3-1-1 a una profundidad de 1753 ft. En caso de estimular el pozo la producción alcanzaría en el mejor de los casos aproximadamente unos 20 STB/día @ Pwf = 360 psi y Niple de asentamiento de bomba a 1596 ft, que coincide con el caudal estimado por ECOPEPETROL en su informe para desarrollar este pozo. El sistema de producción actual (tubería de 2 7/8") satisface los requerimientos para obtener estas tasas de producción. Velocidad de bombeo: 10 SPM.

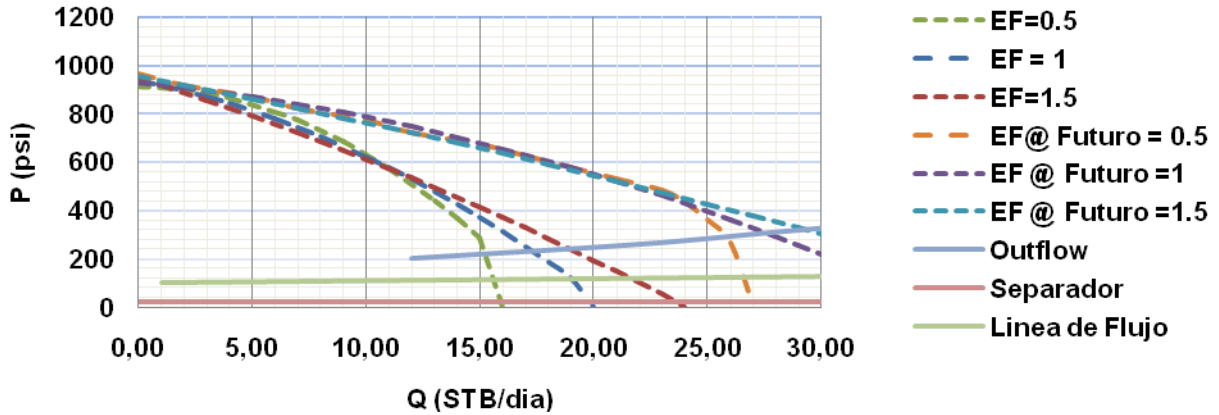
Tabla 22. Reporte de resultados COL – 38.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																																																																														
Pozo: COL 38	Estado: Activo	Localización: N 1'239.826,63 E 1'039.062,56	Bloque: I																																																																											
<p>Observaciones: cañoneo adicional, Fracturamiento, limpieza de arena, recompletamiento, presión de fondo y gradiente estático.</p>																																																																														
<p>Variación de IPR en Función de SPF</p>																																																																														
<p>COL 38</p> <table border="1"> <caption>Data for Pwf vs Q (COL 38)</caption> <thead> <tr> <th>Q (stb/día)</th> <th>Pwf (psi)</th> <th>TPP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>3,0</td><td>900,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>4,0</td><td>900,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>6,0</td><td>800,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>7,0</td><td>800,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>9,0</td><td>700,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>10,0</td><td>700,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>12,0</td><td>600,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>13,0</td><td>600,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>14,0</td><td>500,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>15,0</td><td>500,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>16,0</td><td>400,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>17,0</td><td>400,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>17,0</td><td>300,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>18,0</td><td>300,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>18,0</td><td>300,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>18,0</td><td>200,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>19,0</td><td>200,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>19,0</td><td>200,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>19,0</td><td>100,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>20,0</td><td>100,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>20,0</td><td>100,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>20,0</td><td>0,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>20,0</td><td>0,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>20,0</td><td>0,00</td><td>4TPP</td></tr> </tbody> </table>				Q (stb/día)	Pwf (psi)	TPP	3,0	900,00	8TPP	4,0	900,00	4TPP	6,0	800,00	8TPP	7,0	800,00	4TPP	9,0	700,00	8TPP	10,0	700,00	4TPP	12,0	600,00	8TPP	13,0	600,00	4TPP	14,0	500,00	8TPP	15,0	500,00	4TPP	16,0	400,00	8TPP	17,0	400,00	4TPP	17,0	300,00	2TPP	18,0	300,00	8TPP	18,0	300,00	4TPP	18,0	200,00	2TPP	19,0	200,00	8TPP	19,0	200,00	4TPP	19,0	100,00	2TPP	20,0	100,00	8TPP	20,0	100,00	4TPP	20,0	0,00	2TPP	20,0	0,00	8TPP	20,0	0,00	4TPP
Q (stb/día)	Pwf (psi)	TPP																																																																												
3,0	900,00	8TPP																																																																												
4,0	900,00	4TPP																																																																												
6,0	800,00	8TPP																																																																												
7,0	800,00	4TPP																																																																												
9,0	700,00	8TPP																																																																												
10,0	700,00	4TPP																																																																												
12,0	600,00	8TPP																																																																												
13,0	600,00	4TPP																																																																												
14,0	500,00	8TPP																																																																												
15,0	500,00	4TPP																																																																												
16,0	400,00	8TPP																																																																												
17,0	400,00	4TPP																																																																												
17,0	300,00	2TPP																																																																												
18,0	300,00	8TPP																																																																												
18,0	300,00	4TPP																																																																												
18,0	200,00	2TPP																																																																												
19,0	200,00	8TPP																																																																												
19,0	200,00	4TPP																																																																												
19,0	100,00	2TPP																																																																												
20,0	100,00	8TPP																																																																												
20,0	100,00	4TPP																																																																												
20,0	0,00	2TPP																																																																												
20,0	0,00	8TPP																																																																												
20,0	0,00	4TPP																																																																												
<p>Densidad Óptima de Perforaciones</p>																																																																														
<p>COL 38</p> <table border="1"> <caption>Data for Q vs Densidad Perforaciones (COL 38)</caption> <thead> <tr> <th>Densidad Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (stb/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>16,00</td></tr> <tr><td>4</td><td>17,25</td></tr> <tr><td>8</td><td>17,60</td></tr> <tr><td>12</td><td>17,60</td></tr> <tr><td>16</td><td>17,60</td></tr> </tbody> </table>				Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/día)	2	16,00	4	17,25	8	17,60	12	17,60	16	17,60																																																															
Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/día)																																																																													
2	16,00																																																																													
4	17,25																																																																													
8	17,60																																																																													
12	17,60																																																																													
16	17,60																																																																													

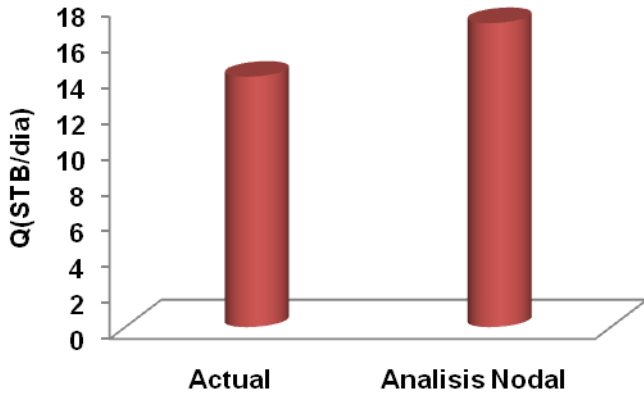
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (psi)	Q(STB/día)	Pwf (psi)	Q(STB/día)
475.9	14	475.9	23

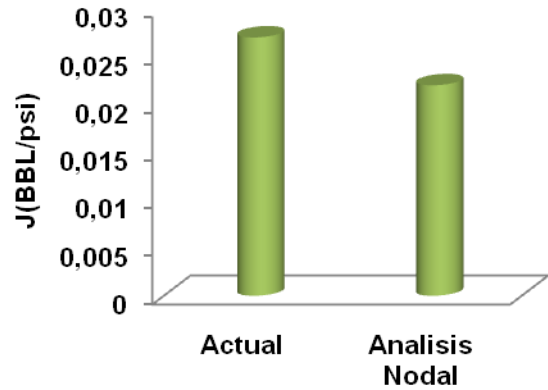
COL 38



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP para incremento máximo de producción de 26%), podrían recuperarse hasta 2 STB/día adicionales a la producción. Actualmente la producción es del orden de los 14 STB/día; según el resultado arrojado del análisis esta debería estar entre 17 y 19 STB/día @ Pwf = 240 psi, lo que representa aproximadamente un 40% de producción restringida por una causa desconocida. Para obtener estas tasas de flujo se recomienda localizar la bomba actual 20-150-RWBC-8-2 a 1849 ft de profundidad. En caso de estimular el pozo la producción se incrementaría en el mejor de los escenarios hasta 29 STB/día @ Pwf = 330 psi y profundidad de asentamiento de la bomba 1412 ft, 6 STB/día más de lo esperado según los informes disponibles. El sistema de producción actual (tubería de 2 7/8") satisface los requerimientos para obtener las tasas de flujo esperadas. Velocidad de bombeo: 5 SPM.

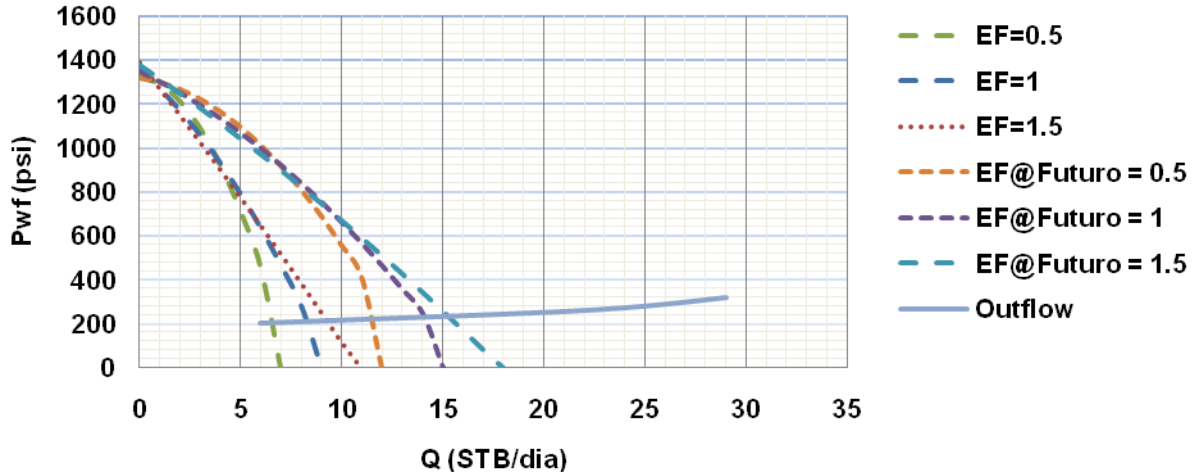
Tabla 23. Reporte de resultados COL – 45.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																																																									
Pozo: COL 45	Estado: Inactivo	Localización: N 1'244.061,75 E 1'038.680,06	Bloque: IV																																																						
Observaciones: limpieza de parafinas, limpieza de arenas, reactivación.																																																									
Variación de IPR en Función de SPF																																																									
COL 45																																																									
<p>The graph displays the relationship between wellbore pressure (Pwf) and production rate (Q) for well COL 45. The y-axis represents Pwf in psi, ranging from 0 to 1600. The x-axis represents Q in STB/day, ranging from 0 to 8. Five data series are shown for different numbers of perforations (TPP): 2, 4, 8, 12, and 16. All series show a decrease in Pwf as Q increases. Higher TPP values correspond to higher Pwf values at any given production rate.</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Pwf vs Q graph</caption> <thead> <tr> <th>Q (STB/dia)</th> <th>Pwf (psi) - 2TPP</th> <th>Pwf (psi) - 4TPP</th> <th>Pwf (psi) - 8TPP</th> <th>Pwf (psi) - 12TPP</th> <th>Pwf (psi) - 16TPP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.5</td><td>1400</td><td>1400</td><td>1400</td><td>1400</td><td>1400</td></tr> <tr><td>1.5</td><td>1300</td><td>1300</td><td>1300</td><td>1300</td><td>1300</td></tr> <tr><td>2.5</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td><td>1200</td></tr> <tr><td>3.5</td><td>1100</td><td>1100</td><td>1100</td><td>1100</td><td>1100</td></tr> <tr><td>4.5</td><td>1000</td><td>1000</td><td>1000</td><td>1000</td><td>1000</td></tr> <tr><td>5.5</td><td>900</td><td>900</td><td>900</td><td>900</td><td>900</td></tr> <tr><td>6.5</td><td>800</td><td>800</td><td>800</td><td>800</td><td>800</td></tr> <tr><td>7.5</td><td>700</td><td>700</td><td>700</td><td>700</td><td>700</td></tr> </tbody> </table>				Q (STB/dia)	Pwf (psi) - 2TPP	Pwf (psi) - 4TPP	Pwf (psi) - 8TPP	Pwf (psi) - 12TPP	Pwf (psi) - 16TPP	0.5	1400	1400	1400	1400	1400	1.5	1300	1300	1300	1300	1300	2.5	1200	1200	1200	1200	1200	3.5	1100	1100	1100	1100	1100	4.5	1000	1000	1000	1000	1000	5.5	900	900	900	900	900	6.5	800	800	800	800	800	7.5	700	700	700	700	700
Q (STB/dia)	Pwf (psi) - 2TPP	Pwf (psi) - 4TPP	Pwf (psi) - 8TPP	Pwf (psi) - 12TPP	Pwf (psi) - 16TPP																																																				
0.5	1400	1400	1400	1400	1400																																																				
1.5	1300	1300	1300	1300	1300																																																				
2.5	1200	1200	1200	1200	1200																																																				
3.5	1100	1100	1100	1100	1100																																																				
4.5	1000	1000	1000	1000	1000																																																				
5.5	900	900	900	900	900																																																				
6.5	800	800	800	800	800																																																				
7.5	700	700	700	700	700																																																				
Densidad Óptima de Perforaciones																																																									
COL 45																																																									
<p>The graph shows the optimal perforation density for well COL 45. The y-axis represents the production rate (Q) in STB/day, ranging from 7 to 7.55. The x-axis represents the perforation density in TPP, ranging from 0 to 20. Five data points are plotted, showing that Q increases as the number of perforations increases, reaching a plateau around 16 TPP.</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Q vs TPP graph</caption> <thead> <tr> <th>Densidad de Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>7,05</td></tr> <tr><td>4</td><td>7,25</td></tr> <tr><td>8</td><td>7,45</td></tr> <tr><td>12</td><td>7,45</td></tr> <tr><td>16</td><td>7,45</td></tr> </tbody> </table>				Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)	2	7,05	4	7,25	8	7,45	12	7,45	16	7,45																																										
Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)																																																								
2	7,05																																																								
4	7,25																																																								
8	7,45																																																								
12	7,45																																																								
16	7,45																																																								

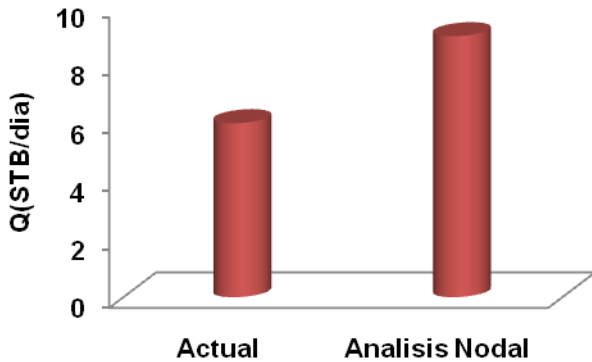
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (psi)	Q(STB/dia)	Pwf (psi)	Q(STB/dia)
660	6	660	10

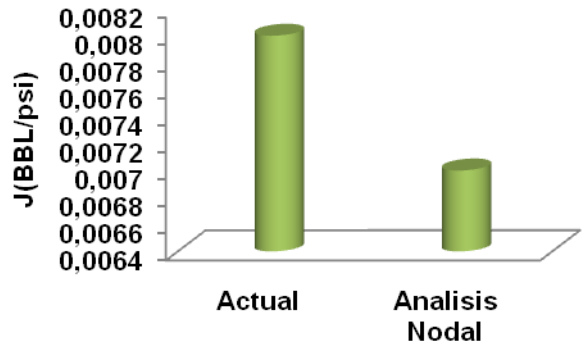
COL 45



Variación Producción (STB/dia)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: el incremento en la producción no es muy significativo si se incrementa el número de TPP en los intervalos productores (7%), en cuanto a la producción resultante del análisis nodal, es del orden de 8.3 STB/día a una Pwf de 220 psi; esto es 2.3 barriles más que la producción reportada (6 STB/día @ Pwf = 660 psi). Se recomienda completar el pozo con tubería de producción de 2 7/8" y bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 con Niple de asentamiento a 3876 ft. La rata de producción llegaría hasta los 15 STB/día a una Pwf de 245 psi localizando la bomba a 3800 ft, si se realizara un trabajo de estimulación adecuado. Probablemente exista algún tipo de restricción que pueda ser la causante de que el pozo no produzca de manera óptima.

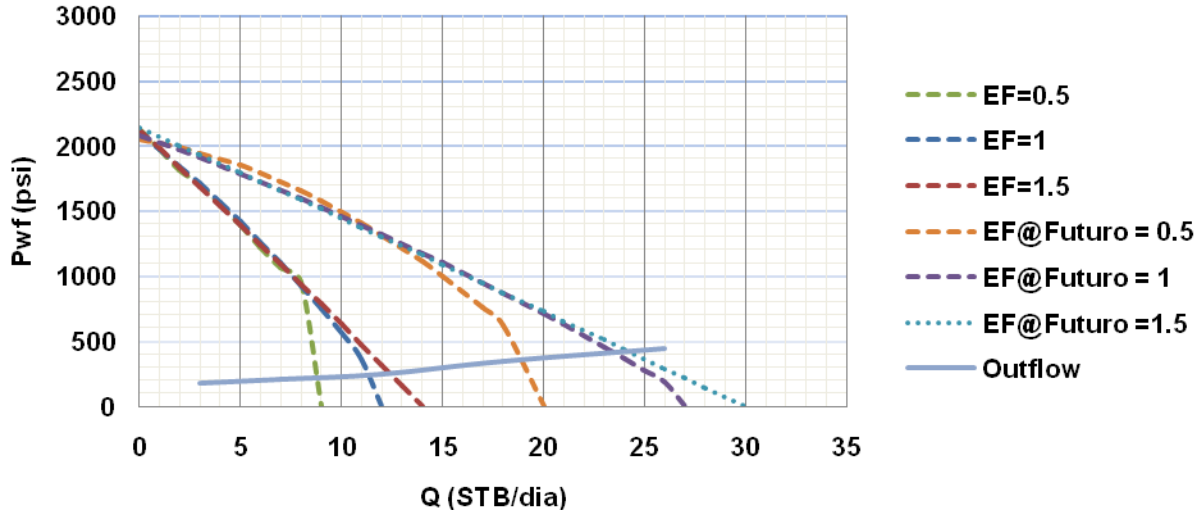
Tabla 24. Reporte de resultados COL – 49.

ANALISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 49	Estado: Inactivo	Localización: N 1'245.933,25 E 1'038.442,5	Bloque: VI
Observaciones: prueba de presión, limpieza de parafina, mantenimiento.			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 49			
<p>The graph plots wellhead pressure (Pwf) in psi on the y-axis (0 to 2500) against flow rate (Q) in STB/dia on the x-axis (0 to 10). Five data series are shown for different well configurations: 2TPP (blue diamonds), 4TPP (red squares), 8TPP (green triangles), 12TPP (purple crosses), and 16TPP (cyan asterisks). All series show a similar downward trend, with pressure decreasing as flow rate increases. The curves are nearly overlapping until approximately 8 STB/dia, after which they diverge slightly, with higher well configurations maintaining higher pressures at the same flow rate.</p>			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 49			
<p>The scatter plot shows flow rate (Q) in STB/dia on the y-axis (8,20 to 9,10) versus the number of perforations (Densidad de Perforaciones) in TPP on the x-axis (0,00 to 20,00). Five data points, represented by blue diamonds, show a clear upward trend: as the number of perforations increases from approximately 1 to 16, the flow rate increases from about 8,28 STB/dia to 9,05 STB/dia.</p>			

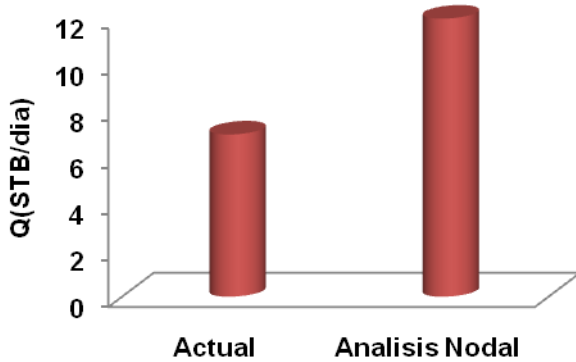
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (psi)	Q(STB/dia)	Pwf (psi)	Q(STB/dia)
1090	7	1090	15

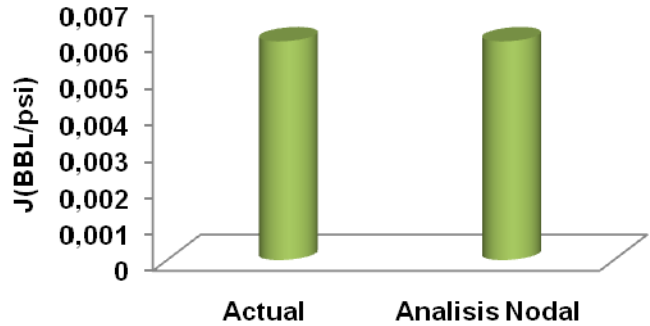
COL 49



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 19%), se puede incrementar en 1 STB/día la producción recañoneando los intervalos productores. La producción de acuerdo al análisis nodal debe ser de 11.3 STB/día a una Pwf de 240 en caso de ser reactivado el pozo empleando una configuración en el sistema de producción similar a la del pozo COL – 75 (curva de outflow); esto significa completar el pozo con tubing de 2 7/8” y bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 con Niple de asentamiento a 4755 ft. En caso de estimulación la producción puede alcanzar 23.5 STB/día a una Pwf de 400 psi en el escenario más conservador y hasta 24.3 STB/día a una Pwf de 420 psi en el mejor de los casos, localizando la bomba a 5034 ft y 4960 ft respectivamente. La producción reportada para este pozo ha sido de 7 STB/día a 1090 psi, dejando el análisis al descubierto que existe una restricción innecesaria en algún punto del sistema de producción. Velocidad de bombeo: 5 SPM.

