

**ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
CAMPO GALÁN, OPERADO POR ECOPETROL S.A.**

**JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN
NATALIA PIAMONTE ARDILA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
CAMPO GALÁN, OPERADO POR ECOPETROL S.A.**

**JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN
NATALIA PIAMONTE ARDILA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, MSc.**

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

2011

DEDICATORIA

*Es grato poder llegar a un momento como este,
En donde el esfuerzo y la dedicación
De muchos se vé reflejada acá,
Por eso dedicamos este triunfo
A nuestros Padres,
Familiares y Amigos*

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros agradecimientos a:

Nuestros profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por compartir con nosotros su conocimiento, en especial al Ingeniero Fernando E. Calvete, por brindarnos su incondicional apoyo, asesoría y dirección a lo largo de la realización de este proyecto.

Al personal de Ecopetrol S.A por creer en este proyecto y brindarnos su apoyo durante este año, en especial a Raúl Amaya, Jorge Andrés SÁCHICA y Edwinder Bolaños..

A Oscar, Juliana, Jhon Jairo, Camila, John y a todas las personas que interactuaron con nosotros durante nuestra estadía en la Universidad.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	23
1.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	23
1.1.1 Producción de un pozo petrolero.	23
1.1.2 Recorrido de fluidos en el sistema	24
1.1.3 Perfiles de presión del sistema de producción.	25
1.1.4 Oferta y demanda de energía en fondo de pozo: Curvas VLP/IPR	26
1.2 COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS	27
1.2.1 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento	27
1.2.2 El IPR (Inflow Performance Relationship)	29
1.2.3 Flujo de una sola fase.	30
1.2.4 Flujo bifásico	32
1.2.5 IPR de Vogel	32
1.2.6 IPR compuesto (Vogel generalizado)	33
1.2.7 Método de Vogel – Standing	34
1.2.8 Método de Fetkovich	35
1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	36
1.3.1 Flujo de fluidos en el pozo y líneas de flujo	36
1.3.2 Correlaciones de flujo más usadas en tuberías	38
1.3.3 Variables del flujo multifásico	38
1.3.4 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías	45
1.4 ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN	46
1.4.1 Generalidades del Estudio Integrado de Producción	46
1.4.2 Análisis al comportamiento del pozo	46

1.4.3 Selección y ajuste de las correlaciones empíricas para determinar propiedades del petróleo	48
1.4.4 Selección y ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en tuberías.	48
1.4.5 Ajuste del comportamiento actual de producción	49
1.4.6 Análisis de optimización de la producción	49
1.4.8 Evaluación del efecto del completamiento de pozo	50
1.4.9 Análisis Nodal en el pozo	51
1.4.10 Análisis Nodal dinámico en sistemas de recolección	53
1.4.11 Sistemas de recolección	54
1.4.12 Análisis para sistemas multi-pozos	55
2. GENERALIDADES DEL CAMPO GALÁN	58
2.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	59
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	60
2.4 GEOLOGÍA	61
2.4.1 Estratigrafía	61
2.4.2 Geología Estructural	65
2.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	66
3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN AL CAMPO GALÁN	68
3.1 RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	68
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	70
3.3 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	71
3.3.1 Análisis de propiedades petrofísicas	72
3.3.2 Análisis de historias de producción	75
3.3.3 Cálculos de reservas	77
3.3.4 Índice de Heterogeneidad	79
3.3.5 Índice de Eficiencia del completamiento (IEC)	84
3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	87

3.4.1 Modelo de superficie	87
3.4.2 Modelo de pozo	88
3.5 ANÁLISIS NODAL	96
3.5.1 Análisis Nodal en el Punto Medio de Perforados (PMP)	97
3.5.2 Análisis Nodal en cabeza de pozo.	104
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	109
4.1 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	109
4.1.1 Trabajos de intervención	109
4.1.2 Evaluación de las Propiedades Petrofísicas para Trabajos de Workover	110
4.1.3 Análisis conjunto para la selección de pozos candidatos a intervenciones	114
4.1.4 Resultado del análisis conjunto para la selección de pozos candidatos a intervención.	117
4.2 ANÁLISIS NODAL	119
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	205
5.1 FLUJO DE CAJA	205
5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD	206
5.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	208
5.3.1 OPEX	208
5.3.2 CAPEX	208
5.3.3 Relación ingresos – egresos	209
5.3.4 Flujo de caja	209
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO	209
5.4.1 Análisis económico para la campaña de Fracturamiento Hidráulico	210
5.4.2 Costos asociados a intervención por Fracturamiento Hidráulico	210
5.4.3 Costos asociados a equipo	212
5.4.4 Costos asociados a producción diferida	213

5.4.5 Costos totales	213
5.4.6 Análisis de la inversión.	214
5.4.7 Flujo de caja de la campaña de Fracturamiento	215
6. CONCLUSIONES	218
BIBLIOGRAFÍA	220
ANEXOS	222

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento en pozos verticales.	31
Tabla 2. Correlaciones de flujo multifásico para transporte en tuberías	45
Tabla 3. Pozos Campo Galán Afectados por PMRB.	60
Tabla 4. Características de yacimiento del Campo Galán.	61
Tabla 5. Pozos activos, Campo Galán.	70
Tabla 6. Pronóstico de producción para al año 2030.	78
Tabla 7. Índice de Heterogeneidad para Producción acumulada de agua y petróleo.	80
Tabla 8. Identificación de cuadrantes HI	81
Tabla 9. Clasificación de los pozos del Campo según su desempeño	83
Tabla 10. Identificación de cuadrantes IEC	87
Tabla 11. Condiciones de presión generalizadas para el Campo Galán	95
Tabla 12. Condiciones operaciones, Galán-130.	95
Tabla 13. Valores de constantes para cañoneo sobrebalanceado.	98
Tabla 14. Valores de constantes para cañoneo bajobalanceado.	98
Tabla 15. Condiciones de operación pozo Galán 130.	99
Tabla 16. Datos Galán 130.	99
Tabla 17. Datos de entrada para análisis del Outflow.	101
Tabla 18. Valores de constantes para cañoneo bajobalanceado.	102
Tabla 19. Distribución de pozos por Separadores.	104
Tabla 20. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores, Campo Galán.	113

Tabla 21. Criterios de selección de los pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento.	116
Tabla 22. Intervenciones propuestas para pozos con buen potencial.	118
Tabla 23. Comportamiento de la producción en Separador 1.	198
Tabla 24. Comportamiento de la producción en Separador 2.	199
Tabla 25. Comportamiento de la producción en Separador 3.	200
Tabla 26. Comportamiento de la producción en Separador 4.	201
Tabla 27. Flujo de caja para Campaña de Recañoneo.	210
Tabla 28. Costos asociados a Movilización de equipo para Fracturamiento.	210
Tabla 29. Costos asociados a equipos para Fracturamientos Hidráulicos.	211
Tabla 30. Costos para operaciones de Fracturamientos Hidráulicos.	211
Tabla 31. Costos variables para Fracturamientos Hidráulicos.	212
Tabla 32. Costo total para Fracturamiento Hidráulico.	212
Tabla 33. Costos asociados a equipos para Fracturamiento Hidráulico.	213
Tabla 34. Costos asociados a producción diferida, Galán 137.	213
Tabla 35. Costos totales asociados a Fracturamiento Hidráulico, Galán 137.	214
Tabla 36. Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico, Galán 137.	214
Tabla 37. Capex – Fracturamiento Hidráulico.	215
Tabla 38. Capex – Fracturamiento Hidráulico.	216