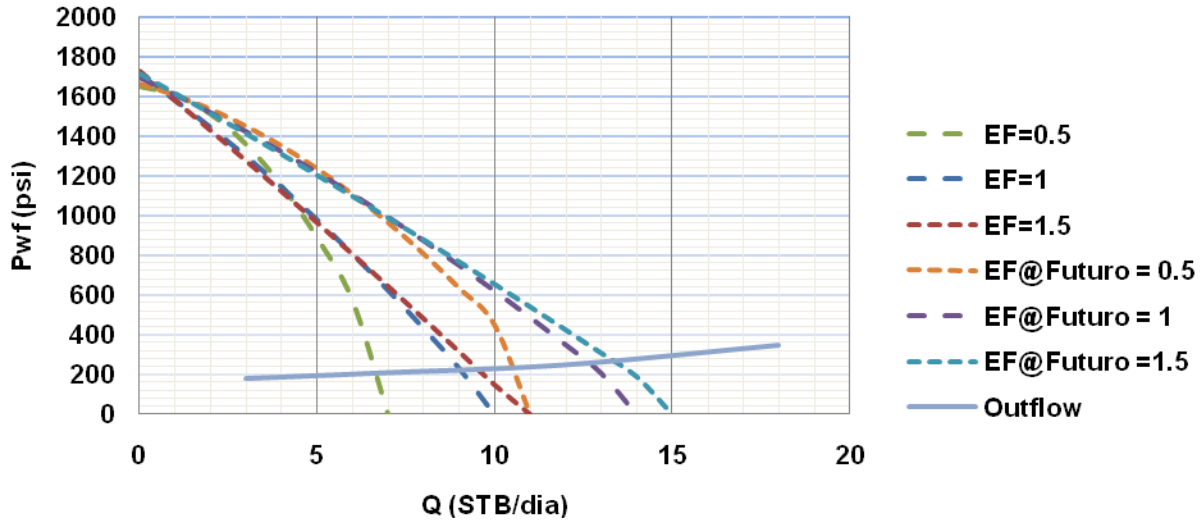
Tabla 25. Reporte de resultados COL – 55.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 55	Estado: Activo	Localización: N 1'245.336,25 E 1'038.408,81	Bloque: V
Observaciones: recompletamiento, cambio en el sistema de levantamiento, tratamiento químico.			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 55			
<p>The graph displays the relationship between wellhead pressure (Pwf) and production rate (Q) for well COL 55. The y-axis represents Pwf in psi, ranging from 0.00 to 2000.00. The x-axis represents Q in STB/dia, ranging from 0.00 to 10.00. Five data series are shown for different numbers of perforations (TPP): 2TPP (blue diamonds), 4TPP (red squares), 8TPP (green triangles), 12TPP (purple crosses), and 16TPP (cyan asterisks). All series show a decreasing trend of Pwf as Q increases. Higher TPP values result in higher Pwf values for the same production rate.</p>			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 55			
<p>The graph shows the optimal density of perforations (TPP) for well COL 55. The y-axis represents Q in STB/dia, ranging from 7.50 to 8.00. The x-axis represents the density of perforations (TPP), ranging from 0.00 to 20.00. Five data points are plotted, showing a clear upward trend: as the number of perforations increases, the production rate (Q) also increases.</p>			

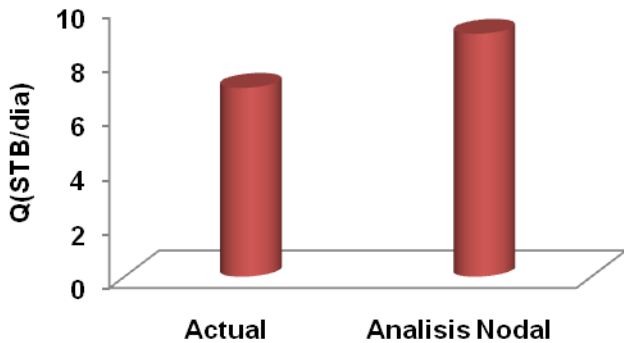
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
660	7	660	10

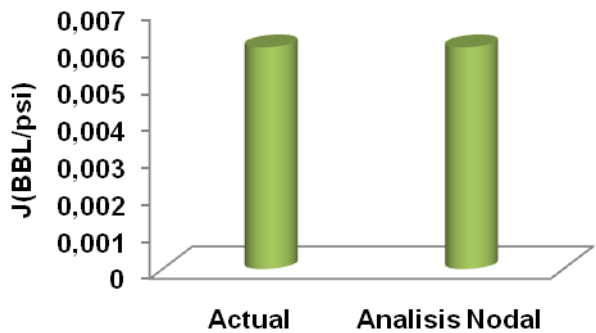
COL 55



Variación Producción (STB/dia)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 13.5%), una densidad superior a esta no representaría aumento alguno en la rata de flujo. De acuerdo con el análisis nodal la producción debería ser de alrededor de 9 STB/día a una Pwf de 230 psi con una configuración del sistema de producción similar a la del pozo COL – 75 (sección outflow). Las tasas reportadas de 7 STB/día son inferiores a las que en óptimas condiciones debería aportar el pozo en cuestión; por lo que es posible la existencia de alguna restricción en la tubería o el equipo de superficie no estaba siendo operado eficientemente en ese momento. Para obtener la tasa de 9 STB/día se recomienda reactivar el pozo empleando tubería de 2 7/8" y bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 asentada a 1806 ft. En caso de estimulación la producción alcanzaría máximo 13.5 STB/día (@EF Futuro = 1.5) a una Pwf de 280 psi ubicando la bomba a 1951 ft.

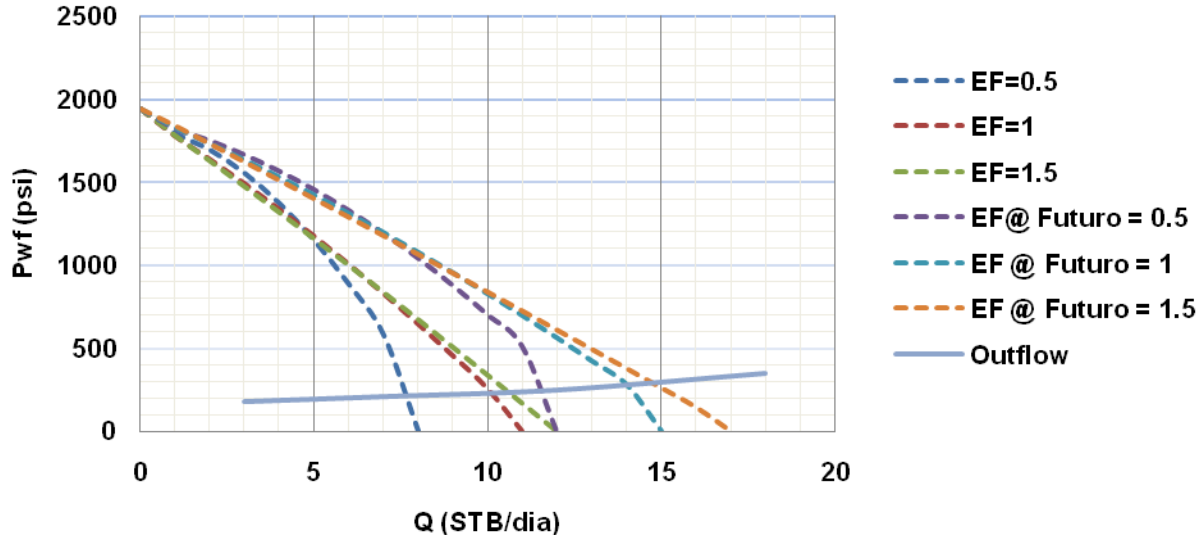
Tabla 26. Reporte de resultados COL – 58.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 58	Estado: Inactivo	Localización: N 1'244.709 E 1'038.457,38	Bloque: V
Observaciones: cañoneo adicional, cambio de sistema de levantamiento, estimulación acida.			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 58			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 58			

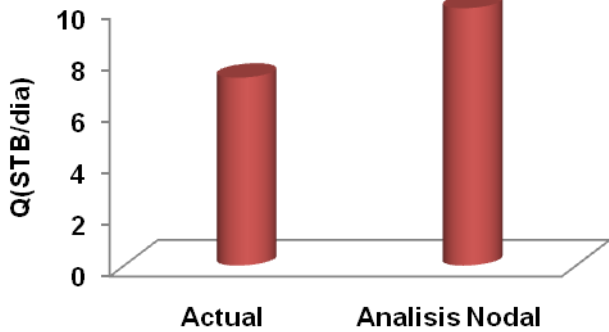
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/día)	Pwf(psi)	Q(STB/día)
840	7	840	10

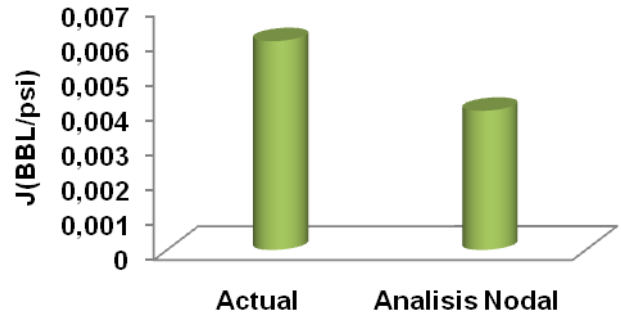
COL 58



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 18.8%). La producción según los resultados del análisis nodal debería ser de 10 STB/día a una Pwf de 220 psi, sin embargo la tasa reportada es de 7.3 STB/día a una Pwf de 840 psi. Para reactivar el pozo y obtener esta tasa de flujo se recomienda utilizar tubería de producción de 2 7/8" y una bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 con Niple de asentamiento a 2136 ft. En un escenario donde se estimule el pozo la producción alcanzaría muy probablemente los 14 STB/día a una Pwf de 300 psi y bomba de igual especificación a la antes mencionada ubicada a 1821 ft. Para las dos situaciones planteadas la unidad deberá operar a 2 SPM.

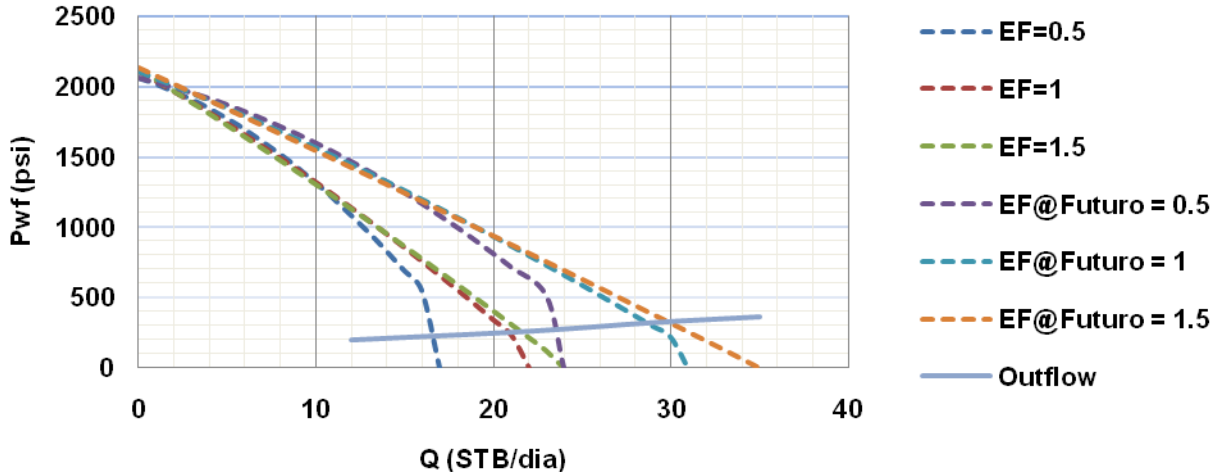
Tabla 27. Reporte de resultados COL – 67.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO			
Pozo: COL 67	Estado: Inactivo	Localización: N 1'243.760,25 E 1'038.460,19	Bloque: IV
Observaciones: recompletamiento, limpieza de parafina, limpieza de arenas.			
Variación de IPR en Función de SPF			
COL 67			
Densidad Óptima de Perforaciones			
COL 67			

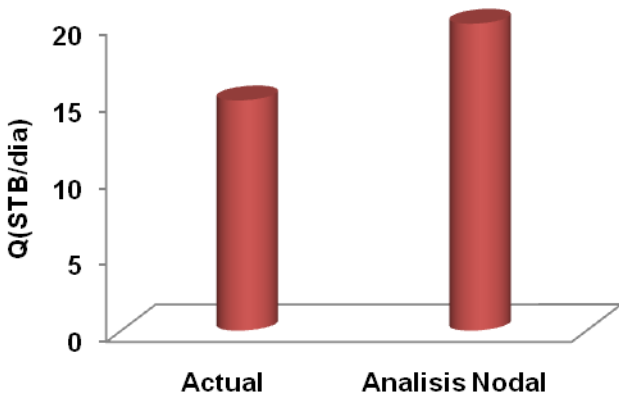
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (psi)	Q(STB/día)	Pwf (psi)	Q(STB/día)
940	15	940	20

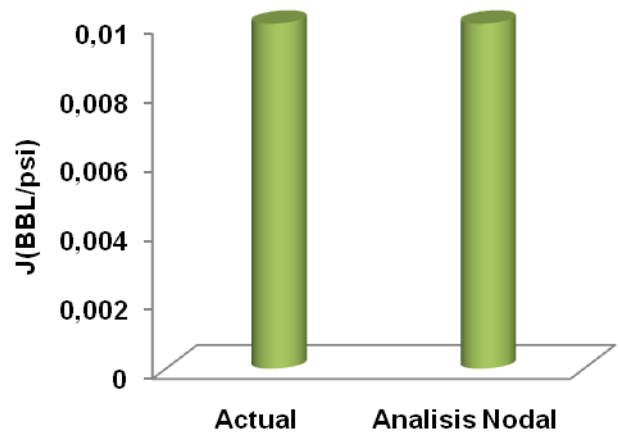
COL 67



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 20 %). Se ha utilizado la curva de outflow del pozo COL – 38 por sus semejanzas en profundidad y sistema de bombeo, además de la gravedad API del crudo. El análisis nodal reporta una tasa de producción de 21 STB/día a una Pwf de 250 psi, mientras que las que se han reportado para el pozo han sido de 15 STB/día a una Pwf de 940 psi. Para reactivar el pozo se recomienda utilizar una sarta de tubería de 2 7/8” y una bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 asentada a 1172 ft de profundidad. Una vez recompletado el pozo, un trabajo de estimulación podría resultar en una producción de 29 STB/día a una Pwf de 300 psi bajando la bomba hasta 1387 ft. Velocidad de bombeo: 7 SPM.

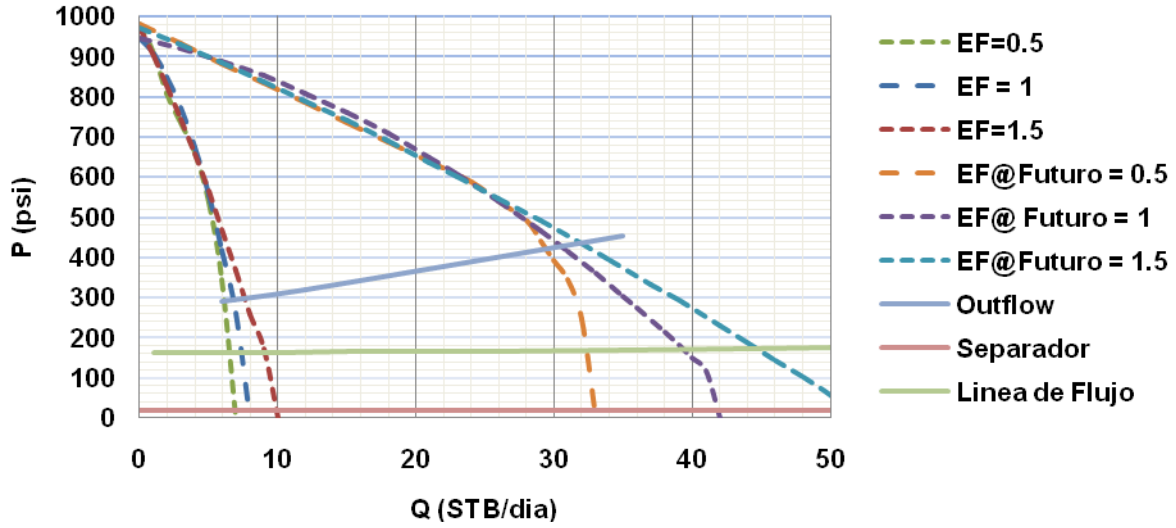
Tabla 28. Reporte de resultados COL – 69.

ANÁLISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																																																									
Pozo: COL 69	Estado: Activo	Localización: N 1'242.633,5 E 1'038.276,06	Bloque: III																																																						
Observaciones: limpieza de parafinas.																																																									
Variación de IPR en Función de SPF																																																									
COL 69																																																									
<p>The graph displays the relationship between wellbore pressure (Pwf) and production rate (Q) for well COL 69. The y-axis represents Pwf in psi, ranging from 0,00 to 1200,00. The x-axis represents Q in stb/dia, ranging from 0,00 to 8,00. The data points show a clear negative correlation, indicating that as the production rate increases, the wellbore pressure decreases. The legend identifies five different data series based on the number of Transmissibility Profile Points (TPP): 2TPP (blue diamonds), 4TPP (red squares), 8TPP (green triangles), 12TPP (black crosses), and 16TPP (cyan asterisks).</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Pwf vs Q graph</caption> <thead> <tr> <th>Q (stb/dia)</th> <th>Pwf (psi)</th> <th>TPP Count</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0,00</td><td>1000,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>1,00</td><td>900,00</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>2,00</td><td>800,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>3,00</td><td>700,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>4,00</td><td>600,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5,00</td><td>500,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5,50</td><td>400,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5,80</td><td>300,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>6,00</td><td>200,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>6,20</td><td>100,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>6,50</td><td>50,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>6,80</td><td>0,00</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5,50</td><td>200,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>5,80</td><td>150,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>6,00</td><td>100,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>6,20</td><td>50,00</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>6,50</td><td>0,00</td><td>2TPP</td></tr> </tbody> </table>				Q (stb/dia)	Pwf (psi)	TPP Count	0,00	1000,00	4TPP	1,00	900,00	8TPP	2,00	800,00	4TPP	3,00	700,00	4TPP	4,00	600,00	4TPP	5,00	500,00	4TPP	5,50	400,00	4TPP	5,80	300,00	4TPP	6,00	200,00	4TPP	6,20	100,00	4TPP	6,50	50,00	4TPP	6,80	0,00	4TPP	5,50	200,00	2TPP	5,80	150,00	2TPP	6,00	100,00	2TPP	6,20	50,00	2TPP	6,50	0,00	2TPP
Q (stb/dia)	Pwf (psi)	TPP Count																																																							
0,00	1000,00	4TPP																																																							
1,00	900,00	8TPP																																																							
2,00	800,00	4TPP																																																							
3,00	700,00	4TPP																																																							
4,00	600,00	4TPP																																																							
5,00	500,00	4TPP																																																							
5,50	400,00	4TPP																																																							
5,80	300,00	4TPP																																																							
6,00	200,00	4TPP																																																							
6,20	100,00	4TPP																																																							
6,50	50,00	4TPP																																																							
6,80	0,00	4TPP																																																							
5,50	200,00	2TPP																																																							
5,80	150,00	2TPP																																																							
6,00	100,00	2TPP																																																							
6,20	50,00	2TPP																																																							
6,50	0,00	2TPP																																																							
Densidad Óptima de Perforaciones																																																									
COL 69																																																									
<p>The graph illustrates the optimal density of perforations for well COL 69. The y-axis represents the production rate Q in STB/dia, ranging from 5,50 to 6,30. The x-axis represents the density of perforations in TPP, ranging from 0 to 20. The data points, represented by blue diamonds, show that as the density of perforations increases, the production rate also increases, reaching a peak of approximately 6,25 STB/dia at a density of 16 TPP.</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Q vs Density of Perforations graph</caption> <thead> <tr> <th>Densidad de Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>5,55</td></tr> <tr><td>4</td><td>5,92</td></tr> <tr><td>8</td><td>6,22</td></tr> <tr><td>12</td><td>6,22</td></tr> <tr><td>16</td><td>6,25</td></tr> </tbody> </table>				Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)	2	5,55	4	5,92	8	6,22	12	6,22	16	6,25																																										
Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)																																																								
2	5,55																																																								
4	5,92																																																								
8	6,22																																																								
12	6,22																																																								
16	6,25																																																								

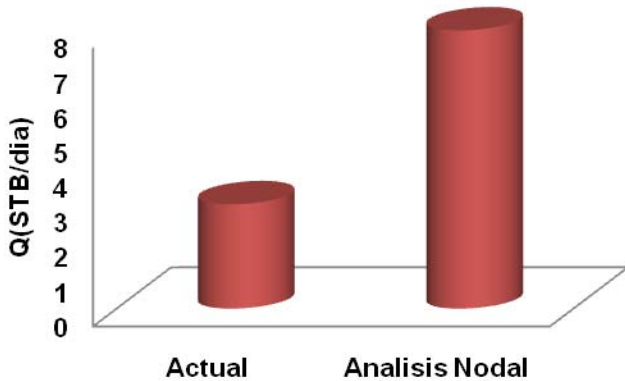
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
730	3	730	15

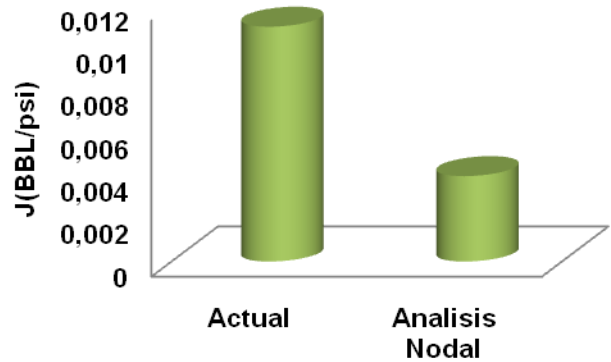
COL 69



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 85%). Se presenta la mayor restricción en producción dentro del conjunto de pozos evaluados. De 3 STB/día a una Pwf de 730 psi que es la producción reportada en los archivos hasta 8 STB/día a una Pwf de 300 psi que es la que arroja el análisis nodal, esto significa que hay una restricción de más del 100 % en el sistema de producción. Se sugiere asentamiento de la bomba a 1862 ft , y lo más pronto posible, analizar cuidadosamente el estado del pozo para identificar la posible causa de este hecho (muy probablemente taponamiento por precipitación de sólidos). En caso de estimulación la producción está alrededor de 31 STB/día a una Pwf de 430 psi, con profundización de bomba de 1373 ft. El sistema de producción consta de sarta de tubería de 2 7/8 "y una bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1 (sistema actual de producción). Velocidad de bombeo: 10

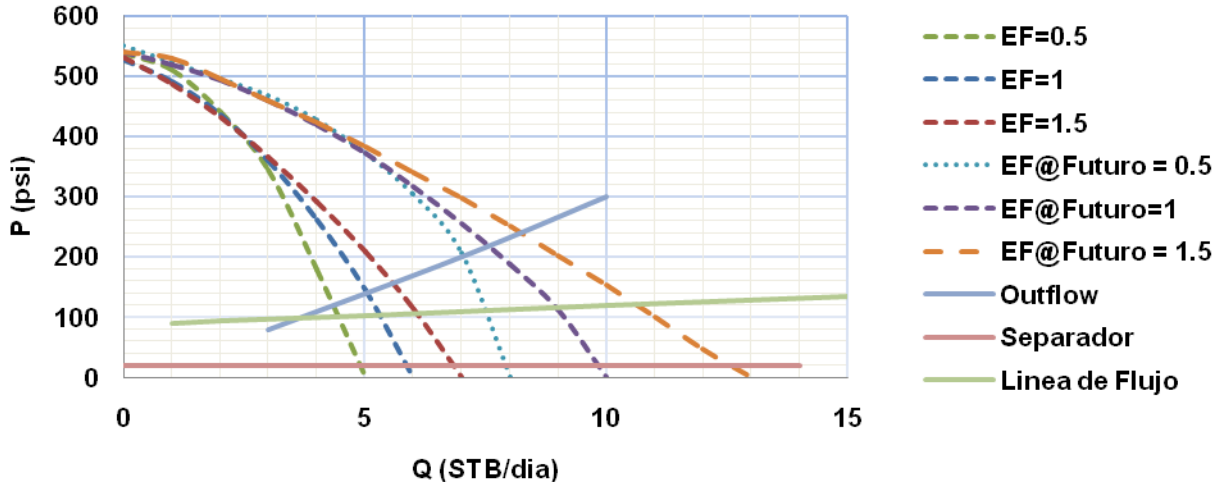
Tabla 29. Reporte de resultados COL – 70.

ANALISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																																																
Pozo: COL 70	Estado: Activo	Localización: N 1'241.462,63 E 1'038.281,69	Bloque: II																																													
<p>Observaciones: estimulaciones acidas, tratamiento químico: 592 galones de Varsol, 19 galones de Tenso 85 y 38 galones de Tenso 496.</p>																																																
<p>Variación de IPR en Función de SPF</p>																																																
<p>COL 70</p> <table border="1"> <caption>Data for Variación de IPR en Función de SPF</caption> <thead> <tr> <th>Q (STB/dia)</th> <th>Pwf (psi)</th> <th>TPP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,2</td> <td>500,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>1,2</td> <td>500,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>2,5</td> <td>400,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>2,5</td> <td>400,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>3,5</td> <td>300,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>3,5</td> <td>300,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>4,2</td> <td>200,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>4,2</td> <td>200,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>4,5</td> <td>100,00</td> <td>2TPP</td> </tr> <tr> <td>4,5</td> <td>100,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>4,5</td> <td>100,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>4,8</td> <td>0,00</td> <td>4TPP</td> </tr> <tr> <td>4,8</td> <td>0,00</td> <td>8TPP</td> </tr> <tr> <td>4,8</td> <td>0,00</td> <td>16TPP</td> </tr> </tbody> </table>				Q (STB/dia)	Pwf (psi)	TPP	1,2	500,00	8TPP	1,2	500,00	4TPP	2,5	400,00	8TPP	2,5	400,00	4TPP	3,5	300,00	8TPP	3,5	300,00	4TPP	4,2	200,00	8TPP	4,2	200,00	4TPP	4,5	100,00	2TPP	4,5	100,00	4TPP	4,5	100,00	8TPP	4,8	0,00	4TPP	4,8	0,00	8TPP	4,8	0,00	16TPP
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	TPP																																														
1,2	500,00	8TPP																																														
1,2	500,00	4TPP																																														
2,5	400,00	8TPP																																														
2,5	400,00	4TPP																																														
3,5	300,00	8TPP																																														
3,5	300,00	4TPP																																														
4,2	200,00	8TPP																																														
4,2	200,00	4TPP																																														
4,5	100,00	2TPP																																														
4,5	100,00	4TPP																																														
4,5	100,00	8TPP																																														
4,8	0,00	4TPP																																														
4,8	0,00	8TPP																																														
4,8	0,00	16TPP																																														
<p>Densidad Optima de Perforaciones</p>																																																
<p>COL 70</p> <table border="1"> <caption>Data for Densidad Optima de Perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Densidad Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (stb/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td> <td>4,50</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>4,65</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>4,80</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>4,80</td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>4,82</td> </tr> </tbody> </table>				Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/dia)	2	4,50	4	4,65	8	4,80	12	4,80	16	4,82																																	
Densidad Perforaciones (TPP)	Q (stb/dia)																																															
2	4,50																																															
4	4,65																																															
8	4,80																																															
12	4,80																																															
16	4,82																																															

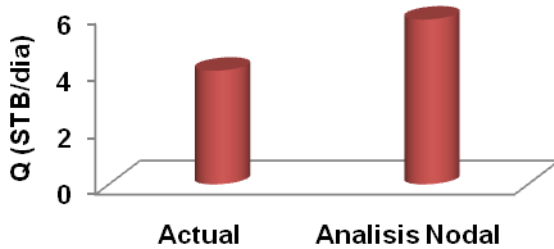
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/día)	Pwf(psi)	Q(STB/día)
359.5	4	359.5	7

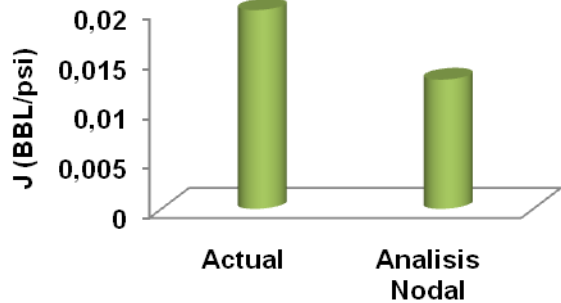
COL 70



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 20%), incrementar la densidad por sobre este valor no representará un incremento significativo en la producción. El análisis nodal sugiere que la producción debe estar por el orden de los 5 STB/día a una Pwf de 140 psi, Niple de asentamiento de la bomba a 2818 ft . Para las condiciones futuras la producción puede incrementarse hasta 8 STB/día a una Pwf de 220 psi, localizando la bomba a 2571 ft, intentar superar esta tasa de producción puede resultar tan solo en un gasto innecesario de energía requerida por los equipos de superficie. Como se puede observar, la producción puede incrementarse en un 25 % en comparación con la tasa actual (4 STB/día @ 360 psi) con esta nueva configuración del sistema, empleando una tubería de 2 7/8" y una bomba 25-125-RHBC-8-3-1-1. Velocidad de bombeo: 5 SPM.

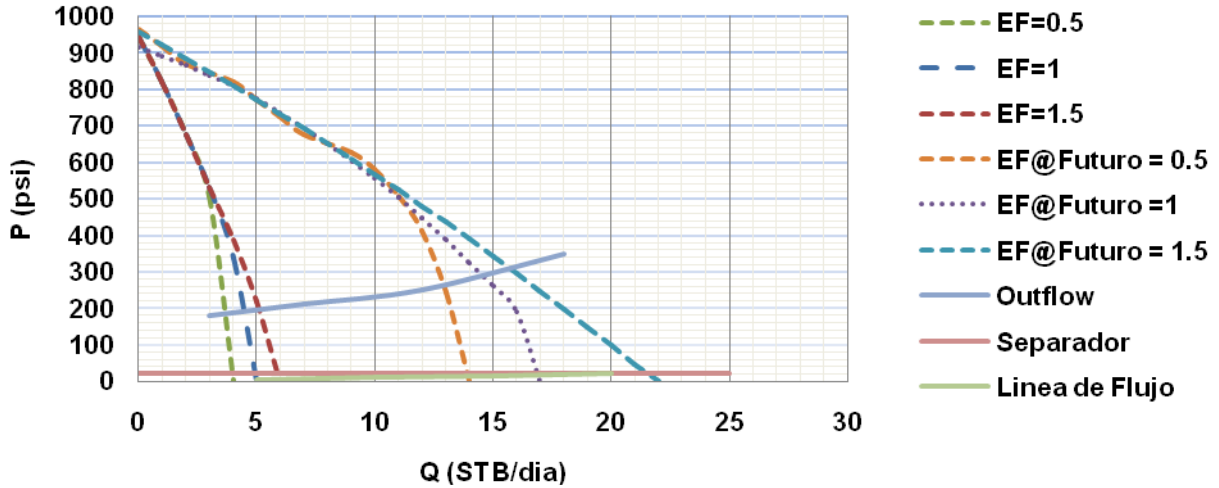
Tabla 30. Reporte de resultados COL - 75

ANALISIS NODAL : REPORTE DE RESULTADOS CAMPO ESCUELA COLORADO																																																												
Pozo: COL 75	Estado: Activo	Localización: N 1'245.377 E 1'038.648	Bloque: V																																																									
Observaciones: limpieza de parafina, recompletamiento.																																																												
Variación de IPR en Función de SPF																																																												
COL 75																																																												
<p>The graph displays the relationship between flowing bottomhole pressure (Pwf) and production rate (Q) for well COL 75. The y-axis represents Pwf in psi, ranging from 0.00 to 1200.00. The x-axis represents production rate Q in STB/day, ranging from 0.00 to 6.00. Four data series are shown: 2TPP (blue diamonds), 4TPP (red squares), 8TPP (green triangles), and 16TPP (black crosses). All series show a consistent decrease in Pwf as the production rate increases, with higher perforation counts generally corresponding to higher production rates at similar Pwf values.</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Pwf vs Q graph</caption> <thead> <tr> <th>Q (STB/dia)</th> <th>Pwf (psi)</th> <th>Perforaciones (TPP)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0.0</td><td>980</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>0.5</td><td>900</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>1.0</td><td>880</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>2.0</td><td>800</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>2.5</td><td>780</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>3.0</td><td>700</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>3.5</td><td>600</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>4.0</td><td>500</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>4.5</td><td>480</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>400</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>380</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>350</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>200</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5.0</td><td>100</td><td>2TPP</td></tr> <tr><td>5.5</td><td>200</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>5.5</td><td>100</td><td>4TPP</td></tr> <tr><td>5.5</td><td>50</td><td>8TPP</td></tr> <tr><td>5.5</td><td>0</td><td>16TPP</td></tr> </tbody> </table>				Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Perforaciones (TPP)	0.0	980	2TPP	0.5	900	4TPP	1.0	880	8TPP	2.0	800	4TPP	2.5	780	8TPP	3.0	700	4TPP	3.5	600	8TPP	4.0	500	4TPP	4.5	480	8TPP	5.0	400	4TPP	5.0	380	8TPP	5.0	350	2TPP	5.0	200	4TPP	5.0	100	2TPP	5.5	200	8TPP	5.5	100	4TPP	5.5	50	8TPP	5.5	0	16TPP
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Perforaciones (TPP)																																																										
0.0	980	2TPP																																																										
0.5	900	4TPP																																																										
1.0	880	8TPP																																																										
2.0	800	4TPP																																																										
2.5	780	8TPP																																																										
3.0	700	4TPP																																																										
3.5	600	8TPP																																																										
4.0	500	4TPP																																																										
4.5	480	8TPP																																																										
5.0	400	4TPP																																																										
5.0	380	8TPP																																																										
5.0	350	2TPP																																																										
5.0	200	4TPP																																																										
5.0	100	2TPP																																																										
5.5	200	8TPP																																																										
5.5	100	4TPP																																																										
5.5	50	8TPP																																																										
5.5	0	16TPP																																																										
Densidad Optima de Perforaciones																																																												
COL 75																																																												
<p>The graph illustrates the optimal perforation density for well COL 75. The y-axis represents production rate Q in STB/day, ranging from 5.00 to 5.80. The x-axis represents the number of perforations (TPP), ranging from 0.00 to 20.00. The data points, marked with blue diamonds, show a sharp increase in production rate from approximately 5.10 STB/day at 2 TPP to about 5.70 STB/day at 8 TPP, after which the production rate remains relatively constant.</p> <table border="1"> <caption>Approximate data points from the Q vs TPP graph</caption> <thead> <tr> <th>Densidad de Perforaciones (TPP)</th> <th>Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2</td><td>5.10</td></tr> <tr><td>4</td><td>5.45</td></tr> <tr><td>8</td><td>5.70</td></tr> <tr><td>12</td><td>5.70</td></tr> <tr><td>16</td><td>5.70</td></tr> </tbody> </table>				Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)	2	5.10	4	5.45	8	5.70	12	5.70	16	5.70																																													
Densidad de Perforaciones (TPP)	Q (STB/dia)																																																											
2	5.10																																																											
4	5.45																																																											
8	5.70																																																											
12	5.70																																																											
16	5.70																																																											

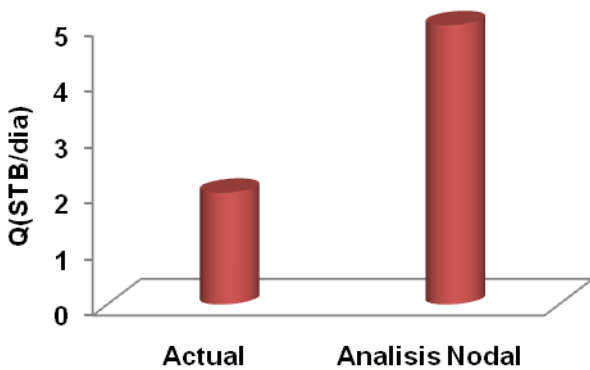
Nodo Solución: Punto Medio de las Perforaciones

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf(psi)	Q(STB/dia)	Pwf(psi)	Q(STB/dia)
689	2	689	7

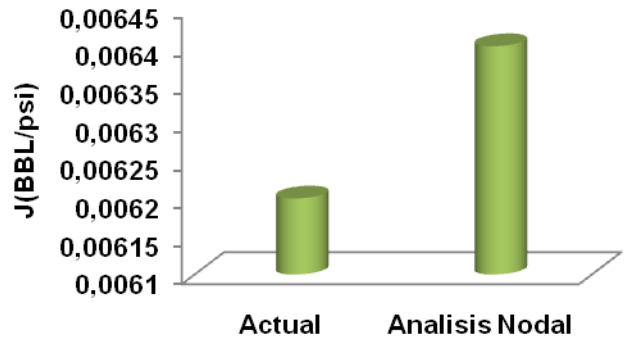
COL 75



Variación Producción (STB/día)



Variación Índice de Productividad (BBL/psi)



Análisis: El número máximo de tiros por pie no debe superar los 8TPP (Recomendado 7 TPP, incremento máximo de producción 89.6%). La producción reportada para este pozo es de 2 STB/día a una Pwf de 689 psi, mientras que la que sugiere el análisis nodal es de 4.4 STB/día a una Pwf 200 psi; para obtener estas condiciones de flujo se recomienda ubicar la bomba a 4363 ft (125 ft por debajo de la última profundidad de asentamiento registrada), esto aliviará las cargas dinámicas sobre el pistón y la barra lisa, reduciendo así la potencia requerida por el motor de superficie. Para un trabajo de estimulación puede esperarse un caudal aproximado de 14.3 STB/día a una Pwf de 280, ubicando la bomba a 4115 ft. Se recomienda considerar la posibilidad de hacer limpieza de parafinas y arenas si es el caso, para eliminar cualquier obstrucción a través de las tuberías. Para las dos situaciones el sistema de producción consta de un tubing de 2 7/8 "y una bomba 20-125-RHBC-8-3-1-1, que corresponden a la configuración actual del sistema. Velocidad de bombeo: 6 SPM.

Con el fin de visualizar como varía la producción empleando el análisis nodal, se ha desarrollado la siguiente gráfica en la cual se comparan las tasas de flujo para el caso en donde no se ha aplicado el análisis nodal (situación actual campo Colorado), para el caso en que se tenga en cuenta el análisis nodal (resultados de este trabajo), y para el caso en que se estimule el pozo y se tenga en cuenta el análisis nodal (situación futura). Ver tabla 31 y figura 42.

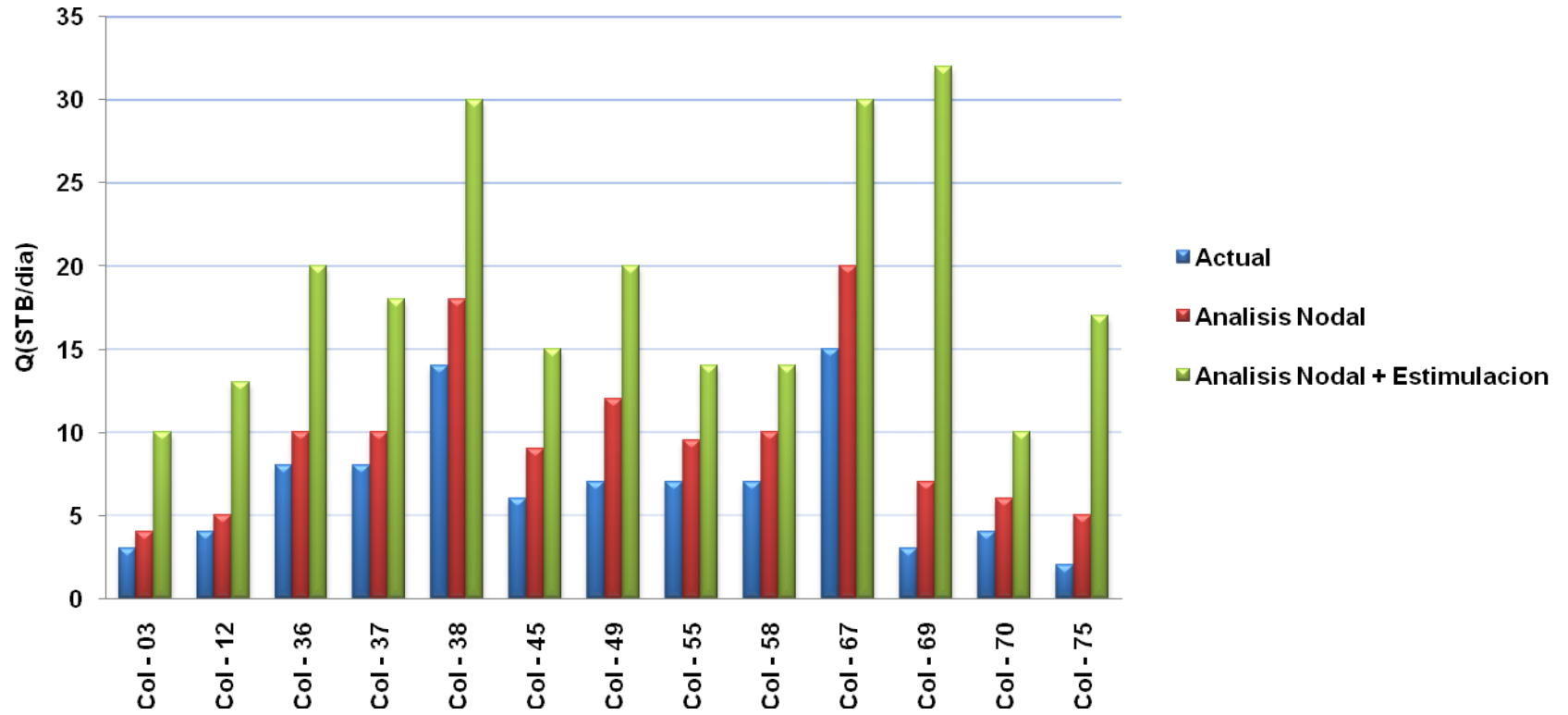
Tabla 31. Comparación tasas de producción.

Pozo	Q(STB/día)		
	Actual	Análisis Nodal	Análisis Nodal + Estimulación
Col - 03	3	4	10
Col - 12	4	5	13
Col - 36	8	10	20
Col - 37	8	10	18
Col - 38	14	18	30
Col - 45	6	9	15
Col - 49	7	12	20
Col - 55	7	9.5	14
Col - 58	7	10	14
Col - 67	15	20	30
Col - 69	3	7	32
Col - 70	4	6	10
Col - 75	2	5	17
Total	88	125.5	243

Fuente. Autor

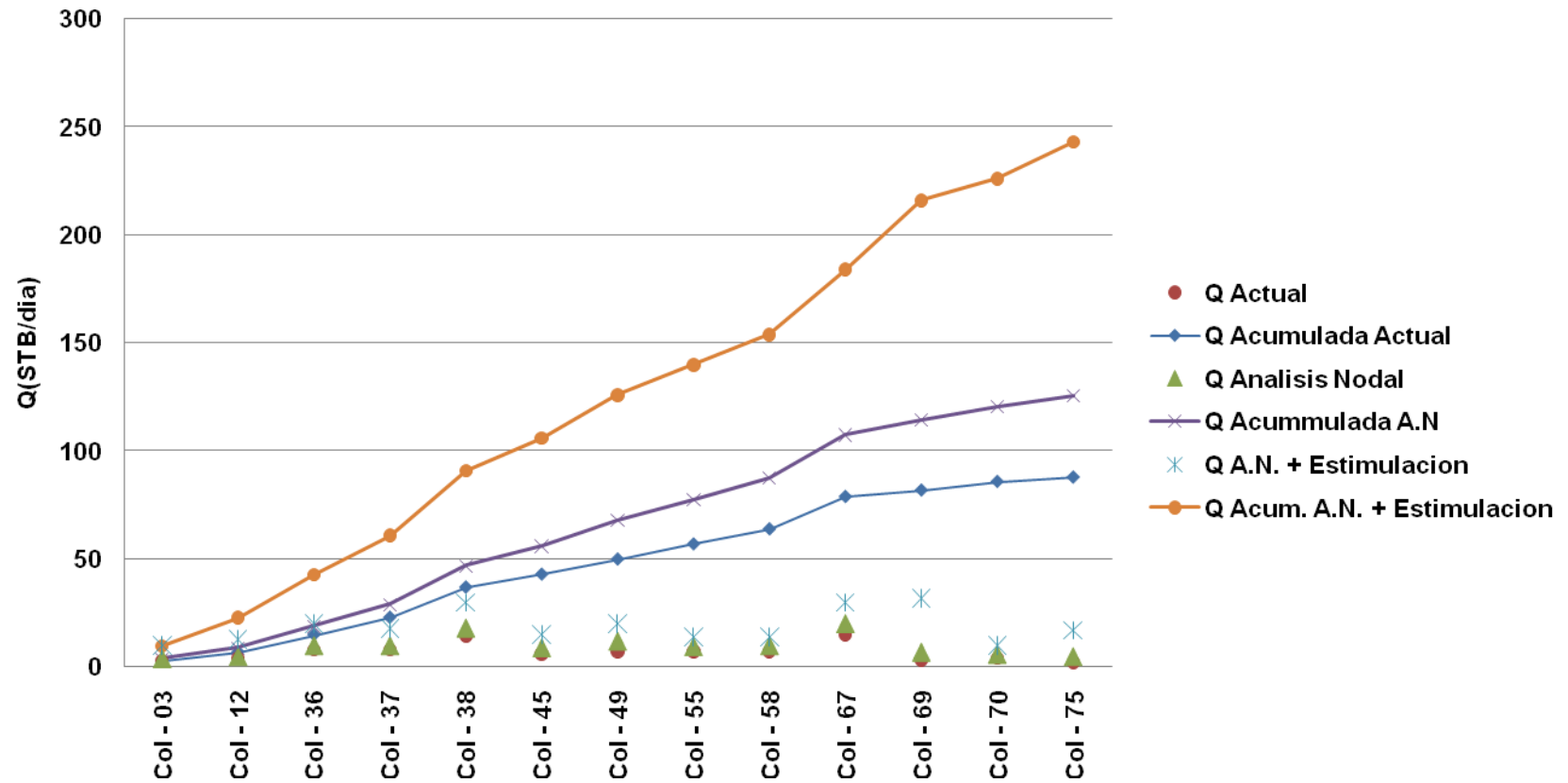
Se puede observar que bajo las actuales condiciones de operación de estos pozos el 42.6 % de la producción se ve restringida por alguna causa; es necesario reevaluar los estados mecánicos de los pozos para descartar algún tipo de avería u obstrucción por parafinas (más probable) o incrustaciones de otro tipo.