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Producción de un pozo petrolero.	23
Figura 2. Curva de oferta y demanda de energía en fondo de pozo.	26
Figura 3. Curva típica de IPR para un pozo de aceite.	29
Figura 4. Inflow Performance Relationship (IPR).	30
Figura 5. IPR de Vogel generalizado para yacimientos con dos fases parciales.	33
Figura 6. Patrones y regímenes de flujo para tubería horizontal, Beggs y Brill.	43
Figura 7. Estudio Integrado de Producción.	46
Figura 8. Perfiles de presión en un sistema de producción.	47
Figura 9. Efecto en el cambio de tamaño de la tubería de producción.	50
Figura 10. Efecto de la densidad de perforados.	51
Figura 11. Distribución de nodos utilizados en Análisis Nodal TM.	52
Figura 12. Distribución de nodos en un Sistema de Recolección.	54
Figura 13. Sistema de múltiples pozos.	56
Figura 14. Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto 1).	57
Figura 15. Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto 3).	57
Figura 16. Ubicación geográfica del Campo Galán.	58
Figura 17. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	64
Figura 18. Geología Estructural del área Llanito-Gala-Galán	65
Figura 19. Comportamiento de la producción del Campo Galán.	66
Figura 20. Mapa base del Campo Galán.	71
Figura 21. Mapas de porosidad, permeabilidad y espesor neto.	72
Figura 22. Mapa de calidad de la roca.	73
Figura 23. Mapa de capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento.	74
Figura 24. Mapa de comportamiento actual de la producción del Campo	75
Figura 25. Mapa de comportamiento de la producción con el tiempo, Campo Galán.	76

Figura 26. Curva de declinación del Campo Galán.	79
Figura 27. Índice de Heterogeneidad del Agua de producción acumulada vs Índice de Heterogeneidad de Aceite de producido acumulado, Campo Galán.	82
Figura 28. Índice de Heterogeneidad del Agua de producción acumulada vs Índice de Heterogeneidad de Aceite de producido acumulado, pozos activos.	84
Figura 29. Eficiencia del Completamiento: Índice de Heterogeneidad de propiedades petrofísicas de la roca vs HI del petróleo acumulado, pozos activos.	85
Figura 30. Eficiencia del Completamiento – Comportamiento regional de la productividad.	87
Figura 31. Modelo de Superficie, Campo Galán.	88
Figura 32. Modelo de pozo para varias arenas	89
Figura 33. Carga de datos de desviación del pozo Galán-123.	90
Figura 34. Perfiles de Presión y Temperaturas para necesarios para llevar fluido a superficie.	91
Figura 35. Factor Volumétrico de Formación, Galán-130.	92
Figura 36. Calibración del Factor Volumétrico de Formación, Galán-130.	93
Figura 37. Calibración de la viscosidad del aceite, Chew&Connally.	94
Figura 38. Calibración de Correlaciones de Flujo, Galán 130.	96
Figura 39. Curvas IPR para diferentes densidades de cañoneo, Galán-130.	100
Figura40. Incremento de la tasa de flujo, según la densidad de perforaciones, Galán-130.	100
Figura 41. Curva de Outflow, Galán-130.	103
Figura 42. Curva de Outflow, Galán-130.	103
Figura43. Análisis Nodal en cabeza de pozo, Galán 130.	105
Figura 44. Comportamiento de la producción en Separador 1.	198
Figura 45. Comportamiento de la producción en Separador 2.	199
Figura 46. Comportamiento de la producción en Separador 3.	200
Figura 47. Comportamiento de la producción en Separador 4.	201

Figura 48. Mejor escenario para optimización de la producción del separador 1.	202
Figura 49. Mejor escenario para optimización de la producción del separador 2.	202
Figura 50. Mejor escenario para optimización de la producción del separador 3.	203
Figura 51. Mejor escenario para optimización de la producción del separador 4.	203
Figura 52. Producción incremental versus producción básica para la campaña de Fracturamiento Hidráulico.	217

LISTA DE ANEXO

	Pág.
ANEXOS	222
ANEXO A. HISTORIAL DE INTERVENCIONES – POZOSACTIVOS	222
ANEXO B. INFORMACIÓN DENSIDAD ÓPTIMA DE PERFORACIONES	235
ANEXO D. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO GALÁN	252

RESUMEN

TITULO¹: ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CAMPO GALÁN, OPERADO POR ECOPETROL S.A.