Figura 42. Comparación tasas de producción.



Fuente. El Autor

Figura 43. Comparativa producción acumulada.



Fuente. El Autor

Tabla 32. Comparación sistemas de producción.

Análisis Nodal @ EF = 1				Otros estudios		
Pozo	Q esperada STB-día	Tipo Bomba	Prof. Bomba, ft	Q esperada STB-día	Tipo Bomba	Prof. Bomba, ft
COL 03	3.7	20-125-RHBC-8-3-1-1	4208	10	--	--
COL 12	4.5	20-125-RHBC-8-3-1-1	5159	15	20-125-RHBC-8-3-1-1	5450
COL 36	9.5	20-125-RWBC-8-2	2410	16	20-125-RWBC-8-2	2288
COL 37	8.5	20-125-RHBC-8-3-1-1	1753	16	20-125-RHBC-8-3-1-1	4776
COL 38	17	20-150-RWBC-8-2	1849	23	20-150-RWBC-8-2	2460
COL 45	8.3	20-125-RHBC-8-3-1-1	3876	10	--	1100
COL 49	11.3	20-125-RHBC-8-3-1-1	4755	15	20-125-RHBC-8-3-1-1	5584
COL 55	9	20-125-RHBC-8-3-1-1	1806	10	--	800
COL 58	10	20-125-RHBC-8-3-1-1	2136	10	--	--
COL 67	21	20-125-RHBC-8-3-1-1	1172	20	20-125-RHBC-8-3-1-1	1100
COL 69	8	20-125-RHBC-8-3-1-1	1862	16	20-125-RHBC-8-3-1-1	5022
COL 70	5	25-125-RHBC-8-3-1-1	2818	13	25-125-RHBC-8-3-1-1	3358
COL 75	4.4	20-125-RHBC-8-3-1-1	4363	9	20-125-RHBC-8-3-1-1	5125

Fuente: autor.

En algunos casos de la tabla anterior existen variaciones muy marcadas entre las variables comparadas, esto posiblemente sea debido a que las mediciones físicas realizadas a los pozos difieren en tiempo, periodo en el cual los niveles de fluido y las presiones de fondo pudieron cambiar, como consecuencia de la operación continua de los pozos.

5. CONCLUSIONES

- La metodología aplicada permitió identificar que se ha restringido cerca de un 40% adicional de producción de aceite en el campo colorado representado en este caso por los 13 pozos que fueron evaluados a través del análisis nodal.
- Se ha determinado que en todos los pozos la densidad óptima de los tiros por pie (densidad de las perforaciones), esta alrededor de 8 TPP y que por sobre este valor el incremento en la producción es prácticamente nulo. Los incrementos en la tasa de flujo pueden incluso llegar hasta 80% como es el caso del pozo Colorado 75 utilizando esta densidad de tiros por pie.
- Es evidente que existen ciertas restricciones en los sistemas de producción que no permiten el desplazamiento óptimo de los fluidos desde el pozo hasta la superficie.
- De acuerdo con los resultados del análisis nodal, una estimulación a los pozos objeto de este estudio puede representar un incremento sustancial en la producción total del campo escuela Colorado.
- La producción esperada calculada empleando análisis nodal se aproxima muy bien a las tasas de producción esperadas definidas por Ecopetrol S.A, en su proyecto de reactivación del campo.
- La configuración de los sistemas de producción determinados en estudios anteriores al campo Colorado se ajustan a las condiciones de operación optimas que sugiere el análisis nodal; por consiguiente los sistemas de producción con los que cuenta el campo actualmente son los más adecuados para continuar su desarrollo.

- El análisis nodal debe considerarse un paso obligatorio en cualquier metodología cuyo fin sea aumentar la producción de pozos, ya sea estimulación, inyección o simplemente producción.

6. RECOMENDACIONES

- Reevaluar los estados mecánicos de los pozos del campo escuela colorado para analizar las posibles causas de la restricciones de flujo encontradas.
- Hacer un control de calidad más estricto sobre los datos suministrados luego de realizar pruebas (dinagramas, echometer) a los pozos, para verificar que esta información sea coherente y completa para su futura utilización.
- Realizar una campaña de pruebas a los pozos para obtener una data más confiable y así evaluar nuevamente el análisis nodal, y validar los resultados de este trabajo.
- Realizar un estudio que permita definir la interconexión entre pozos para poder aplicar un análisis nodal multipozo y establecer la mejor forma de producir el campo.
- Diseñar un programa de operación que permita establecer los cierres temporales de los pozos en el tiempo adecuado, teniendo en cuenta la producción que estos pueden aportar luego de este estudio.
- Considerar la posibilidad de extender esta metodología al resto de los pozos del Campo Escuela Colorado.

BIBLIOGRAFIA

1. **BEGGS, H. Dale.** Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991
2. **BROWN, Kermit E. and LEA, James F.** Nodal™ Systems Analysis of Oil and Gas Wells. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. October 1985. www.spe.org. SPE 14714.
3. **KAPPOS, Leonidas and ECONOMIDES, Michael.** Definitive Method of Flow Analysis of Surface Pipeline Networks. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. September 2004. www.spe.org. SPE 89736.
4. **LABRADOR, Laura y SANCHEZ, Jhon.** Diseño Técnico de las Estrategias de Levantamiento Artificial a Implementar en los Pozos del Campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.
5. **REY, Claudia, SANTOS, Ana.** Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1988. 212 p.
6. **STOISITS, R.F.** Dynamic Production Systems Nodal™ Analysis. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. October 1992. www.spe.org. SPE 24791.

7. **SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L.** Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. March 1995. www.spe.org. SPE 29312.

8. **TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego** – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005.

ANEXOS

ANEXO A. INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS

Este anexo es una base de datos que recopila información referente al bloque donde se localiza el pozo, las arenas de las que este produce, los intervalos productores, las especificaciones del cañoneo que se realizó, y valores de referencia de presiones estáticas de yacimiento y presiones de fondo Pwf.

ND: información no disponible, OB/UB: perforación sobrebalanceada/perforación bajobalanceada

	Pozo	Bloque	Zonas Productoras	Intervalos Productores	Tiros/pie	Especificaciones Cañon	Observaciones	OB/UB	Ps(psi)	Pwf (psi)
ACTIVOS	COL 12	II	E	5998-5986	2	lane wells		OB	1480	520
				5972-5968	2	lane wells		OB		
				5965-5946	2	lane wells		OB		
				5933-5918	2	lane wells	Fracturamiento	OB		
				5842-5828	2	lane wells	Fracturamiento	OB		
			D	5776-5770	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
				5534-5526	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
				5362-5354	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
				5348-5340	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
				5326-5318	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
				5262-5254	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
	COL 36	V	B	2044-2061	2	lane wells		OB	1960	920
				2062-2072	2	lane wells		OB		
				2318-2331	2	lane wells		OB		
				2332-2342	2	lane wells		OB		
2356-2363				2	lane wells		OB			

COL 37	VI	C	5730-5728	2	lane wells de 15/32"	OB	1300	600
			5526-5524	2	lane wells de 15/32"	OB		
			5380-5378	2	lane wells de 15/32"	OB		
			5192-5190	2	lane wells de 15/32"	OB		
			5028-5026	2	lane wells de 15/32"	OB		
			4880-4878	2	lane wells de 15/32"	OB		
			5738-5720	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5610-5590	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5576-5562	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5530-5520	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5460-5450	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5422-5416	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5413-5407	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5382-5374	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5208-5184	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5154-5134	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5114-5100	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5030-5016	1	lane wells de 15/32"	OB		
			4954-4934	1	lane wells de 15/32"	OB		
			4918-4911	1	lane wells de 15/32"	OB		
			4894-4888	1	lane wells de 15/32"	OB		
			4882-4872	1	lane wells de 15/32"	OB		
			5274-5262	2	Cañon modelo E	OB		

		B	5236-5226	2	Cañon modelo E		OB		
			2342-2340	2	lane wells de 15/32"		OB		
			2190-2188	2	lane wells de 15/32"		OB		
			3308-3306	2	lane wells de 15/32"		OB		
			3218-3216	2	lane wells de 15/32"		OB		
			2348-2324	1	lane wells de 15/32"		OB		
			2290-2274	1	lane wells de 15/32"		OB		
			2192-2178	1	lane wells de 15/32"		OB		
			2164-2154	1	lane wells de 15/32"		OB		
			3812-3802	2	Cañon modelo E		OB		
			3782-3772	2	Cañon modelo E		OB		
			3760-3748	2	Cañon modelo E		OB		
			3568-3554	2	Cañon modelo E		OB		
			COL 38	I	C	3384-3396	2		
3453-3459	2	ND				Fracturamiento	OB		
3488-3506	2	ND				Fracturamiento	OB		
3705-3723	2	ND				Recañoneo, fracturamiento	OB		
B	2118-2110	2			Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
	1943-1938	2			Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
	1909-1905	2			Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
	1878-1862	2			Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
	1829-1812	2			Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
COL 69	III	C			5731-5763	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB

		5780-5788	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		5798-5817	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		5838-5849	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		5934-5950	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		5972-5977	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
		5977-5986	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		6068-6082	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		6092-6087	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
		6142-6156	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		6306-6284	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		6311-6306	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
	B	1862-1870	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		1962-1970	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
		2136-2172	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		2152-2159	2	lane wells		OB
		2171-2184	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		2196-2202	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		2214-2216	12	lane wells		OB
		2233-2240	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		2338-2328	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
		2500-2509	2	Cañon modelo E de 4 "		OB
		2633-2643	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB
		2988-2999	2	Cañon modelo E de 4 "		OB

			3303-3296	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
			3706-3700	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
			3988-3980	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB		
COL 70	II	B	3166-3158	ND	ND	Estimulacion acida	OB	566	359.5
			3120-3112	ND	ND	Estimulacion acida	OB		
			3024-3015	ND	ND	Estimulacion acida	OB		
			2964-2957	ND	ND	Estimulacion acida	OB		
			3142-3133	ND	ND		OB		
			3090-3080	ND	ND		OB		
			3054-3044	ND	ND		OB		
			2984-2976	ND	ND		OB		
COL 75	V	C	5398-5388	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB	980	689
			5304-5294	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/17		OB		
			5118-5112	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/18		OB		
			5114-5100	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/19		OB		
			5078-5862	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/20		OB		
			5036-5028	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/21		OB		
			4900-4892	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/22		OB		
			4832-4824	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/23		OB		
			4806-4796	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/24		OB		
			4755-4749	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/25		OB		
4743-4736	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/26		si					

POTENCIALES	COL 3	III	?	5792-5809	?	Lane Wells		OB	1800	500
				5885-5809	?	Lane Wells		OB		
				4361-4356	?	Lane Wells		OB		
				4075-4070	?	Lane Wells		OB		
				4362-4365	?	Lane Wells	Fracturamiento	OB		
				4186-4164	?	Lane Wells	Fracturamiento	OB		
		C	4394-4380	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB			
			4418-4402	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB			
			4500-4488	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB			
			4565-4538	2	Desintegrable de 1 11/16 "		OB			
	E	5809-5792	2	Desintegrable de 1 11/16 "	Productor de Gas, acidificacion	OB				
	COL 45	IV		4152-4150	2	Lane Wells de 15/32"		OB	1400	660
				4484-4481	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4684-4682	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4689-4680	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4624-4682	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4588-4586	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4520-4518	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4420-4418	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
				4362-4360	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
4272-4270				2	Lane Wells de 15/32"		OB			
4628-4618	2	Lane Wells de 15/32"		OB						

		4592-4584	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4524-4515	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4490-4478	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4420-4415	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4386-4378	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4368-4354	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4301-4301	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4297-4292	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4284-4275	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4174-4144	3	Lane Wells de 15/32"		OB		
		4273-4266	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
COL 49	VI	6413-6399	2	Lane Wells de 15/32"	K = 4mD , S = 2.3 ,	OB	2150	1090
		6430-6424	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5662-5652	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5640-5625	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5490-5478	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5436-5430	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5397-5391	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5348-5339	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5311-5301	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5228-5221	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5212-5207	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
		5162-5148	2	Lane Wells de 15/32"		OB		

COL 55	V	C	5133-5120	2	Lane Wells de 15/32"	Presiones de flujo entre 380 y 425 psi	OB	1740	660
			5032-5020	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
			5005-1999	2	Lane Wells de 15/32"		OB		
			5507-5496	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5426-5411	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5338-5318	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5192-5175	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5110-5140	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5083-5070	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5012-4986	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4805-4790	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4768-4757	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4678-4658	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5515-5510	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5450-5434	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5392-5387	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			5108-5098	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4850-4844	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4750-4742	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
			4652-4646	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB			
2438-2432	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB						
2414-2402	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB						
2388-2374	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB						

			2338-2320	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB				
			2296-2290	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB				
	COL 58	V	C	5414-5392	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB	1960	840	
				5350-5340	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				5335-5332	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				5176-5167	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4504-4496	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4462-4452	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4341-4333	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4254-4246	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4518-4504	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4452-4440	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4333-4320	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4261-4254	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4242-4230	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4934-4926	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4828-4818	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4802-4790	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				4758-4750	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16		OB			
				B	2589-2582	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16				OB
					2566-2552	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16				OB
					2508-2492	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16				OB
	2460-2444	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16			OB					

COL 67	IV	B	2334-2327	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB	2150	940
			2176-2168	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			2158-2146	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4313-4305	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4382-4374	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4305-4392	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4254-4238	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4178-4172	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4070-4060	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			4023-4016	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			2131-2122	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			1896-1886	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			1886-1878	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			1815-1798	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			1792-1783	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			1778-1770	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
			3886-3878	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB		
3870-3854	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB					
2066-2050	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB					
2030-2022	2	Capsule Shaped Charge, Desintegrable de 1 11/16	OB					

ANEXO B. INFORMACIÓN DENSIDAD ÓPTIMA DE PERFORACIONES

Este anexo contiene las tablas de valores con los que se construyeron las curvas IPR por el método de Pérez y Kelkar para determinar el número óptimo de tiros por pie.

COL - 03

Q@TPP(STB/dia)					
Pwf(psi)	2	4	8	12	16
0.00	3.11	3.16	3.20	3.21	3.21
100.00	3.10	3.18	3.21	3.21	3.22
200.00	3.09	3.18	3.20	3.20	3.20
300.00	3.09	3.15	3.16	3.16	3.17
400.00	3.08	3.10	3.11	3.11	3.11
500.00	3.03	3.03	3.03	3.03	3.03
600.00	2.96	2.94	2.93	2.93	2.93
700.00	2.86	2.82	2.81	2.81	2.81
800.00	2.74	2.68	2.66	2.67	2.67
900.00	2.59	2.52	2.49	2.51	2.51
1000.00	2.41	2.34	2.30	2.33	2.32
1100.00	2.21	2.14	2.09	2.12	2.12
1200.00	1.98	1.91	1.86	1.90	1.89
1300.00	1.73	1.66	1.60	1.65	1.65
1400.00	1.45	1.39	1.32	1.38	1.38
1500.00	1.14	1.10	1.02	1.09	1.09
1600.00	0.81	0.79	0.70	0.78	0.78
1700.00	0.45	0.45	0.36	0.45	0.45
1800.00	0.07	0.09	0.00	0.10	0.10

Densidad de Perforaciones(TPP)	Q max (STB/dia)
2	3.11
4	3.16
8	3.2
12	3.21
16	3.21

COL - 12

Q@TPP(STB/dia)					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	3.22	3.27	3.32	3.32	3.33
100.00	3.19	3.29	3.33	3.33	3.34
200.00	3.17	3.28	3.31	3.30	3.31
300.00	3.16	3.23	3.25	3.24	3.25
400.00	3.11	3.14	3.16	3.15	3.15
500.00	3.02	3.03	3.03	3.03	3.03
600.00	2.89	2.88	2.87	2.87	2.87
700.00	2.73	2.69	2.67	2.68	2.68
800.00	2.52	2.47	2.45	2.46	2.46
900.00	2.27	2.22	2.18	2.21	2.21
1000.00	1.99	1.94	1.89	1.92	1.92
1100.00	1.66	1.62	1.56	1.61	1.61
1200.00	1.30	1.26	1.19	1.26	1.26
1300.00	0.89	0.88	0.79	0.87	0.87
1400.00	0.45	0.46	0.36	0.46	0.46
1500.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02

Densidad de Perforaciones (TPP)	Qmax (STB/dia)
2	3.22
4	3.27
8	3.32
12	3.32
16	3.33

COL 36

<u>Q@TPP(STB/dia)</u>					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	7.95	8.47	8.54	8.55	8.57
100.00	7.92	8.46	8.52	8.50	8.55
200.00	7.89	8.46	8.51	8.46	8.54
300.00	7.88	8.41	8.46	8.41	8.48
400.00	7.86	8.31	8.35	8.32	8.37
500.00	7.82	8.16	8.19	8.17	8.21
600.00	7.72	7.97	7.99	7.97	8.00
700.00	7.56	7.72	7.74	7.72	7.74
800.00	7.34	7.42	7.43	7.43	7.43
900.00	7.06	7.08	7.08	7.08	7.08
1000.00	6.72	6.68	6.67	6.68	6.67
1100.00	6.32	6.23	6.22	6.22	6.22
1200.00	5.86	5.74	5.72	5.72	5.71
1300.00	5.33	5.19	5.16	5.17	5.16
1400.00	4.75	4.60	4.56	4.57	4.56
1500.00	4.10	3.96	3.91	3.92	3.90
1600.00	3.39	3.26	3.21	3.21	3.20
1700.00	2.62	2.52	2.46	2.46	2.45
1800.00	1.80	1.73	1.66	1.65	1.65
1900.00	0.91	0.89	0.81	0.80	0.80
1960.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Densidad de perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	7.95
4	8.47
8	8.54
12	8.55
16	8.57

COL 37

<u>Q@TPP(STB/dia)</u>					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	7.87	8.44	8.46	8.46	8.49
100.00	7.84	8.40	8.45	8.39	8.48
200.00	7.81	8.34	8.38	8.34	8.40
300.00	7.79	8.17	8.21	8.18	8.22
400.00	7.67	7.89	7.92	7.90	7.92
500.00	7.40	7.50	7.51	7.51	7.52
600.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
700.00	6.46	6.39	6.37	6.38	6.37
800.00	5.78	5.66	5.64	5.64	5.63
900.00	4.97	4.82	4.79	4.79	4.78
1000.00	4.02	3.87	3.83	3.83	3.82
1100.00	2.93	2.81	2.75	2.75	2.75
1200.00	1.70	1.64	1.57	1.56	1.56
1300.00	0.34	0.36	0.27	0.26	0.27

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	7.87
4	8.44
8	8.46
12	8.46
16	8.49

COL 38

<u>Q@TPP(STB/dia)</u>					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	15.96	17.25	17.63	17.59	17.64
100.00	16.43	17.34	17.65	17.57	17.60
200.00	16.43	17.01	17.25	17.16	17.18
300.00	15.96	16.28	16.43	16.36	16.37
400.00	15.02	15.14	15.21	15.17	15.17
500.00	13.62	13.59	13.57	13.58	13.58
600.00	11.74	11.64	11.51	11.61	11.61
700.00	9.40	9.28	9.05	9.25	9.24
800.00	6.59	6.51	6.16	6.49	6.49
900.00	3.31	3.33	2.87	3.35	3.36

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	15.96
4	17.25
8	17.63
12	17.59
16	17.64

COL 45

Pwf (psi)	Q@TPP(STB/dia)				
	2	4	8	12	16
0.00	7.05	7.27	7.49	7.50	7.50
100.00	7.04	7.26	7.49	7.49	7.47
200.00	7.03	7.23	7.40	7.40	7.39
300.00	6.97	7.11	7.24	7.24	7.23
400.00	6.82	6.91	6.99	7.00	6.99
500.00	6.58	6.63	6.67	6.68	6.67
600.00	6.24	6.26	6.28	6.28	6.28
700.00	5.82	5.81	5.80	5.80	5.80
800.00	5.30	5.27	5.25	5.24	5.25
900.00	4.69	4.65	4.61	4.61	4.62
1000.00	4.00	3.94	3.90	3.90	3.91
1100.00	3.21	3.14	3.11	3.11	3.12
1200.00	2.32	2.27	2.24	2.24	2.25
1300.00	1.35	1.30	1.30	1.30	1.30
1400.00	0.29	0.25	0.28	0.27	0.28

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	7.05
4	7.27
8	7.49
12	7.5
16	7.5

COL 49

Pwf (psi)	Q@TPP(STB/dia)				
	2	4	8	12	16
0.00	8.27	8.95	9.00	9.00	9.04
100.00	8.26	8.94	8.99	8.95	9.03
200.00	8.25	8.93	8.99	8.93	9.02
300.00	8.24	8.89	8.95	8.90	8.97
400.00	8.23	8.80	8.86	8.81	8.88
500.00	8.21	8.68	8.72	8.69	8.74
600.00	8.14	8.50	8.54	8.51	8.55
700.00	8.02	8.28	8.31	8.29	8.32
800.00	7.84	8.02	8.04	8.03	8.05
900.00	7.60	7.71	7.72	7.72	7.73
1000.00	7.31	7.36	7.36	7.36	7.37
1100.00	6.96	6.96	6.96	6.96	6.96
1200.00	6.56	6.52	6.51	6.51	6.50
1300.00	6.11	6.03	6.01	6.01	6.01
1400.00	5.60	5.49	5.47	5.47	5.46
1500.00	5.03	4.92	4.88	4.89	4.88
1600.00	4.41	4.29	4.25	4.26	4.25
1700.00	3.74	3.63	3.58	3.58	3.57
1800.00	3.01	2.92	2.85	2.85	2.85
1900.00	2.23	2.16	2.09	2.08	2.08
2000.00	1.39	1.36	1.28	1.27	1.27
2100.00	0.50	0.51	0.42	0.41	0.42

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2.00	8.27
4	8.95
8	9
12	9
16	9.04

COL 55

Q@TPP(STB/dia)					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	7.56	7.85	7.95	7.95	7.95
100.00	7.55	7.84	7.94	7.94	7.95
200.00	7.53	7.82	7.91	7.90	7.91
300.00	7.52	7.75	7.82	7.80	7.81
400.00	7.46	7.62	7.67	7.65	7.66
500.00	7.34	7.43	7.46	7.45	7.45
600.00	7.15	7.18	7.19	7.18	7.19
700.00	6.89	6.87	6.86	6.87	6.87
800.00	6.56	6.51	6.48	6.49	6.49
900.00	6.16	6.08	6.03	6.06	6.06
1000.00	5.70	5.60	5.53	5.58	5.57
1100.00	5.17	5.06	4.97	5.04	5.03
1200.00	4.57	4.46	4.34	4.44	4.43
1300.00	3.90	3.81	3.66	3.78	3.78
1400.00	3.17	3.09	2.92	3.08	3.07
1500.00	2.36	2.32	2.13	2.31	2.31
1600.00	1.49	1.49	1.27	1.49	1.49
1700.00	0.55	0.60	0.35	0.61	0.62
1740.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2.00	7.56
4	7.85
8	7.95
12	7.95
16	7.95