AUTORES²: JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN, NATALIA PIAMONTE ARDILA

PALABRAS CLAVES: Estudio integrado, análisis nodal, evaluación de desempeño, inflow, outflow, sistema de producción, workover.

DESCRIPCIÓN

Teniendo en cuenta que las condiciones económicas y operacionales de la exploración de hidrocarburos hacen que cada vez sea más difícil encontrar yacimientos con grandes reservas, las empresas operadoras enfocan su atención en la optimización de la producción de campos maduros, integrando estratégicamente disciplinas como la geología y la ingeniería de petróleos. En esencia, este estudio pretende realizar un análisis conjunto al sistema de producción y recolección del Campo Galán, operado por Ecopetrol S.A.

Este trabajo enfatiza la necesidad de considerar el sistema de producción como un conjunto, evaluando el comportamiento actual de los pozos, seleccionando y ajustando correlaciones empíricas para determinar las propiedades del petróleo y las correlaciones de flujo multifásico en tuberías, con el fin de identificar oportunidades de optimización por medio de un Análisis Nodal TM.

Este trabajo estudiará el comportamiento de la producción del campo, según las condiciones del yacimiento (evaluadas mediante un sistema de evaluación de desempeño con OFM – Oil Field Manager), el diseño mecánico de los pozos y el sistema de recolección, por medio de un modelamiento en Pipesim (de Schlumberger), identificando varios escenarios de optimización.

Además se evaluará la factibilidad económica de aplicar los trabajos sugeridos como resultado de este estudio, este análisis se realizará por medio del estudio de diferentes indicadores, los cuales serán empleados con el fin de demostrar la conveniencia de la implementación de los trabajos propuestos en Campo Galán, teniendo en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo, basados en el valor presente neto y la tasa interna de retorno.

¹Trabajo de Grado

²Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González.

ABSTRACT

TITLE³: INTEGRATED PRODUCTION STUDY FOR OPTIMIZATION OF FIELD GALÁN, OPERATED BY ECOPETROL S.A.

AUTHORS⁴: JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN, NATALIA PIAMONTE ARDILA

KEY WORDS: Integrated study, nodal analysis, performance evaluation, inflow, outflow, production system, workover.

DESCRIPTION

Given the economic and operating conditions of oil exploration made it more difficult to find fields with large reserves, the operating companies focus their attention on optimizing the production of mature fields, strategically integrating the disciplines of geology and petroleum engineering. In essence, this study intends to do an analysis of all production and recollection system Galán field, operated by Ecopetrol S.A.

This paper emphasizes the need to consider the production system as a whole, evaluating the current behavior of the wells, selecting and fitting empirical correlations to determine the properties of oil and correlations of multiphase flow in pipelines, in order to identify opportunities for optimization through a Nodal Analysis.

This work studies the behavior of field production, according to reservoir conditions (assessed by a system of performance evaluation with OFM – Oil Field Manager), the mechanical design of wells and collection system, through a modeling in PIPESIM (Schlumberger), identifying a lot of optimization scenarios.

It also assessed the economic feasibility of applying the suggested work as a result of this study, this analysis will be done through the study of various indicators, which will be used to demonstrate the appropriateness of implementing the proposed work at Galán Field, taking into account the behavior of the value of money over time, based on net present value and internal rate of return.

³Work Degree

⁴Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ.

INTRODUCCIÓN

Continuamente las compañías productoras de petróleo y gas dedican su esfuerzo a mejorar sus resultados financieros, dándole valor agregado a sus compañías. Ya sea a mediano o a largo plazo, esos esfuerzos se enfocan a acelerar la producción de las reservas probables o en un futuro más lejano a maximizar el factor de recobro de los yacimientos. Teniendo en cuenta que la mayor parte de la producción mundial proviene de campos maduros, y que cada vez se hace más difícil encontrar yacimientos con grandes reservas debido a las condiciones económicas y operacionales, se están combinando estratégicamente disciplinas de la geología y la ingeniería de petróleos para optimizar el proceso de producción.

El sistema de producción normalmente – aquel que tiene la capacidad de transportar fluidos del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleos, agua y gas - se divide en subsistemas (yacimiento, pozo y facilidades de superficie) que por lo general son tratados independientemente tanto en diseño como en operación, pero para lograr una verdadera “optimización” se hace necesario que el sistema se analice de una forma global, de una forma integrada.

Un estudio integrado de producción es una combinación estratégica de los modelos de yacimiento y de superficie (que incluye el modelo de pozo). El objetivo de utilizar un “modelo integrado de producción” es predecir el comportamiento del yacimiento, evaluando el diseño mecánico de los pozos y el sistema de recolección de un campo. El modelo de yacimiento caracteriza la energía que posee el yacimiento y la capacidad de entrega que este posee, por otro lado, el modelo de pozo se utiliza para evaluar cambios de presión y temperatura dentro del mismo. Como las facilidades están compuestas por varios elementos (entre

otros: manifolds, líneas de producción, separadores), el modelo de facilidades puede especificar límites para producción y/o inyección del campo.

El objetivo central de este estudio es realizar un análisis conjunto, por medio de Análisis Nodal TM a los sistemas de producción de los pozos y el sistema en superficie del Campo Galán, operado por Ecopetrol S.A ya que es una técnica apropiada y fácil de implementar, sin embargo requiere de la selección correcta de los nodos para realizar el análisis. Por eso, es necesario entender los conceptos referentes a esta técnica para lograr interpretar sus resultados.

De tal forma, se estructuró el presente texto en cinco capítulos, para proveer al lector un mejor entendimiento este trabajo. El primer capítulo es una revisión de los fundamentos y generalidades necesarios para entender un estudio integrado de producción. La segunda parte, muestra algunas consideraciones necesarias a tener en cuenta para la aplicación particular de este estudio, ya que presenta las generalidades del Campo. En la tercer parte se explica la metodología utilizada, inicialmente se realizó un análisis avanzado de ingeniería, por medio de la revisión exhaustiva de la información existente del yacimiento y los 26 pozos activos, obteniendo una serie de resultados que pueden llegar a sugerir diferentes alternativas que contribuyan al desarrollo progresivo de la producción de las reservas existentes en el campo, luego, se realizó un análisis al sistema de producción por medio de Análisis Nodal TM orientado a generar escenarios de optimización, tanto en el pozo, como en el sistema de recolección. El capítulo cuatro muestra los resultados del estudio aplicado a los pozos activos del campo. Finalmente se realizó una evaluación económica para determinar la factibilidad de aplicación de las propuestas generadas a través de este estudio, en función del incremento de producción de los pozos.

1. EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

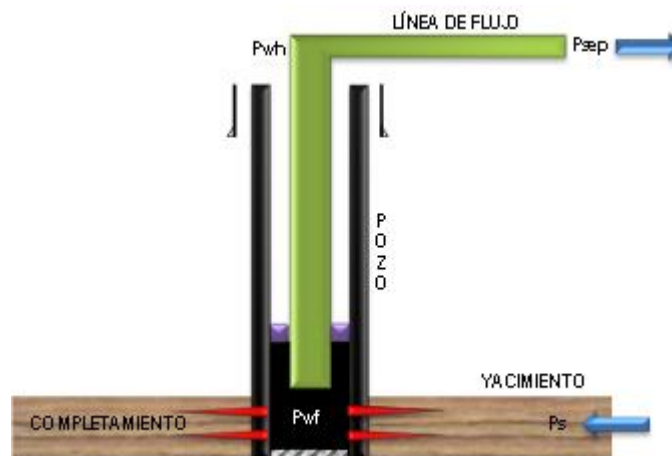
1.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Al sistema de producción lo componen el yacimiento, el completamiento, el pozo y las líneas de flujo (y sus respectivos accesorios). Un yacimiento es una unidad de almacenamiento y flujo del subsuelo, interconectado por condiciones naturales, mientras que el pozo y las facilidades de superficie son estructuras construidas por el hombre para la explotación, control, tratamiento y transporte de hidrocarburos.