COL 58

Q@TPP(STB/dia)					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	7.86	8.20	8.31	8.30	8.32
100.00	7.83	8.17	8.30	8.29	8.31
200.00	7.82	8.17	8.28	8.26	8.28
300.00	7.81	8.11	8.21	8.19	8.20
400.00	7.78	8.01	8.10	8.07	8.08
500.00	7.70	7.86	7.93	7.91	7.91
600.00	7.56	7.67	7.71	7.69	7.70
700.00	7.36	7.42	7.45	7.44	7.44

800.00	7.12	7.13	7.14	7.13	7.13
900.00	6.81	6.79	6.78	6.78	6.78
1000.00	6.45	6.40	6.37	6.39	6.39
1100.00	6.03	5.97	5.91	5.95	5.95
1200.00	5.56	5.48	5.40	5.46	5.46
1300.00	5.04	4.95	4.85	4.93	4.93
1400.00	4.45	4.37	4.25	4.35	4.35
1500.00	3.82	3.74	3.59	3.72	3.72
1600.00	3.12	3.07	2.89	3.05	3.05
1700.00	2.37	2.34	2.14	2.34	2.34
1800.00	1.57	1.57	1.35	1.57	1.58
1900.00	0.71	0.75	0.50	0.77	0.77
1960.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2.00	7.86
4	8.2
8	8.31
12	8.3
16	8.32

COL 67

Q@TPP(STB/dia)					
Pwf (psi)	2	4	8	12	16
0.00	16.90	17.66	18.00	18.00	18.01
100.00	16.88	17.65	17.95	17.92	17.96
200.00	16.87	17.65	17.92	17.88	17.91
300.00	16.85	17.57	17.81	17.75	17.78
400.00	16.83	17.40	17.60	17.55	17.57
500.00	16.71	17.15	17.31	17.26	17.27
600.00	16.49	16.80	16.94	16.88	16.90
700.00	16.17	16.38	16.47	16.43	16.44
800.00	15.75	15.86	15.92	15.89	15.90
900.00	15.24	15.26	15.28	15.27	15.27
1000.00	14.62	14.58	14.55	14.57	14.57
1100.00	13.90	13.81	13.74	13.78	13.78
1200.00	13.08	12.95	12.84	12.92	12.91
1300.00	12.17	12.01	11.85	11.97	11.96
1400.00	11.15	10.98	10.78	10.93	10.93
1500.00	10.04	9.86	9.61	9.82	9.81
1600.00	8.82	8.66	8.37	8.62	8.62

1700.00	7.51	7.37	7.03	7.34	7.34
1800.00	6.09	6.00	5.61	5.98	5.98
1900.00	4.58	4.54	4.09	4.53	4.54
2000.00	2.97	2.99	2.50	3.01	3.01
2100.00	1.25	1.36	0.81	1.40	1.41
2150.00	0.00	0	0	0	0

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2.00	16.90
4	17.66
8	18
12	18
16	18.01

COL 69

Pwf (psi)	Q@TPP(STB/dia)				
	2	4	8	12	16
0.00	5.56	5.93	6.23	6.24	6.24
100.00	5.55	5.92	6.21	6.02	6.04
200.00	5.54	5.82	6.07	5.89	5.90
300.00	5.39	5.57	5.80	5.62	5.63
400.00	5.09	5.20	5.38	5.23	5.23
500.00	4.63	4.69	4.82	4.70	4.70
600.00	4.02	4.04	4.12	4.05	4.05
700.00	3.26	3.26	3.28	3.26	3.26
800.00	2.34	2.34	2.30	2.35	2.35
900.00	1.28	1.29	1.18	1.30	1.30
1000.00	0.05	0.11	0	0.13	0.13

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	5.56
4	5.93
8	6.23
12	6.23
16	6.24

COL 70

Pwf (psi)	Q@TPP(STB/dia)				
	2	4	8	12	16
0.00	4.50	4.65	5.00	4.75	4.76
100.00	4.39	4.61	4.75	4.67	4.68
200.00	4.15	4.25	4.34	4.28	4.28
300.00	3.54	3.57	3.60	3.57	3.57
400.00	2.56	2.55	2.52	2.55	2.55
500.00	1.20	1.20	1.10	1.21	1.21

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2	4.50
4	4.65
8	4.81
12	4.82
16	4.83

COL 75

Pwf (psi)	Q@TPP(STB/dia)				
	2	4	8	12	16
0.00	5.10	5.45	5.68	5.69	5.69
100.00	5.09	5.44	5.67	5.53	5.55
200.00	5.09	5.34	5.54	5.40	5.41
300.00	4.95	5.11	5.28	5.15	5.16
400.00	4.65	4.75	4.89	4.78	4.78
500.00	4.22	4.27	4.36	4.28	4.28
600.00	3.64	3.65	3.70	3.66	3.66
700.00	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91
800.00	2.04	2.04	1.98	2.04	2.05
900.00	1.03	1.05	0.92	1.05	1.06
980.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q max (STB/dia)
2.00	5.10
4	5.45
8	5.68
12	5.69
16	5.69

ANEXO C. DATA SECCIÓN INFLOW

Este anexo contiene los valores para la construcción de las curvas de Inflow de los pozos que fueron evaluados.

SECCION INFLOW COL – 03						
Q (STB/dia)	Situación Actual			Situación Futuro		
	EF=1	EF=0.5	EF=1.5	EF=1	EF=0.5	EF=1.5
	Pwf(psi)	Pwf(psi)	Pwf(psi)	Pwf(psi)	Pwf(psi)	Pwf(psi)
0	1702	1671.5	1696.1	1752	1718.9	1762.9
1	1330.879	1457.23	1339	1651.4446	1670.318	1645.9245
2	921.516	908.22	937.3	1543.9344	1599.89	1526.438
3	473.911	0	535.6	1429.4694	1507.616	1404.4405
4	0		0	1308.0496	1393.496	1279.932
5				1179.675	1257.53	1152.9125
6				1044.3456	1099.718	1023.382
7				902.0614	920.06	891.3405
8				752.8224	718.556	756.788
9				596.6286	495.206	619.7245
10				433.48	0	480.15
11				263.3766		338.0645
12				0		193.468
13						0

SECCIÓN INFLOW COL – 12

Q (STB/dia)	Actual			Futuro		
	EF=1	EF=1.5	EF=0.5	EF=1	EF=1.5	EF=0.5
	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)
0	1413	1445.3	1382.7	1441.7	1462.6	1402
1	1261.205	1219.3575	1293.741	1367.0332	1373.0769	1369.1908
2	1046.62	986.45	1026.864	1287.4868	1282.3416	1317.7692
3	769.245	746.5775	582.069	1203.0608	1190.3941	1247.7352
4	429.08	499.74	0	1113.7552	1097.2344	1159.0888
5	0	245.9375		1019.57	1002.8625	1051.83
6		0		920.5052	907.2784	925.9588
7				816.5608	810.4821	781.4752
8				707.7368	712.4736	618.3792
9				594.0332	613.2529	436.6708
10				475.45	512.82	0
11				351.9872	411.1749	
12				223.6448	308.3176	
13				0	204.2481	
14					98.9664	

SECCION INFLOW COL – 36

Q (STB/dia)	Actual			Futuro		
	EF=1	EF=1.5	EF=0.5	EF=1	EF=1.5	EF=0.5
	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)
0	1924	1935.6	1877.6	1899	1923.1	1870.3
1	1779.4431	1772.1285	1790.631	1831.8093	1844.8388	1827.5726
2	1625.2524	1606.854	1668.296	1762.1432	1765.7472	1776.5704
3	1461.4279	1439.7765	1510.595	1690.0017	1685.8252	1717.2934
4	1287.9696	1270.896	1317.528	1615.3848	1605.0728	1649.7416
5	1104.8775	1100.2125	1089.095	1538.2925	1523.49	1573.915
6	912.1516	927.726	825.296	1458.7248	1441.0768	1489.8136
7	709.7919	753.4365	526.131	1376.6817	1357.8332	1397.4374
8	497.7984	577.344	0	1292.1632	1273.7592	1296.7864
9	276.1711	399.4485		1205.1693	1188.8548	1187.8606
10	0	219.75		1115.7	1103.12	1070.66
11		0		1023.7553	1016.5548	945.1846
12				929.3352	929.1592	811.4344
13				832.4397	840.9332	669.4094
14				733.0688	751.8768	519.1096
15				631.2225	661.99	0
16				526.9008	571.2728	

17	420.1037	479.7252
18	310.8312	387.3472
19	199.0833	294.1388
20	0	200.1
21		105.2308
22		0

SECCION INFLOW COL – 37

Q (STB/dia)	Actual			Futuro		
	EF=1	EF=1.5	EF=0.5	EF=1	EF=1.5	EF=0.5
	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)
0	1252.8	1269.6	1220	1251.9	1274	1229.6
1	1178.2718	1177.6471	1175.905	1219.4585	1230.3195	1212.8886
2	1093.5592	1081.8604	1134.376	1185.096	1186.452	1191.1444

3	998.6622	982.2399	1041.913	1148.8125	1142.3975	1164.3674
4	893.5808	878.7856	898.516	1110.608	1098.156	1132.5576
5	778.315	771.4975	704.185	1070.4825	1053.7275	1095.715
6	652.8648	660.3756	458.92	1028.436	1009.112	1053.8396
7	517.2302	545.4199	0	984.4685	964.3095	1006.9314
8	371.4112	426.6304		938.58	919.32	954.9904
9	215.4078	304.0071		890.7705	874.1435	898.0166
10	0	177.55		841.04	828.78	836.01
11		0		789.3885	783.2295	768.9706
12				735.816	737.492	696.8984
13				680.3225	691.5675	619.7934
14				622.908	645.456	537.6556
15				563.5725	599.1575	450.485
16				502.316	552.672	358.2816
17				439.1385	505.9995	0
18				374.04	459.14	
19				307.0205	412.0935	
20				238.08	364.86	
21				167.2185	317.4395	
22				0	269.832	
23					222.0375	
24					174.056	

25	125.8875
26	0

SECCION INFLOW COL - 38

Situación Actual						Situación Futura					
EF=0.5		EF = 1		EF = 1.5		EF=0.5		EF =1		EF=1.5	
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)
0.00	912.09	0	934.96	0	950.7	0	965.4	0	927.76	0	953.3
1.00	908.4014	1	915.5641	1	920.2592	2	917.1	2	907.0418	2	917.1776
3.00	884.796	3	868.9609	3	857.0448	5	868.8	5	868.8275	5	861.0425
4.00	864.8792	4	841.7536	4	824.2712	7	820.5	7	838.5933	7	822.3181
6.00	808.8174	6	779.5276	5	790.72	10	772.3	9	804.5527	9	782.5529
7.00	772.6724	7	744.5089	7	721.2848	12	724	12	746.3548	11	741.7469
9.00	684.1542	8	706.8864	8	685.4008	15	675.7	14	702.7982	14	678.5864
10.00	631.781	10	623.83	9	648.7392	17	627.5	16	655.4352	16	635.1784
11.00	573.9984	11	578.3961	11	573.0832	19	579.2	19	577.2537	18	590.7296
13.00	442.205	12	530.3584	12	534.0888	21	530.9	21	520.3747	21	522.1049
13.00	442.205	13	479.7169	13	494.3168	23	482.7	23	459.6893	23	475.0541

14.00	368.1942	14	426.4716	15	412.44	24	434.4	24	427.9192	25	426.9625
15.00	288.774	15	370.6225	16	370.3352	25	362	26	361.5242	27	377.8301
15.00	288.774	16	312.1696	17	327.4528	26	265.45	28	291.3228	29	327.6569
15.00	288.774	17	251.1129	18	283.7928	27	0	29	254.7947	31	276.4429
15.00	288.774	18	187.4524	19	239.3552			30	217.315	32	250.4456
16.00	0	19	121.1881	20	194.14			31	178.8837	34	197.6704
		20	0	21	148.1472			32	139.5008	36	143.8544
				22	101.3768			33	99.1663	38	88.9976
				23	53.8288			33	99.1663	39	61.1789
				24	0			34	0	41	0

SECCION INFLOW COL - 45

Situación Actual						Situación Futuro					
EF=0.5		EF=1		EF=1.5		EF=0.5		EF=1		EF=1.5	
Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)	Q (STB/día)	Pwf (psi)
0	1323.1	0	1353	0	1388.1	0	1317	0	1347.2	0	1378.8

1	1289.402	1	1268.701	1	1268.9792	1	1297.6388	1	1301.5995	1	1314.9913
2	1211.56	2	1170.218	2	1148.1368	2	1265.7112	2	1250.902	2	1249.6332
3	1089.574	3	1057.551	3	1025.5728	3	1221.2172	3	1195.1075	3	1182.7257
4	923.444	4	930.7	4	901.2872	4	1164.1568	4	1134.216	4	1114.2688
5	713.17	5	789.665	5	775.28	5	1094.53	5	1068.2275	5	1044.2625
6	458.752	6	634.446	6	647.5512	6	1012.3368	6	997.142	6	972.7068
7	0	7	465.043	7	518.1008	7	917.5772	7	920.9595	7	899.6017
		8	281.456	8	386.9288	8	810.2512	8	839.68	8	824.9472
		9	0	9	254.0352	9	690.3588	9	753.3035	9	748.7433
				10	119.42	10	557.9	10	661.83	10	670.99
				11	0	11	412.8748	11	565.2595	11	591.6873
						12	0	12	463.592	12	510.8352
								13	356.8275	13	428.4337
								14	244.966	14	344.4828
								15	0	15	258.9825
										16	171.9328
										17	83.3337
										18	0

SECCION INFLOW COL – 49

Situación Actual						Situación Futuro					
EF=1		EF=1.5		EF=0.5		EF=1		EF=1.5		EF=0.5	
Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)
0	2087.8	0	2124.1	0	2135.4	0	2081.1	0	2143.6	0	2049.4
1	1970.4707	1	1980.2323	1	1975.2	2	1968.6556	2	2005.1768	2	1987.6248
2	1845.3028	2	1835.2092	2	1815	3	1910.3811	3	1935.7033	3	1947.6973
3	1712.2963	3	1689.0307	3	1708.3	5	1789.7275	5	1796.2325	5	1849.7625
4	1571.4512	4	1541.6968	4	1548.1	6	1727.3484	6	1726.2352	6	1791.7552
5	1422.7675	5	1393.2075	5	1388	8	1598.4856	8	1585.7168	8	1657.6608
6	1266.2452	6	1243.5628	6	1227.8	9	1532.0019	9	1515.1957	9	1581.5737
7	1101.8843	7	1092.7627	7	1067.7	11	1394.9299	11	1373.6297	11	1411.3197
8	929.6848	8	940.8072	8	960.9	12	1324.3416	12	1302.5848	12	1317.1528
9	749.6467	9	787.6963	9	0	14	1179.0604	14	1159.9712	14	1110.7392
10	561.77	10	633.43			15	1104.3675	15	1088.4025	15	998.4925
11	366.0547	11	478.0083			17	950.8771	17	944.7413	17	755.9193
12	0	12	321.4312			18	872.0796	18	872.6488	18	625.5928
		13	163.6987			20	710.38	20	727.94	20	0
		14	0			21	627.4779	21	655.3237		
						23	457.5691	23	509.5673		

	24	370.5624	24	436.4272
	25	282.1875	26	289.6232
	26	192.4444	27	215.9593
	27	0	28	142.1208
			30	0

SECCION INFLOW COL – 55

Situación Actual						Situación Futura					
EF =1		EF = 1.5		EF=0.5		EF = 1		EF= 1.5		EF= 0.5	
Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)
0	1705.8	0	1729.1	0	1648.1	0	1693.9	0	1711.8	0	1664.6
1	1578.7365	1	1580.6347	1	1605.971	1	1607.8562	1	1612.6656	1	1608.0074
2	1442.526	2	1430.0388	2	1508.904	2	1517.1088	2	1512.0524	2	1537.0036
3	1297.1685	3	1277.3123	3	1356.899	3	1421.6578	3	1409.9604	3	1451.5886
4	1142.664	4	1122.4552	4	1149.956	4	1321.5032	4	1306.3896	4	1351.7624
5	979.0125	5	965.4675	5	888.075	5	1216.645	5	1201.34	5	1237.525
6	806.214	6	806.3492	6	571.256	6	1107.0832	6	1094.8116	6	1108.8764
7	624.2685	7	645.1003	7	0	7	992.8178	7	986.8044	7	965.8166
8	433.176	8	481.7208			8	873.8488	8	877.3184	8	808.3456
9	232.9365	9	316.2107			9	750.1762	9	766.3536	9	636.4634
10	0	10	148.57			10	621.8	10	653.91	10	450.17
		11	0			11	488.7202	11	539.9876	11	0
						12	350.9368	12	424.5864		
						13	208.4498	13	307.7064		
						14	0	14	189.3476		
								15	0		

SECCION INFLOW COL – 58

EF=0.5 Actual		EF=1 Actual		EF=1.5 Actual		EF=0.5 Futuro		EF=1 Futuro		EF=1.5 Futuro	
Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)
0	1945.4	0	1945.4	0	1945.4	0	1945.4	0	1945.4	0	1945.4
1	1797.267	1	1780.237	1	1783.4105	1	1826.1653	1	1831.8597	1	1843.2824
2	1697.774	2	1640.666	2	1631.182	2	1753.7632	2	1736.0868	2	1734.1696
3	1557.021	3	1493.689	3	1476.9145	3	1668.2937	3	1636.3813	3	1624.4616
4	1375.008	4	1339.304	4	1320.608	4	1569.7568	4	1532.7432	4	1514.1584
5	1151.735	5	1177.513	5	1162.2625	5	1458.1525	5	1425.1725	5	1403.26
6	887.202	6	1008.314	6	1001.878	6	1333.4808	6	1313.6692	6	1291.7664
7	581.409	7	831.7085	7	839.4545	7	1195.7417	7	1198.2333	7	1179.6776
8	0	8	647.696	8	674.992	8	1044.9352	8	1078.8648	8	1066.9936
		9	456.2765	9	508.4905	9	881.0613	9	955.5637	9	953.7144
		10	257.45	10	339.95	10	704.12	10	828.33	10	839.84
		11	0	11	169.3705	11	514.1113	11	697.1637	11	725.3704
				12	0	12	0	12	562.0648	12	610.3056
								13	423.0333	13	494.6456
								14	280.0692	14	378.3904
								15	0	15	261.54
										16	144.0944

SECCION INFLOW COL – 67

EF=0.5 Actual		EF=1 Actual		EF=1.5 Actual		EF=0.5 Futuro		EF=1 Futuro		EF= 1.5 Futuro	
Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)	Q (STB/dia)	Pwf(psi)
0	2059.7	0	2102.8	0	2122.5	0	2062.8	0	2106.4	0	2135
1	2015.5414	1	2032.632	1	2044.0523	2	1996.2944	2	2004.9908	2	2018.1944
3	1907.0846	3	1886.62	3	1884.8487	4	1916.8656	4	1900.1272	4	1900.7776
4	1842.7864	4	1810.776	4	1804.0928	5	1872.305	5	1846.4	5	1841.84
5	1771.775	5	1733.04	5	1722.5675	7	1773.4914	7	1736.3548	7	1723.5064
6	1694.0504	6	1653.412	6	1640.2728	9	1661.7546	9	1622.8552	9	1604.5616
8	1518.4616	8	1488.48	8	1473.3752	11	1537.0946	11	1505.9012	11	1485.0056
9	1420.5974	9	1403.176	9	1388.7723	13	1399.5114	13	1385.4928	13	1364.8384
10	1316.02	10	1315.98	10	1303.4	14	1325.8736	14	1323.9932	14	1304.5256
11	1204.7294	11	1226.892	11	1217.2583	16	1168.9056	16	1198.4032	16	1183.4416
13	962.0086	13	1043.04	13	1042.6667	18	999.0144	18	1069.3588	18	1061.7464
14	830.5784	14	948.276	14	954.2168	20	816.2	20	936.86	20	939.44
15	692.435	15	851.62	15	864.9975	21	719.9466	21	869.3152	21	878.0576
16	547.5784	16	753.072	16	775.0088	23	517.7474	23	731.6348	23	754.8344
17	0	18	550.3	18	592.7232	24	0	25	590.5	25	631
		19	446.076	19	500.4263			27	445.9108	27	506.5544

20	339.96	20	407.36	28	372.3208	28	444.1024
21	231.952	21	313.5243	29	297.8672	30	318.74
22	0	22	218.9192	30	222.55	32	192.7664
		23	123.5447	31	0	33	129.5504
		24	0			35	0

SECCION INFLOW COL – 69

Situación Actual						Situación Futura					
EF = 0.5		EF =1		EF=1.5		EF= 0.5		EF=1		EF =1	
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)
0	980.4	0	944.58	0	971.29	0	980.4	0	945.48	0	971.72
1	906.8	1	907.288	1	900.9769	3	931.3	3	919.5339	3	928.1726
2	808.8	2	849.84	2	825.2956	6	882.3	6	888.1284	6	883.1744
3	735.3	3	772.236	3	744.2461	9	833.3	9	851.2635	9	836.7254
4	661.7	4	674.476	4	657.8284	12	784.3	12	808.9392	12	788.8256
5	537.6	5	556.56	5	566.0425	15	735.3	15	761.1555	15	739.475
6	343.1	6	418.488	6	468.8884	18	686.2	18	707.9124	18	688.6736
7	0	7	260.26	7	366.3661	21	637.2	21	649.2099	21	636.4214
		8	0	8	258.4756	24	588.2	23	607.0419	23	600.7806

	9	171.6	26	539.2	26	539.2404	26	546.1104
	10	0	28	490.2	29	465.9795	29	489.9894
			29	441.2	31	414.1059	32	432.4176
			30	392.1	33	359.8059	34	393.2304
			31	343.1	35	303.0795	37	333.2406
			32	245.1	36	273.8064	39	292.4414
			33	0	38	213.4404	42	230.0336
					39	182.3475	44	187.6224
					40	150.648	46	144.5664
					41	118.3419	48	100.8656
					42	0	50	56.52
							52	0

SECCION INFLOW COL – 70

Situación Actual						Situación Futura					
EF=0.5		EF = 1		EF = 1.5		EF=0.5		EF=1		EF=1.5	
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)
0.00	912.09	0	934.96	0	950.7	0	965.4	0	927.76	0	953.3

1.00	908.4014	1	915.5641	1	920.2592	2	917.1	2	907.0418	2	917.1776
3.00	884.796	3	868.9609	3	857.0448	5	868.8	5	868.8275	5	861.0425
4.00	864.8792	4	841.7536	4	824.2712	7	820.5	7	838.5933	7	822.3181
6.00	808.8174	6	779.5276	5	790.72	10	772.3	9	804.5527	9	782.5529
7.00	772.6724	7	744.5089	7	721.2848	12	724	12	746.3548	11	741.7469
9.00	684.1542	8	706.8864	8	685.4008	15	675.7	14	702.7982	14	678.5864
10.00	631.781	10	623.83	9	648.7392	17	627.5	16	655.4352	16	635.1784
11.00	573.9984	11	578.3961	11	573.0832	19	579.2	19	577.2537	18	590.7296
13.00	442.205	12	530.3584	12	534.0888	21	530.9	21	520.3747	21	522.1049
13.00	442.205	13	479.7169	13	494.3168	23	482.7	23	459.6893	23	475.0541
14.00	368.1942	14	426.4716	15	412.44	24	434.4	24	427.9192	25	426.9625
15.00	288.774	15	370.6225	16	370.3352	25	362	26	361.5242	27	377.8301
15.00	288.774	16	312.1696	17	327.4528	26	265.45	28	291.3228	29	327.6569
15.00	288.774	17	251.1129	18	283.7928	27	0	29	254.7947	31	276.4429
15.00	288.774	18	187.4524	19	239.3552			30	217.315	32	250.4456
16.00	0	19	121.1881	20	194.14			31	178.8837	34	197.6704
		20	0	21	148.1472			32	139.5008	36	143.8544
				22	101.3768			33	99.1663	38	88.9976
				23	53.8288			33	99.1663	39	61.1789
				24	0			34	0	41	0

SECCION INFLOW COL – 75

Situación Actual						Situación Futura					
EF= 1		EF=1.5		EF=0.5		EF=1		EF=1.5		EF=0.5	
Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)	Q (STB/dia)	Pwf (psi)
0	941.25	0	941.25	0	941.25	0	913.21	0	955.37	0	965.4
1	820.53	1	820.53	1	820.53	1	891.6613	1	920.2498	1	917.1
2	675.73	2	675.73	2	675.73	2	866.9612	2	884.3092	2	868.8
3	530.93	3	530.93	3	506.8	3	839.1097	4	809.9668	4	820.5
4	337.86	4	386.13	4	0	4	808.1068	5	771.565	5	772.3
5	0	5	217.2			5	773.9525	6	732.3428	6	724
		6	0			6	736.6468	7	692.3002	7	675.7
						8	652.5812	9	609.7538	9	627.5
						10	555.91	10	567.25	10	579.2
						11	502.8473	11	523.9258	11	506.8
						12	446.6332	12	479.7812	12	410.25
						13	387.2677	13	434.8162	13	241.34
						14	324.7508	14	389.0308	14	0
						15	259.0825	15	342.425		
						16	190.2628	16	294.9988		
						17	0	17	246.7522		

	18	197.6852
	19	147.7978
	20	97.09
	21	45.5618
	22	0

ANEXO D. INFORMACION DE ENTRADA PARA SECCIÓN OUTFLOW

Variable	COL 12*	COL 36		COL 37		COL 38		
	P1	P1	P2	P1	P2	P1	P2	P3
Fecha	10/9/2006	10/9/2006	06/08/2006	10/9/2006	11/1/2008	6/8/2006	3/7/2009	11/1/2008
Perforaciones Superiores (ft)	5254	2044	2044	2154	2154	1812	1812	1812
Sumergencia Bomba (ft)	4210	1564	1807	3736	2213	1204	96	56
API	40	32.4	32.4	32.4	39	40	29	39
Gravedad específica	0.825072886	0.8633313	0.8633313	0.8633313	0.829912023	0.825072886	0.881619938	0.829912023
Profundidad Bomba (ft)	5450	2288	2288	4476	4597	2460	2460	2433
Presión en Cabeza (psi)	0.7	40	34.2	27	20.7	1.7	0.9	3.3
Nivel de Fluido (ft)	1240.2	724.38	481.27	740.02	2383.53	1256.13	2364.4	2377.05
PIP , Presión de entrada a la bomba (psi)	1369.6	713.14	701	1112.1	598.7	403.3	37.1	22.8
PDP, Presión de descarga de la bomba (psi)	ND	1187	1197	2398	1493	1320	1029	1089
carga de fluido(lb)	3043	1327	1327	2499	1480	1978	1359	1359
Pérdidas por fricción por tubería y varillas (psi)	ND	1147	1162.8	2371	1472.3	1317	1028	1089
Fluido desplazado por la Bomba (BBL/dia)	78.6	29.2	29.2	33		50.7	ND	5
Diámetro del Pistón (in)	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/2	1 1/2	1 ½
Q (BBL/d)	ND	5	9	15	8	14	18	24
Area Transversal del Pistón (in2)	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.7671	1.7671	1.7671
Fo (psi)		1087.704918	1087.704918	2048.360656	1213.114754	1119.348084	769.0566465	769.0566465
Pwf (psi) Calculada		99.29508197	109.295082	349.6393443	279.8852459	199.3519156	259.8433535	323.2433535

* En vista de que no existe suficiente información para la construcción de la curva de outflow se optó por emplear la del pozo COL 75, por su profundidad semejante.

Variable	COL 69		COL 70			COL 75		
	P1	P2	P1	P2	P3	P1	P2	P3
Fecha	6/8/2006	10/9/2006	11/1/2008	10/9/2006	2/2/2007	10/9/2006	11/1/2008	3/7/2009
Perforaciones Superiores (ft)	2136	2136	2957	2957	2957	4530	4530	4530
Sumergencia Bomba (ft)	2427	3721	383	628	352	3764	2334	1635
API	32.4	32.4	39	40	40	40	39	29
Gravedad especifica	0.8633313	0.8633313	0.829912023	0.825072886	0.825072886	0.825072886	0.82991202	0.88161994
Profundidad Bomba (ft)	5022	5022	3438	3358	3358	5005	4528	4528
Presion en Cabeza (psi)	12.1	0.3	74.5	76.7	85	27.8	32.4	34.1
Nivel de Fluido (ft)	2595.05	1301.01	3055.17	2729.87	3006	1241.48	2194.43	2892
PIP , Presion de entrada a la bomba (psi)	870.8	1294.9	212.9	217	109.4	1243.2	490.8	478.4
PDP, Presion de descarga de la bomba (psi)	1828	2679	1653	1657	1726	2035	2312	2352
carga de fluido(lb)	1877	2878	1920	1875	1875	2264	2565	2565
Perdidas por friccion por tuberia y varillas (psi)	1815	2678.7	1578.5	1580.3	1641	2007	2279.6	2317
Fluido desplazado por la Bomba (BBL/dia)	11.4	11.4	45.2	54.6	8.4	31.1	17.7	ND
Diametro del Piston (in)	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4
Q (BBL/d)	6	12	4	7	10	3	7	12
Area Transversal del Piston (in2)	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
Fo (psi)	1538.52459	2359.016393	1573.770492	1536.885246	1536.885246	1855.737705	2102.45902	2102.45902
Pwf (psi) Calculada	288.5754098	319.9836066	79.2295082	120.1147541	189.1147541	179.0622951	209.540984	248.640984

Variable	COL 03	COL 45	COL 49	COL 55	COL 58	COL 67
Fecha						
Perforaciones Superiores (ft)	4164	4144	4999	2290	2146	1770
Sumergencia Bomba (ft)	nd	ND				
API	39	40	40	40	39	
Gravedad especifica	0.829912023	0.8250729	0.8250729	0.825072886	0.829912023	

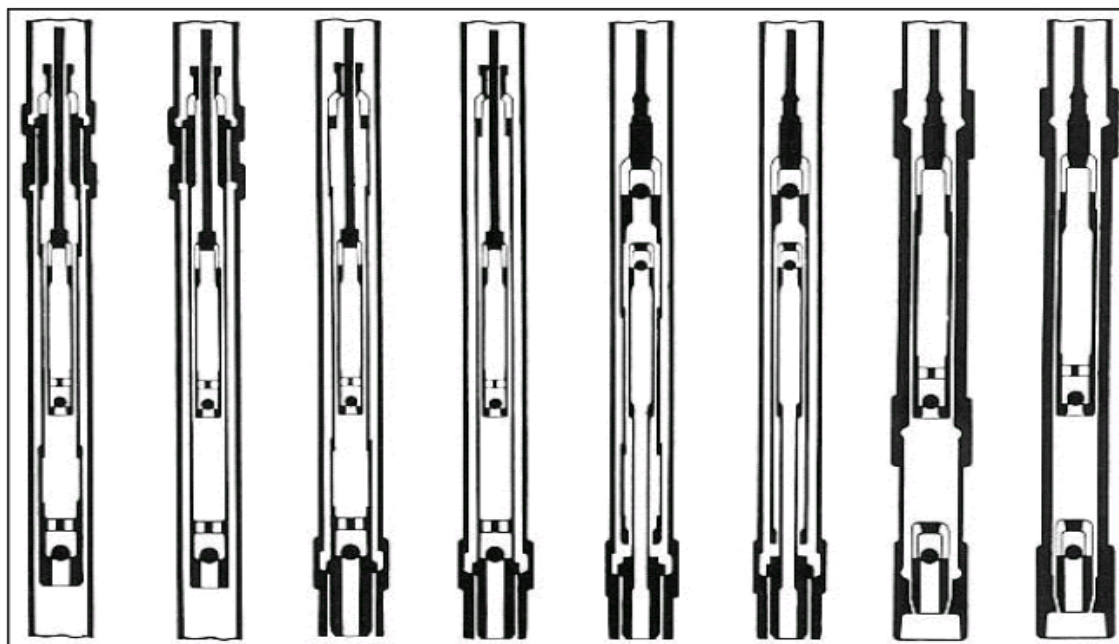
ANEXO E. CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN

		COL 70	COL 38	COL 75	COL 37	COL36	
ACTUAL	EF=1	Pwf Óptima (psi)	140	240	200	320	120
		Q Óptimo (STB/día)	5	17	4.4	8.5	9.5
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2818.970489	1849	4363.386414	1753.841424	2410.447951
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.228812008	0.777960827	0.201354567	0.388980414	0.434742815
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	120	200	190	280	95
		Q Óptimo (STB/día)	4.4	15	3.8	6.4	7.7
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2880.931848	1748.20089	4394.367093	1911.561246	2504.437961
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.201354567	0.686436024	0.173897126	0.29287937	0.352370492
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	160	280	200	320	120
		Q Óptimo (STB/día)	5.6	19	5	9	10.5
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2757.009131	1432.761246	4363.386414	1753.841424	2410.447951
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.256269449	0.869485631	0.228812008	0.411861614	0.480505217
FUTURO	EF=1	Pwf Óptima (psi)	220	320	280	360	160
		Q Óptimo (STB/día)	7.6	27	14.3	18	19
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2571.125055	1457.190199	4115.540979	1596.121602	2260.063935
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.347794252	1.235584843	0.654402343	0.823723229	0.869485631
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	200	320	260	360	150
		Q Óptimo (STB/día)	7	25	13	16	14.8
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2633.086414	1457.190199	4177.502338	1596.121602	2297.659939
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.320336811	1.14406004	0.594911221	0.732198426	0.677283544
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	240	330	300	360	170
		Q Óptimo (STB/día)	8.3	29	16	20	20.5
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2509.163696	1412.127393	4053.57962	1596.121602	2222.467931
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.379827933	1.327109647	0.732198426	0.915248032	0.938129233
BOMBA SUBSUELO		25-125-RHBC-8-3-1-1	20-150-RWBC-8-2	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RWBC-8-2	
Diámetro Tubería (pulgadas)		2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	
Velocidad de bombeo crítico (SPM)		5	5	6	10	10	

		COL 69	COL 12	COL 03	COL 45	COL 49	
ACTUAL	EF=1	Pwf Óptima (psi)	300	200	120	220	240
		Q Óptimo (STB/día)	8	4.5	3.7	8.3	11.3
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1862.519878	5159.786414	4208.631848	3876.825055	4755.363696
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.366099213	0.205930807	0.169320886	0.379827933	0.517115138
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	290	200	120	210	210
		Q Óptimo (STB/día)	8	3.8	2.8	6.5	8.8
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1900.115882	5159.786414	4208.631848	3907.805734	5729.815868
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.366099213	0.173897126	0.128134725	0.29745561	0.402709134
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	300	210	120	230	250
		Q Óptimo (STB/día)	9	5.3	3.7	9	12.5
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1862.519878	5128.805734	4208.631848	3845.844376	5583.361747
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.411861614	0.242540729	0.169320886	0.411861614	0.57203002
FUTURO	EF=1	Pwf Óptima (psi)	430	270	280	240	400
		Q Óptimo (STB/día)	31	12	10.8	14	23.5
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1373.771824	4942.921658	3712.940979	3814.863696	5034.158796
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	1.41863445	0.549148819	0.494233937	0.640673623	1.075416438
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	420	240	240	230	370
		Q Óptimo (STB/día)	29	9.5	9.5	11.8	18.7
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1411.367829	5035.863696	3836.863696	3845.844376	5143.999386
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	1.327109647	0.434742815	0.434742815	0.539996339	0.85575691
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	440	275	260	245	420
		Q Óptimo (STB/día)	32	12.5	11.3	15	24.3
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1336.17582	4927.431319	3774.902338	3799.373357	4960.931735
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	1.464396852	0.57203002	0.517115138	0.686436024	1.112026359
BOMBA SUBSUELO		20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	
Diámetro Tubería (pulgadas)		2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	2 7/8	
Velocidad de bombeo crítico (SPM)		10	9.5	--	--	5	

		COL 55	COL 58	COL 67	
ACTUAL	EF=1	Pwf Óptima (psi)	230	220	250
		Q Óptimo (STB/día)	9	10	21
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1806.444376	2136.940979	1172.483017
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.411861614	0.457624016	0.961010434
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	210	200	200
		Q Óptimo (STB/día)	6.7	7.7	26.8
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2208.115868	2057.529398	1810.072382
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.306608091	0.352370492	1.226432363
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	240	230	270
		Q Óptimo (STB/día)	9.6	10.7	21.8
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2098.275277	2097.511023	1514.347716
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.439319055	0.489657697	0.997620355
FUTURO	EF=1	Pwf Óptima (psi)	260	300	300
		Q Óptimo (STB/día)	12.5	14	29
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2025.048217	1821.501335	1387.608573
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.57203002	0.640673623	1.327109647
	EF=0.5	Pwf Óptima (psi)	240	250	280
		Q Óptimo (STB/día)	10.7	11.7	24
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	2098.275277	2018.651112	1472.101335
		SPM Óptimo (golpes por minuto)	0.489657697	0.535420099	1.098297639
	EF=1.5	Pwf Óptima (psi)	280	300	320
		Q Óptimo (STB/día)	13.5	14.8	30
		Profundidad Óptima de la bomba (ft)	1951.821157	1821.501335	1303.115811
		SPM Óptimo mínimo (golpes por minuto)	0.617792422	0.677283544	1.372872048
BOMBA SUBSUELO		20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	20-125-RHBC-8-3-1-1	
Diámetro Tubería (pulgadas)		2 7/8	2 7/8	2 7/8	
Velocidad de bombeo crítico (SPM)		--	--	7	

ANEXO F. NOMENCLATURA API PARA BOMBAS MECÁNICAS



RHA

RWA
RSA

RHB

RWB
RSB

RHT

RWT
RST

TH

TP

Fuente. www.oilproduction.net by Marcelo Hirschfeldt

API ROD (INSERT) PUMPS

Thin – wall, metal plunger

RWA – Stationary Barrel, Top Anchor.

RWB – Stationary Barrel, Bottom Anchor.

RWT – Travelling Barrel, Top Anchor.

Thin – wall, soft packed plunger

RSA – Stationary Barrel, Top Anchor.

RSB – Stationary Barrel, Bottom Anchor.

RST – Travelling Barrel, Top Anchor.

Heavy – wall, metal plunger (deep wells)

RHA – Stationary Barrel, Top Anchor.

RHB – Stationary Barrel, Bottom Anchor.

RHT – Travelling Barrel, Top Anchor.

API TUBING PUMPS

TH – heavy – wall barrel pumps with metal plungers.

TP – heavy – wall “Working Barrel” Pumps with Soft Packed Plunger

		25	200	R H B C	24	4	4
<i>Tubing</i>	15 (1,90" 48,3 mm) 20 (2 3/8" 60,3 mm) 25 (2 7/8" 73,0 mm) 30 (3 1/2" 88,9 mm) 40 (4 1/2" 114,3 mm)						
<i>Diámetro de pistón</i>	125 (1 1/4" 31,8 mm) 150 (1 1/2" 38,1 mm) 175 (1 3/4" 44,5 mm) 200 (2" 50,8 mm) 225 (2 1/4" 57,2 mm) 250 (2 1/2" 63,5 mm) 275 (2 3/4" 69,9 mm)						
<i>Tipo de Bomba</i>	R : insertable T : de tubing						
<i>Tipo de barril</i>	H : pared gruesa W : pared fina						
<i>Anclaje</i>	A : superior B : inferior T : inferior p/barril móvil						
<i>Tipo de Anclaje</i>	C : a copas M : mecánico						
<i>Longitud del barril, en pies</i>							
<i>Longitud nominal del pistón, en pies</i>							
<i>Longitud total de extensiones, en pies</i>							

Fuente. www.oilproduction.net by Marcelo Hirschfeldt

TAMAÑOS OPTIMOS DE PISTÓN EN LA BOMBA (Hasta 5000 Pies)	
Producción en superficie @ una tasa de eficiencia del 80% (B/D)	Tamaño Óptimo del Pistón (Pulgadas)
100	1 1/4-1 1/2
200	1 1/2-1 3/4
300	1 3/4-2
400	2-2 1/4
500	2 1/4-2 1/2
600	2 1/4-2 3/4

Fuente. Diplomado Producción UIS (Bombeo Mecánico)

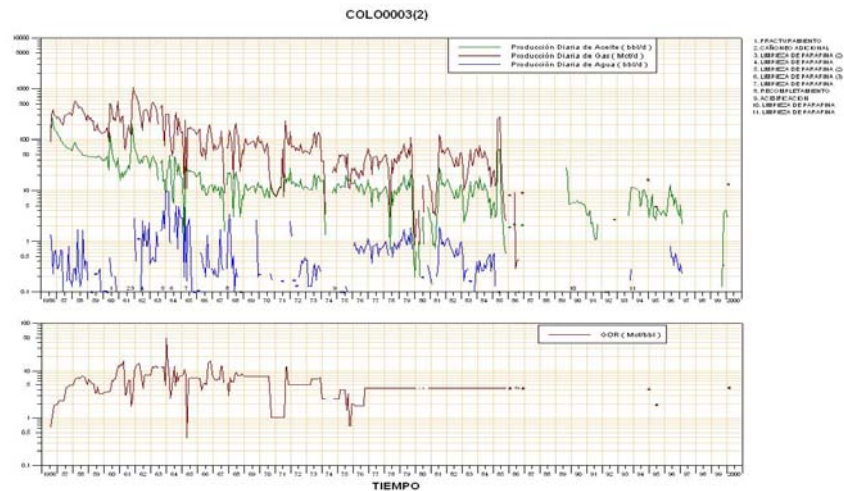
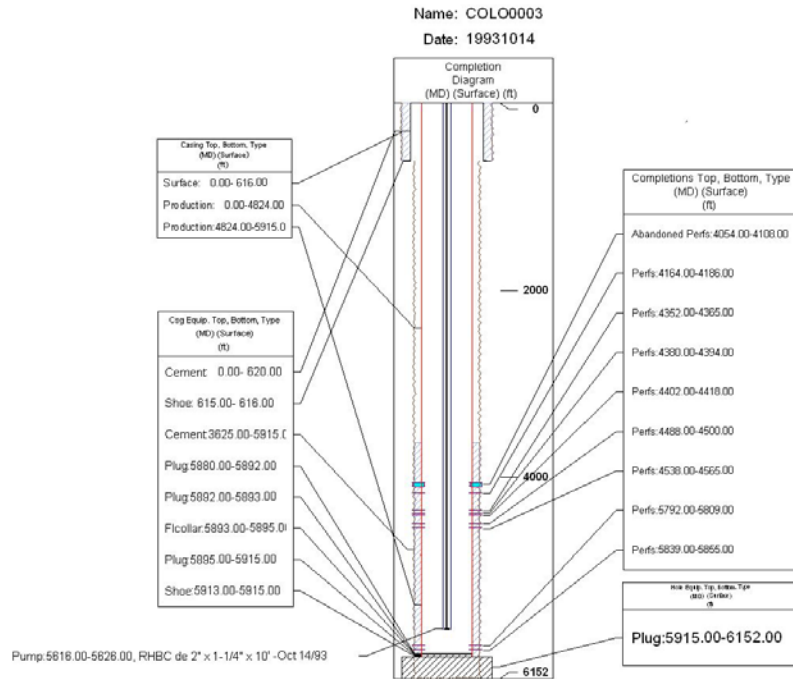
CONSTANTES DE LA BOMBA

Diámetro del Pistón (pulgadas)	Área del pistón (pulgadas²)	Constante de bomba, C (BPD/SPM/pulgadas de recorrido de la bomba)
7/8 (0.875)	0.6013	0.0892
1-1/6 (1.0625)	0.8866	0.1316
1-1/4 (1.250)	1.2272	0.1821
1-1/2 (1.500)	1.7671	0.2622
1-5/8 (1.625)	2.0739	0.3078
1-3/4 (1.750)	2.4053	0.3569
1-25/32 (1.7813)	2.4900	0.3699
2 (2.000)	3.1416	0.4662
2-1/4 (2.250)	3.9761	0.5901
2-1/2 (2.500)	4.9087	0.7285
2-3/4 (2.750)	5.9396	0.8814
3-1/4 (3.250)	8.2958	1.2310
3-3/4 (3.750)	11.045	1.6390
4-3/4 (4.750)	17.721	2.6297
5-3/4 (5.750)	25.967	3.8550

Fuente. Manual Nabla Corporation

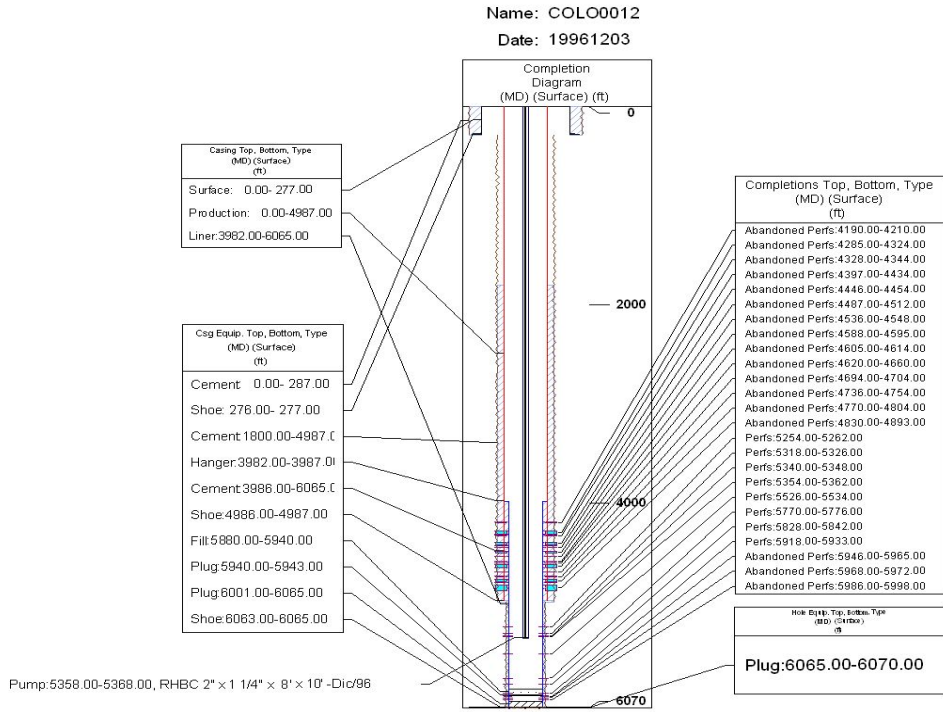
ANEXO G. ESTADOS MECÁNICOS E HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EVALUADOS