1.1.1 Producción de un pozo petrolero.

El proceso de producción de un pozo, comprende el recorrido de los fluidos desde el medio poroso hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 1 se muestran los componentes claramente identificados: Yacimiento (Medio poroso), Completamiento, Pozo y Línea de flujo superficial.

Figura 1. Producción de un pozo petrolero.



Fuente:BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal TM Analysis. 2003. (Modificado)

Existe una presión de inicio del proceso, dada por el yacimiento, la presión estática, presión de fondo y una presión final que hace referencia a la presión del separador.

1.1.2 Recorrido de fluidos en el sistema

- Recorrido en el medio poroso

El movimiento de los fluidos empieza en el yacimiento a una distancia r_e donde la presión toma un valor de P_{ws} , se desplaza por el medio poroso hasta llegar a la cara de la formación; Durante este desplazamiento el fluido pierde energía según su capacidad de flujo ($K_o \cdot h$), daño de cara de formación y resistencia al flujo (μ_o). Mientras más grande sea el pozo mayor será el área de comunicación con el yacimiento.

- Recorrido en las perforaciones

Los fluidos que vienen del yacimiento atraviesan el completamiento del pozo. La pérdida de energía se debe a la sobrecompactación a través del túnel perforado y la longitud de penetración de la perforación, si el completamiento es un revestidor cementado y perforado, o, a la poca área expuesta a flujo, si se realizó un empaquetamiento con grava. Al atravesar el completamiento los fluidos entran al fondo del pozo con un valor de presión de P_{wf} .

- Recorrido en el pozo

Un pozo puede definirse como la interface necesaria, entre el yacimiento y las facilidades, necesaria para la producción de fluidos de subsuelo a superficie. En el pozo, los fluidos se desplazan a través de la tubería venciendo la fricción con las paredes internas y la fuerza de la gravedad. Del pozo los fluidos llegan a la cabeza de pozo con una presión P_{wh} .

- Recorrido en las líneas de flujo de superficie

Al salir del pozo, los fluidos atraviesan la línea de flujo de superficie hasta llegar al separador en la estación de flujo, que separa el gas del petróleo. Al separador, los fluidos llegan con una presión P_{sep} .

1.1.3 Perfiles de presión del sistema de producción.

Conocer el comportamiento de la presión a lo largo del sistema de producción es esencial para evaluar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un yacimiento. Dependiendo del comportamiento de las pérdidas de presión, la capacidad de producción del sistema se comporta según un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía para transportar los fluidos a superficie.

Las pérdidas totales de energía corresponden a la suma de las pérdidas de energía en forma de presión:

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_{comp} + \Delta P_p + \Delta P_{ls} \quad \text{Ecuación 1}$$

Con:

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

Ecuación 2

$$\Delta P_{comp} = P_{wfs} - \Delta P_{wf} \quad = \text{Caída de presión en el completamiento. Ecuación 3}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - \Delta P_{wh} \quad = \text{Caída de presión en el pozo. Ecuación 4}$$

$$\Delta P_{ls} = P_{wh} - \Delta P_{sep} \quad = \text{Caída de presión en la línea de flujo en superficie. Ecuación 5}$$

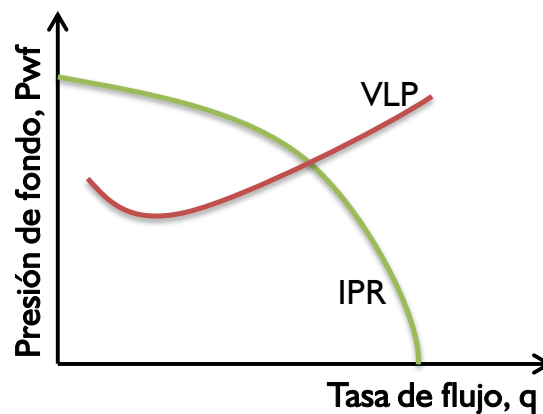
Tradicionalmente el balance de energía se realiza tomando como referencia el fondo del pozo, sin embargo, se pueden elegir puntos o nodos de la trayectoria del proceso para realizar el estudio.