COL 03



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

COL 12



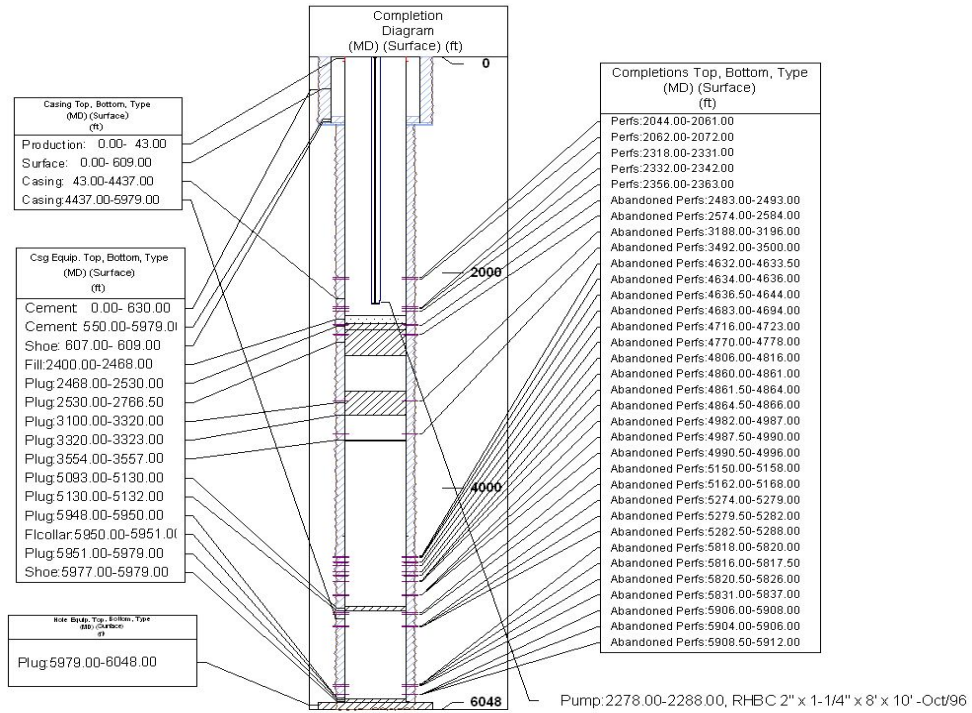
COL00012(2)



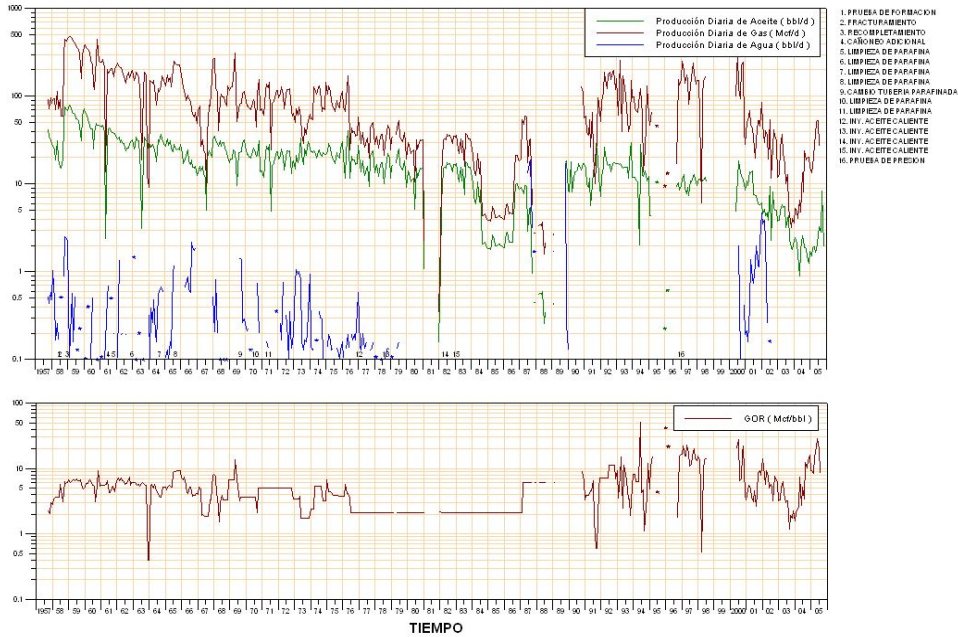
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

COL 36

Name: COLO0036
Date: 19961007

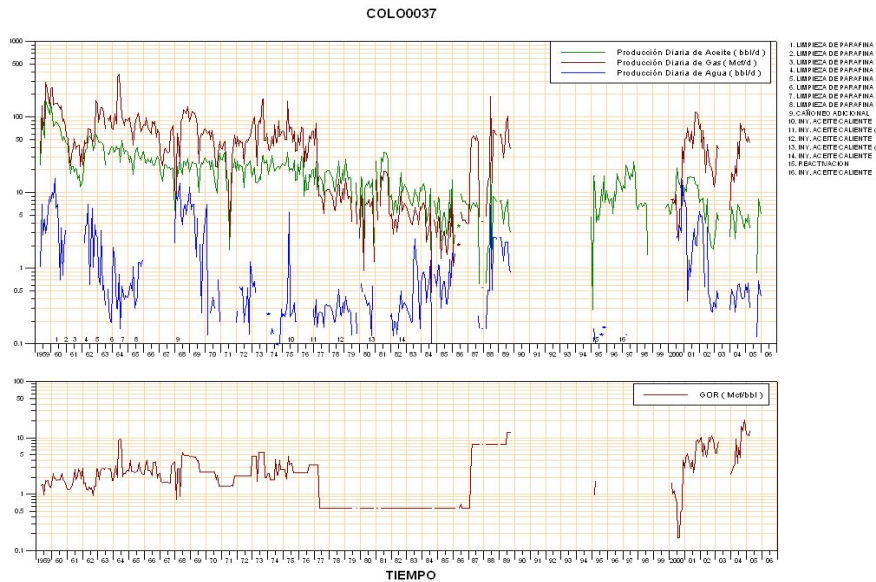
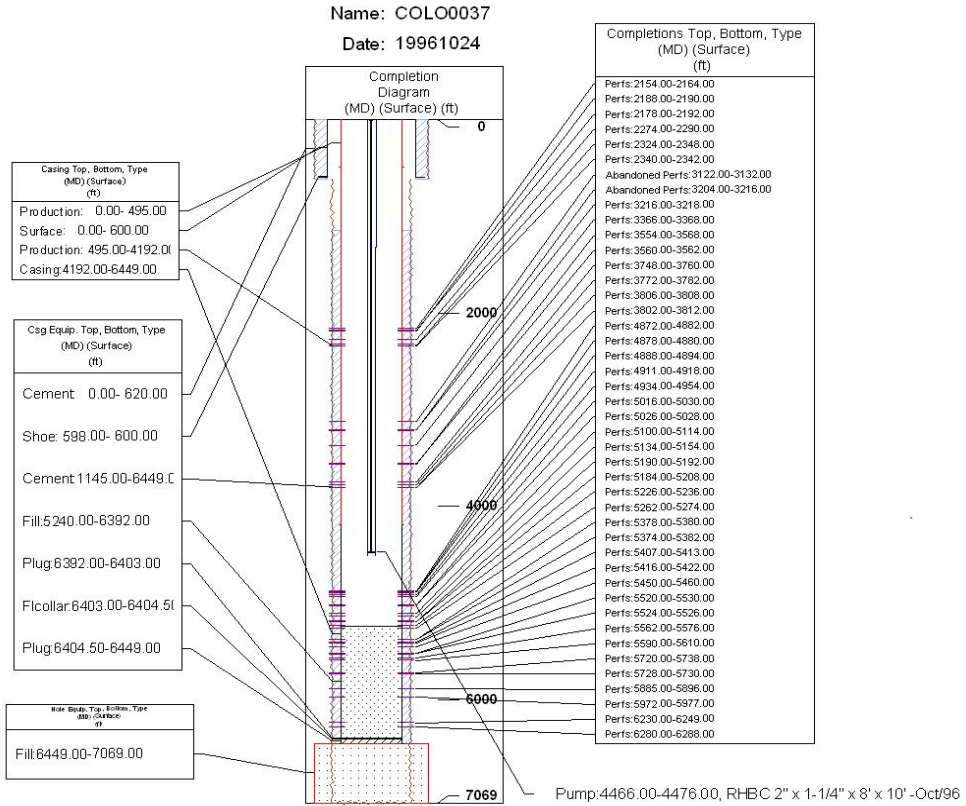


COLO0036(2)



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

COL 37

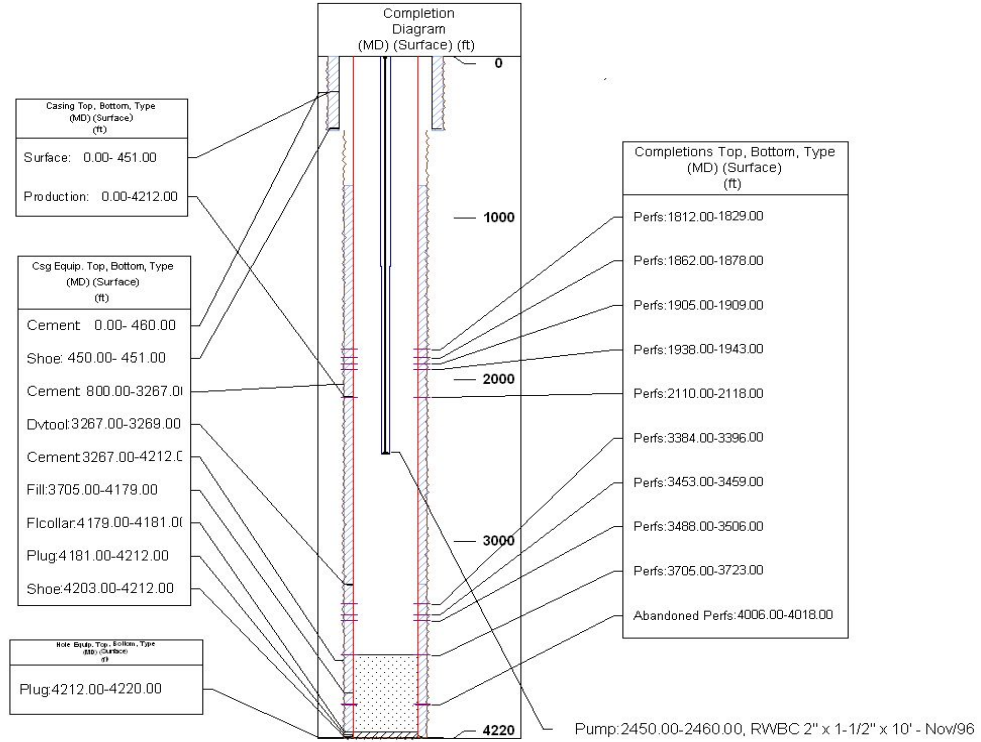


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

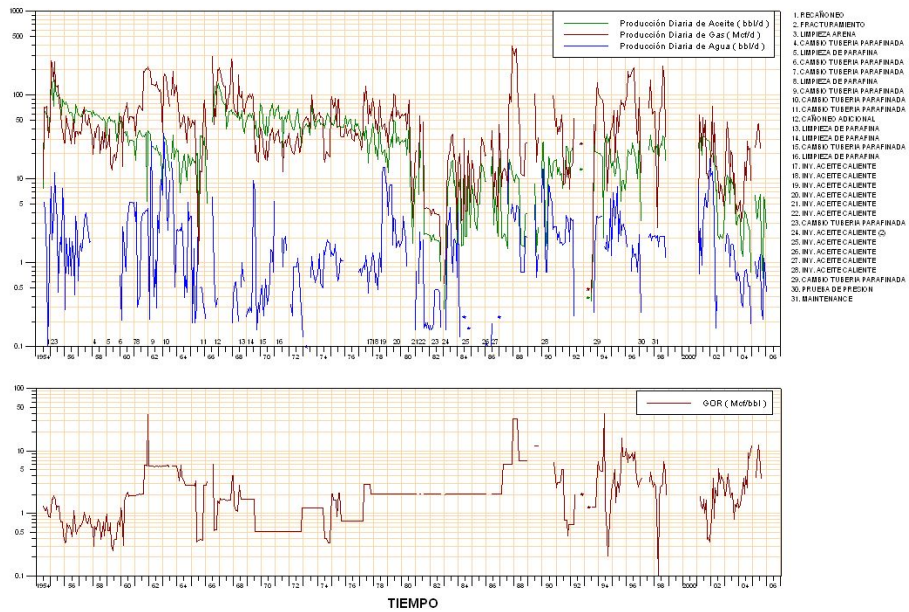
COL 38

Name: COLO0038

Date: 19961119



COL00038(2)

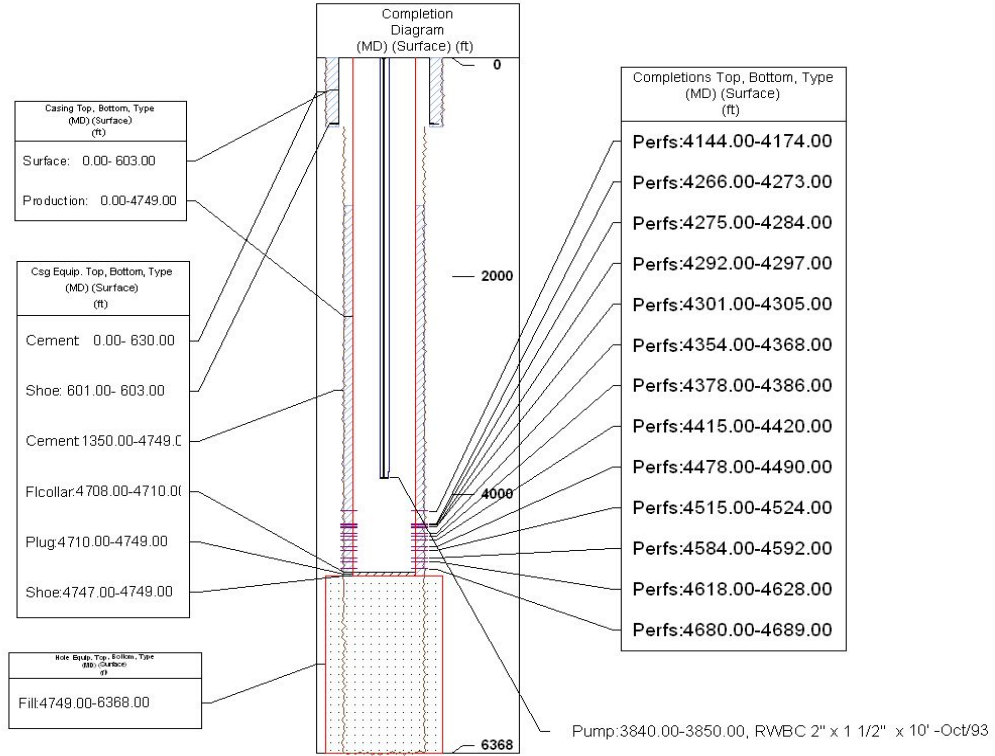


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

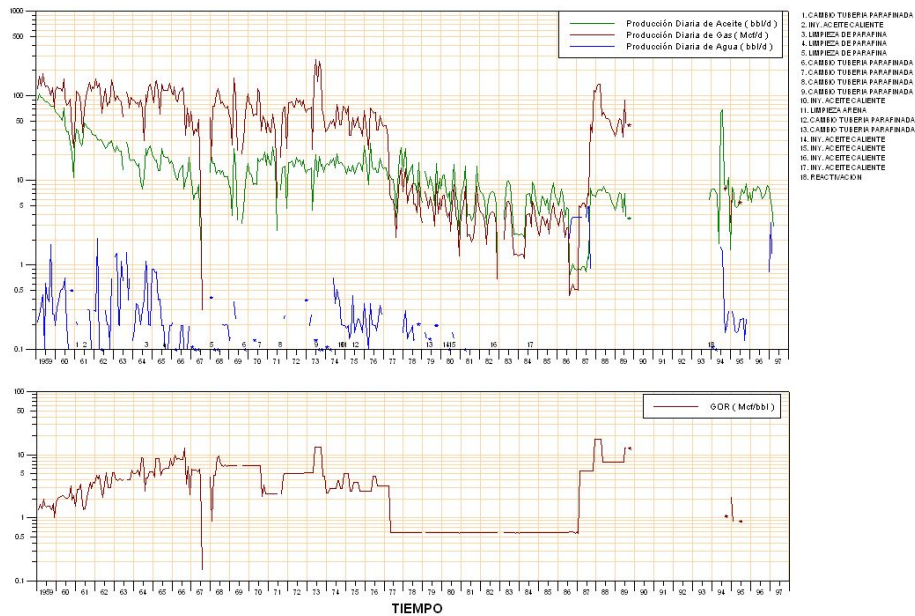
COL 45

Name: COLO0045

Date: 19931014



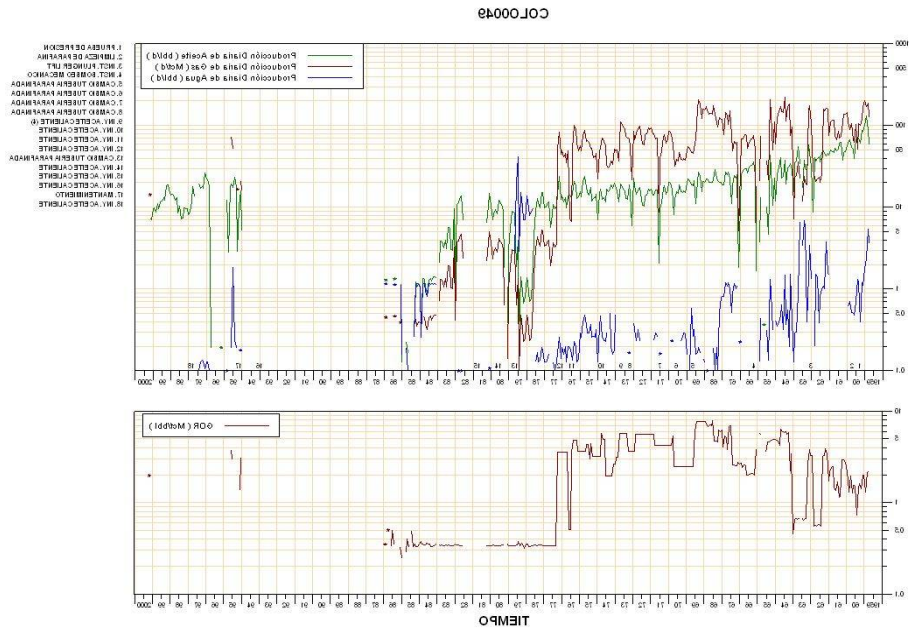
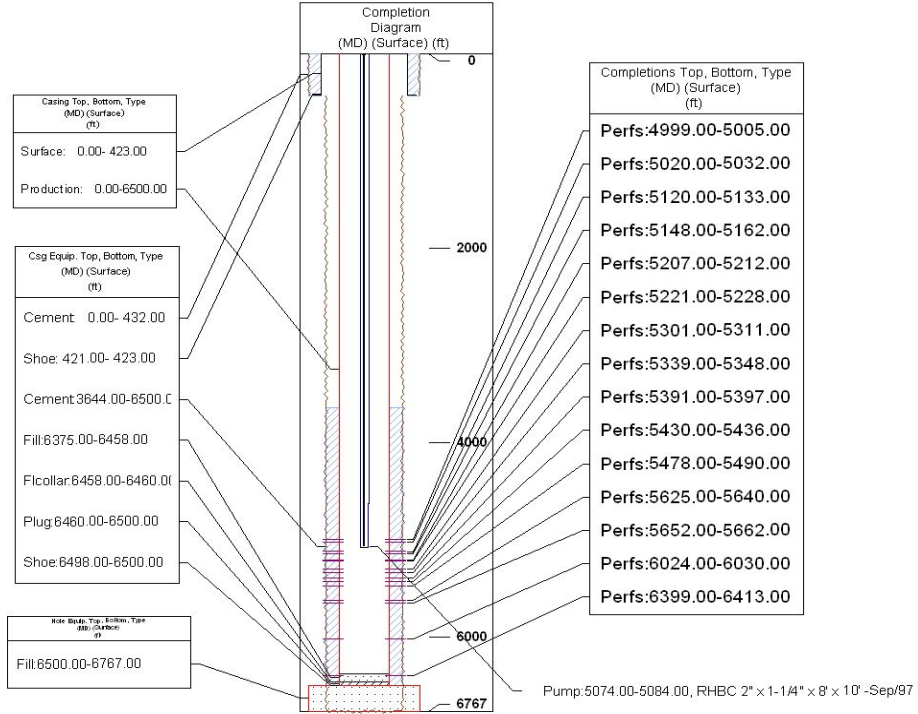
COLO0045