El balance de energía se realiza asumiendo varias tasas de flujo y para cada una de ellas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para desplazar el fluido al separador.

1.1.4 Oferta y demanda de energía en fondo de pozo: Curvas VLP/IPR

La representación gráfica de la presión de entrada al nodo en función de la tasa de producción se denomina curva de oferta de energía del yacimiento – Inflow Curve, y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo, también en función del caudal de producción, se denomina curva de demanda de energía – Outflow Curve. Si ubica el nodo en el fondo de pozo, la curva de oferta es el IPR (Inflow Performance Relationship) y de la demanda es la VLP (Vertical Lift Performance).

Figura 2. Curva de oferta y demanda de energía en fondo de pozo.



Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

1.2 COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

1.2.1 Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento

La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de estos, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, las heterogeneidades del yacimiento, entre otros. Para describir el flujo de fluidos a través del tiempo, se pueden utilizar modelos matemáticos basados en soluciones numéricas de la ecuación de difusividad, con tal fin, y dependiendo de los periodos de flujo existentes en el yacimiento, se desarrollaron diferentes ecuaciones que rigen su comportamiento.

Los regímenes de flujo son:

- Periodo de flujo transiente temprano (yacimiento infinito).
- Periodo de flujo transiente tardío (periodo de flujo transicional).
- Periodo de flujo pseudo-estable para sistemas cerrados (yacimiento finito).
- Flujo estable para sistemas de fronteras externas con presión constante.

Las siguientes ecuaciones son soluciones de la ecuación de difusividad. La más común y más útil, es la solución de tasa terminal constante; para la cual la condición inicial es el yacimiento a presión de equilibrio, P_i , con el pozo produciendo a una tasa constante q , en la cara del pozo, $r = r_w$.

- Flujo transiente temprano. Régimen de flujo donde el radio de propagación no ha alcanzado los límites del yacimiento, por lo que se asume que este actúa como infinito.

En unidades de campo,

$$P_{r,t} = P_i - \frac{141,2 * q * \beta * \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} E_i(x) \right] \quad \text{Ecuación 6}$$

$E_i(x)$ es la integral exponencial que está dada por,

$$E_i(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde x es,

$$X = \frac{\phi * \mu * C_t * r^2}{4kt} \quad \text{Ecuación 8}$$

- **Flujo transiente tardío.** Ocurre cuando $r = r_w$, y en unidades de campo está dada por la ecuación 1-9, así:

$$\hat{P} = \bar{P} - \frac{141,2 * q * \mu * \beta}{kh} * \left(\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde,

$$\bar{P} = P_i - \frac{0,0747 * q * \beta * t}{C_t * r_e^2 * h * \phi} \quad \text{Ecuación 10}$$

- **Estado pseudo-estable.** En este régimen de flujo la presión en cualquier punto del yacimiento declina a la misma tasa constante en el tiempo, y ya se ha propagado por todas las fronteras de no flujo.

$$\bar{P} = \frac{141,2 * q * \mu * \beta}{kh} \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right] \quad \text{Ecuación 11}$$

- **Estado estable.** La presión en cualquier punto del yacimiento permanece constante en el tiempo, esta condición de flujo prevalece cuando se ha traspasado un límite de presión constante.

$$P_{wf} = P_i - \frac{141,2 * q * \mu * \beta}{kh} \left[\text{Ln} \frac{r_e}{r_w} \right] \quad \text{Ecuación 12}$$