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

COL 49

Name: COLO0049
Date: 19970910

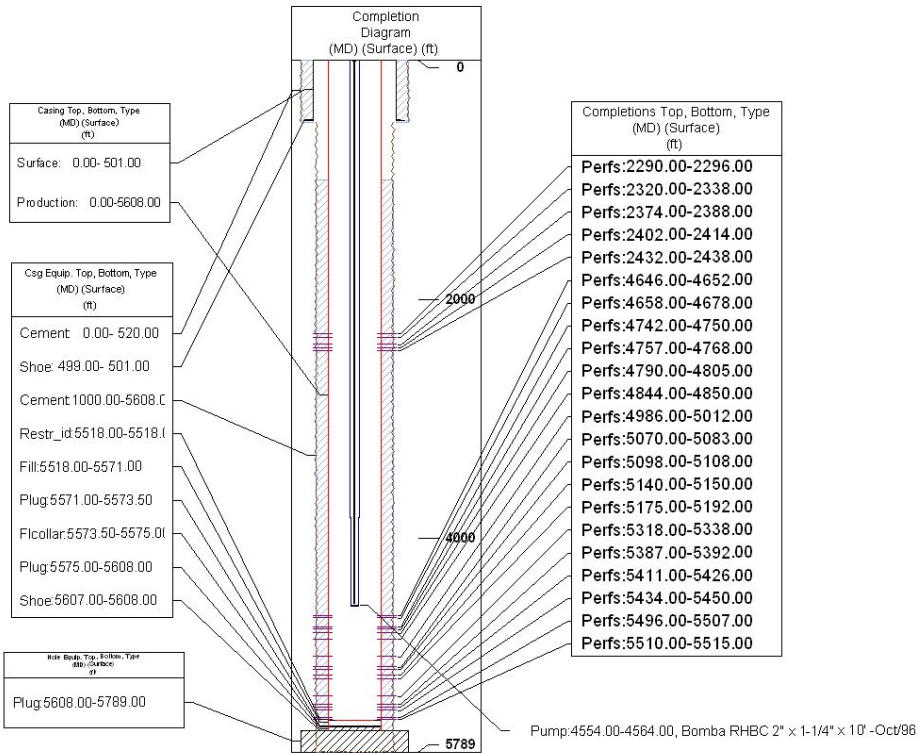


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

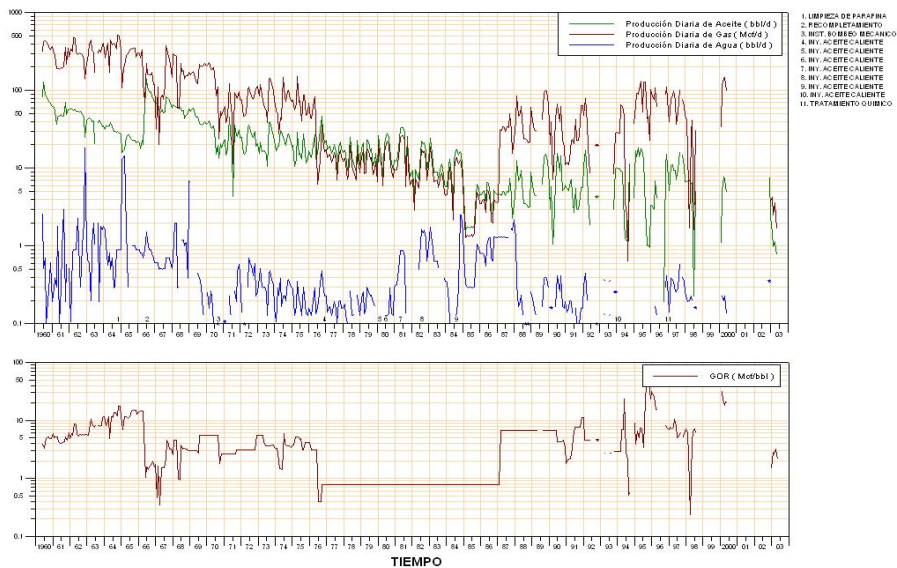
COL 55

Name: COLO0055

Date: 19961030



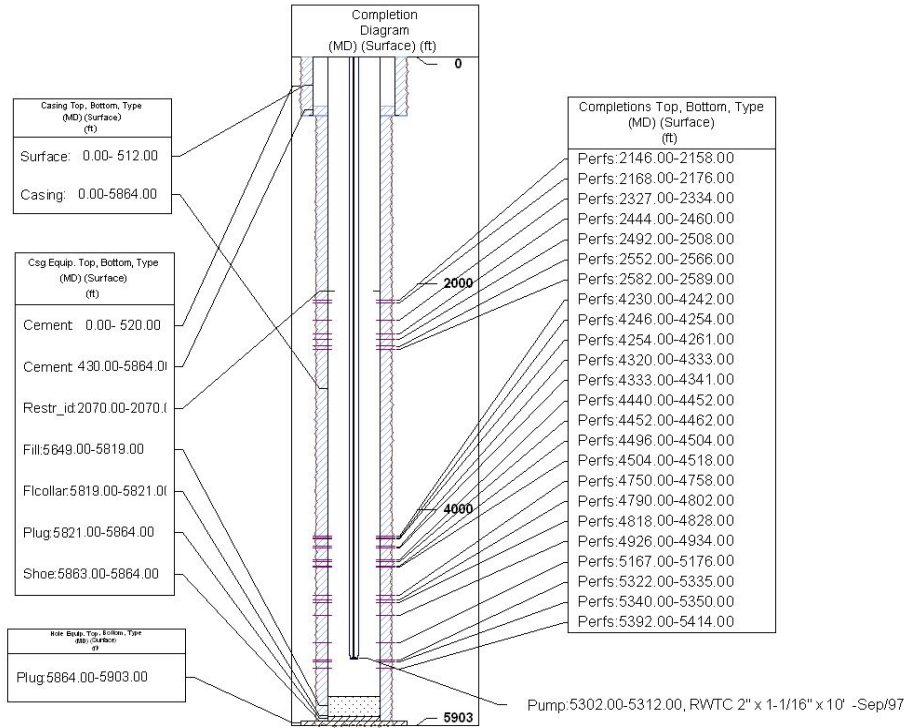
COL00055(2)



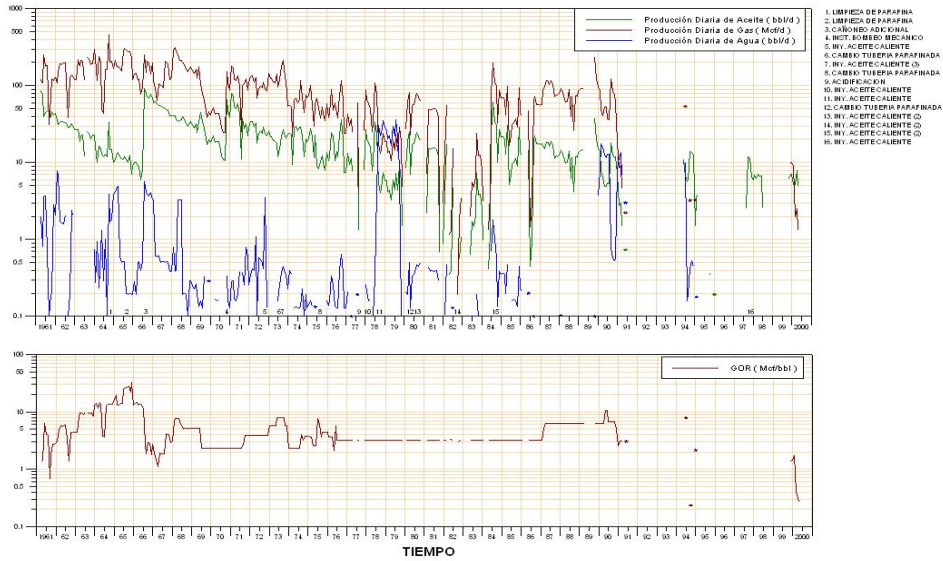
Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

COL 58

Name: COLO0058
Date: 19970912



COLO0058

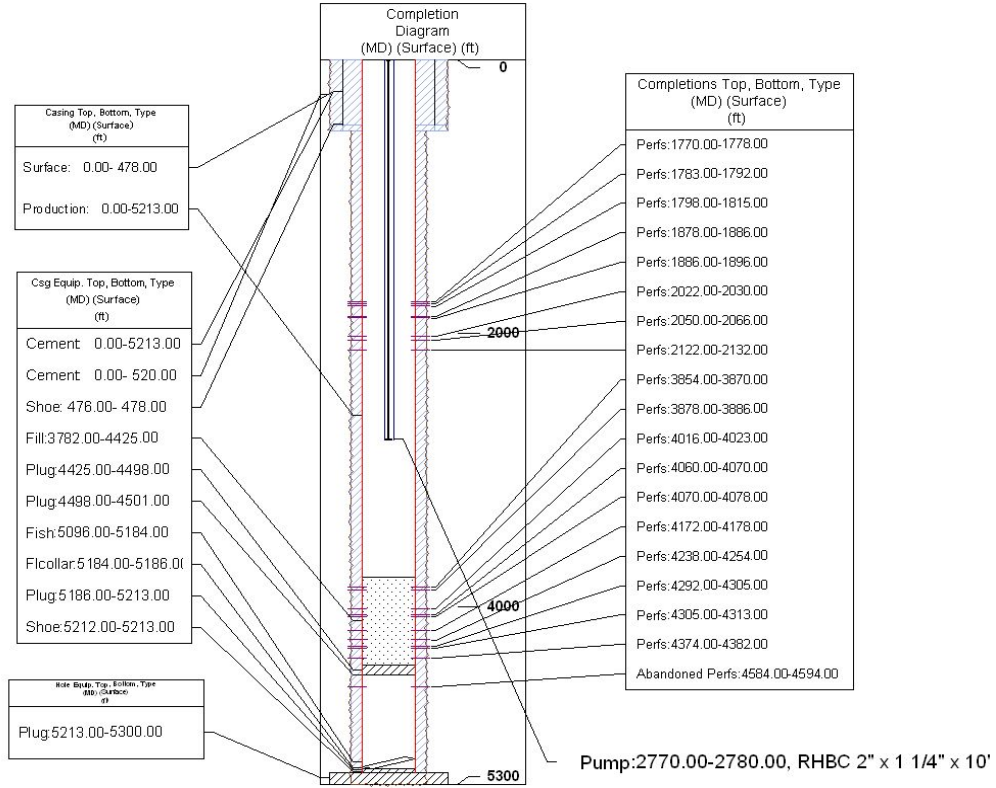


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

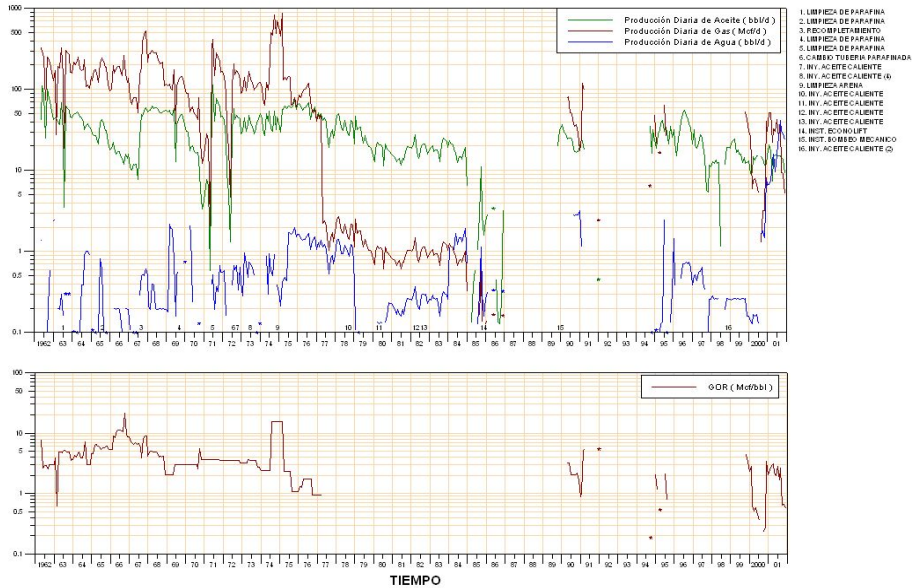
COL 67

Name: COLO0067

Date: 19981005



COLO0067(2)

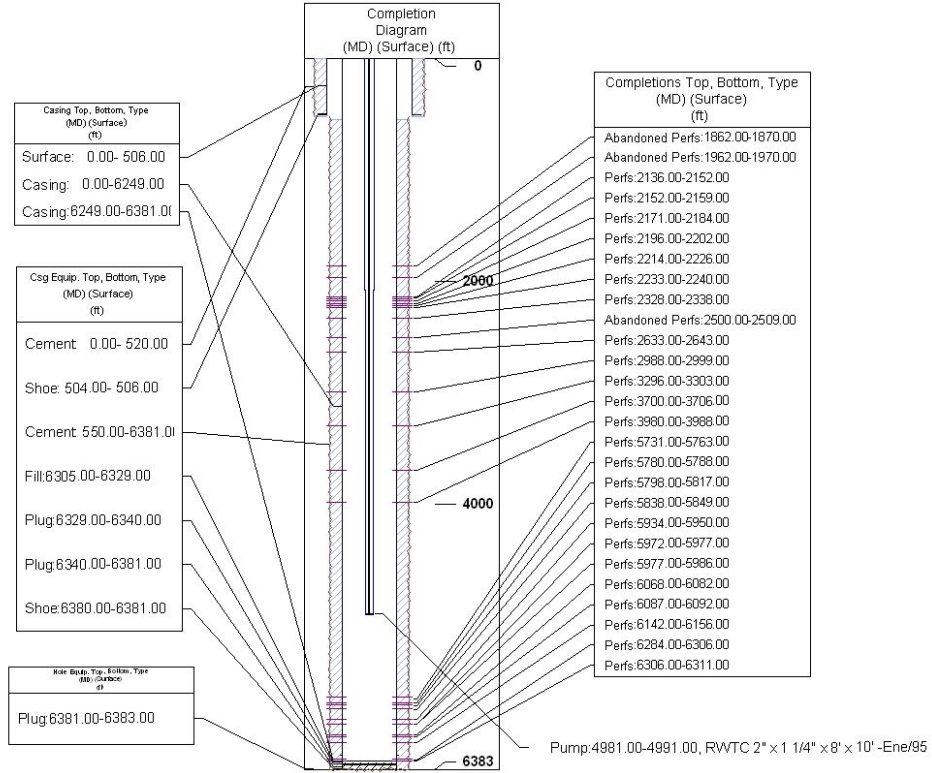


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

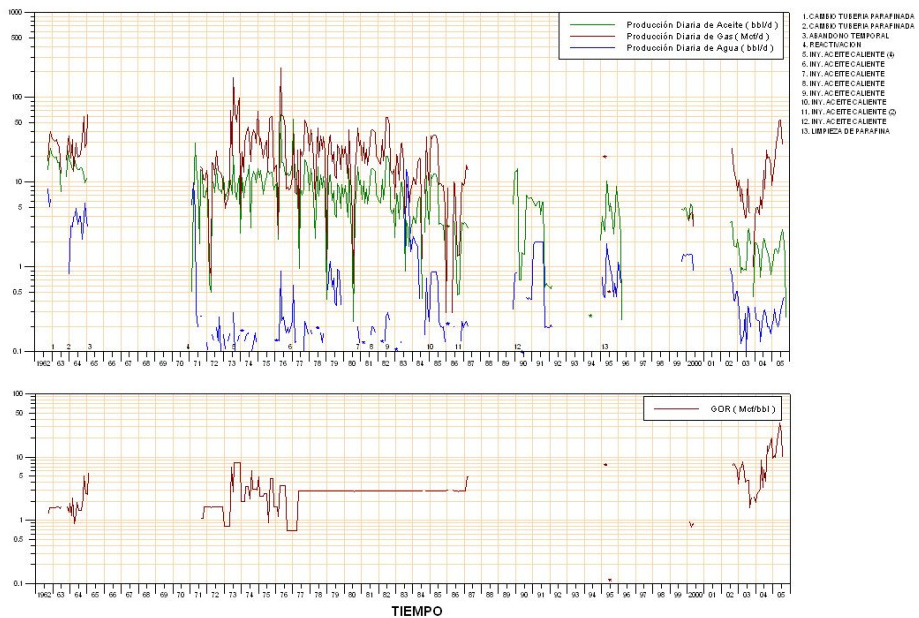
COL 69

Name: COLO0069

Date: 19950119



COL00069

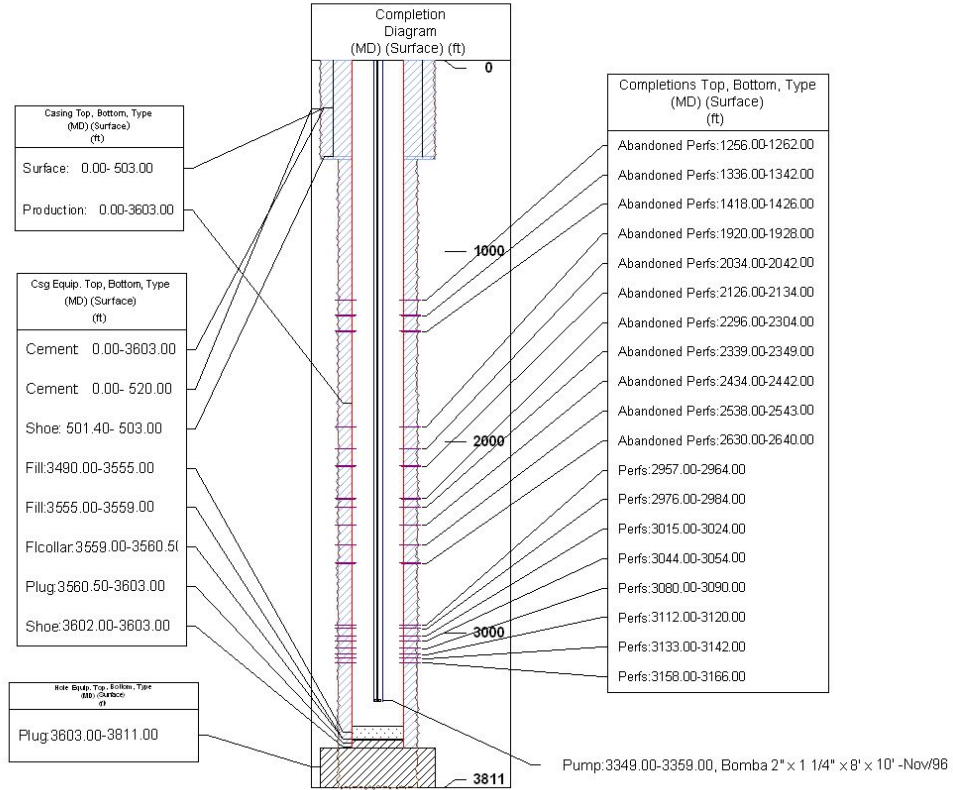


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

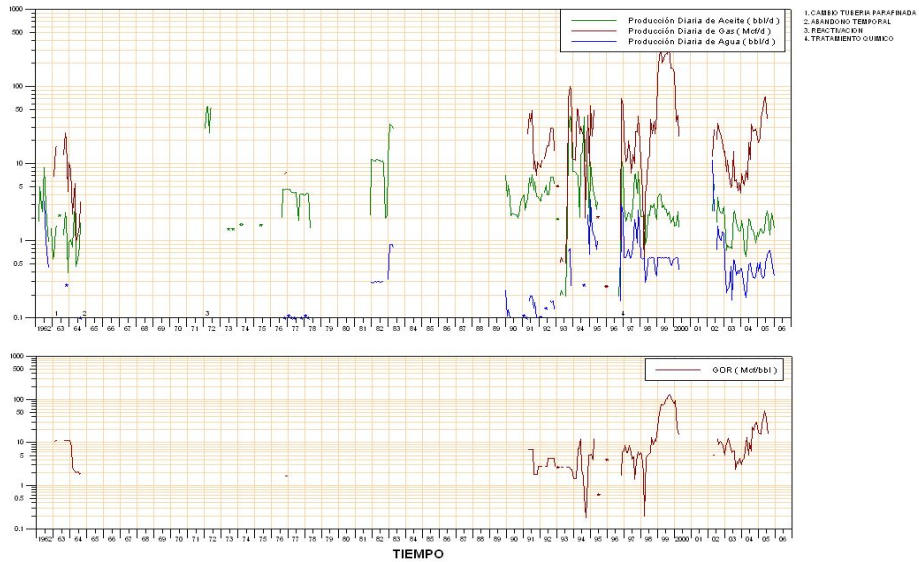
COL 70

Name: COLO0070

Date: 19961125



COL00070

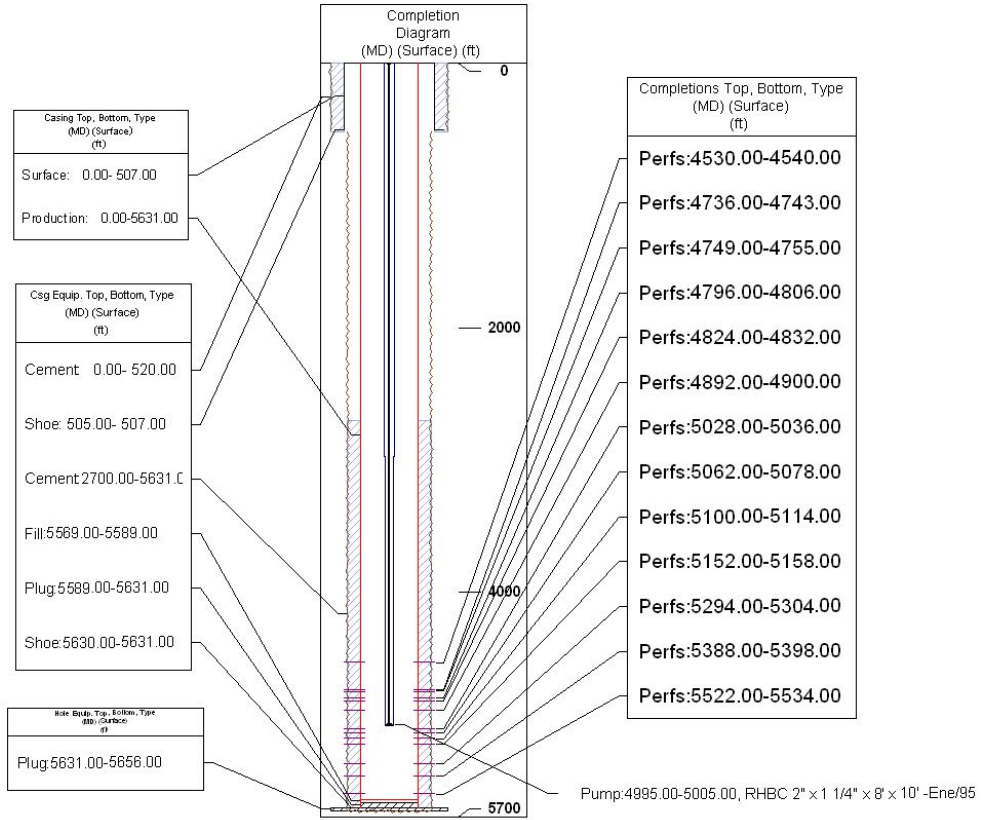


Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.

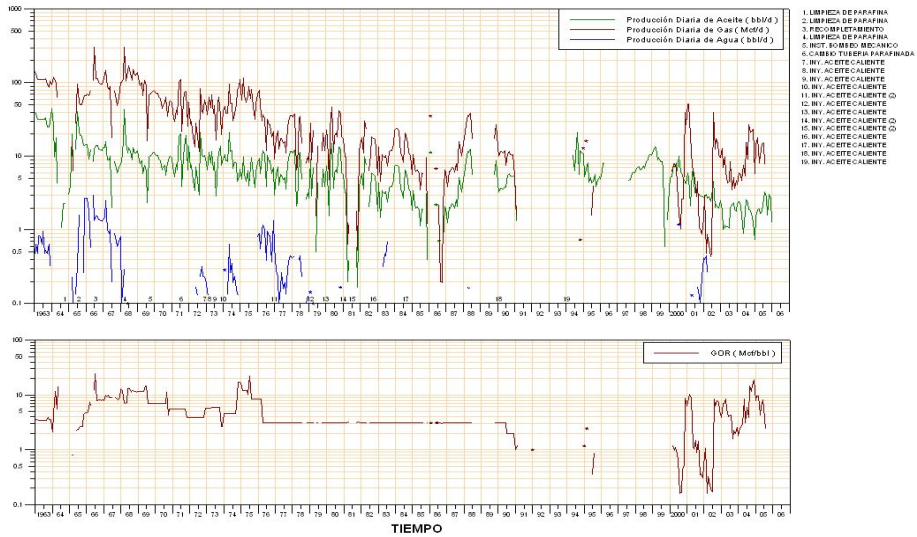
COL 75

Name: COLO0075

Date: 19950130



COLO0075(2)



Fuente: Coordinación de Ingeniería, Proyecto Campo Escuela Colorado – Convenio Universidad Industrial de Santander – Ecopetrol S.A.