1.2.2 El IPR (Inflow Performance Relationship)

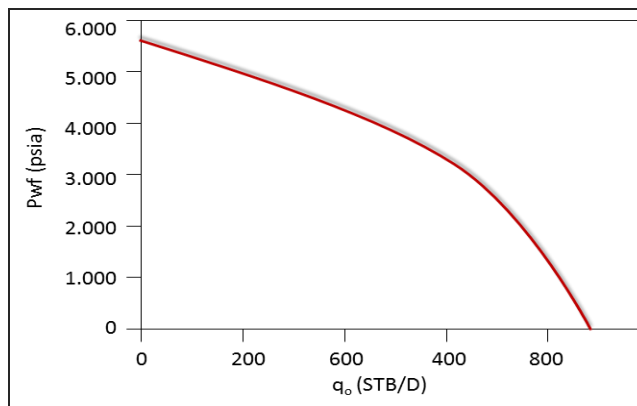
El IPR o Inflow Performance Relationship, en ingeniería de producción es usado para evaluar la capacidad que el yacimiento tiene para entregar fluidos a la cara del pozo. La curva de IPR es una representación gráfica de la relación entre la presión de fondo fluyendo y la tasa de producción. Una curva típica de IPR es mostrada en la figura 3. La magnitud de la pendiente de la curva es llamada el “Índice de Productividad” (IP o J), que es:

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, Pe es la presión estable del yacimiento y Pwf es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo.

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, este es constante cuando el fluido es monofásico y varia cuando se encuentra en la región de dos fases.

Figura 3. Curva típica de IPR para un pozo de aceite.



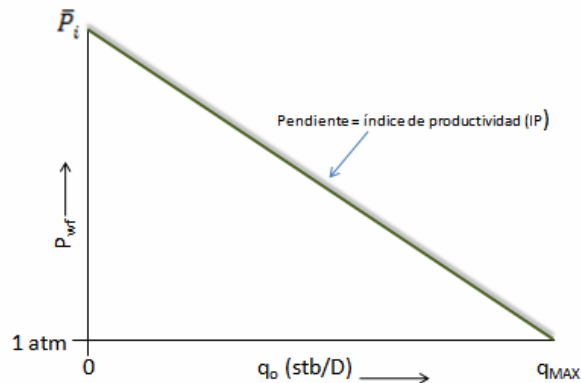
Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003.

1.2.3 Flujo de una sola fase.

Todos los modelos de flujo en el yacimiento representados por las siguientes ecuaciones, fueron elaborados partiendo de la suposición de que el líquido que fluye se encuentra en una sola fase, esta suposición es válida para yacimientos subsaturados o para porciones de yacimientos donde la presión está por encima de la presión de burbuja, estas ecuaciones definen el índice de productividad para presiones de fondo fluyendo que están por encima de la presión de burbuja.

Para una sola fase ya sea petróleo o líquidos en general, la gráfica del IPR es mostrada a continuación:

Figura 4. Inflow Performance Relationship (IPR).



Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003.

Cumpliendo que:

$$J = \frac{q}{(P_i - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$J = \frac{Kh}{162.6\beta_o\mu_o \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu_o C_{trw}^2} - 3.23 + 0.875 \right)} \quad \text{Ecuación 15}$$

Tabla 1. Ecuaciones de flujo de fluidos en el yacimiento en pozos verticales.

Estado transitorio	$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})}$ $J = \frac{Kh}{141.2\beta_o\mu_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]}$
Estado pseudo-estable	$J = \frac{q}{(P_e - P_{wf})}$ $J = \frac{Kh}{141.2\beta_o\mu_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]}$
Estado estable	$J = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})}$ $J = \frac{Kh}{141.2\beta_o\mu_o \left[\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right]}$

Fuente: Autores.BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003.
(Modificado)

Una escala de valores del índice de productividad es la siguiente:

- Baja productividad: $J < 0,5$
- Productividad media: $0,5 < J < 1$
- Alta productividad: $1 < J < 2$
- Excelente productividad: $J > 2$

Cuando no existe daño ($S=0$) el índice de productividad del pozo recibe el nombre de J ideal (J'). Se define eficiencia de flujo (EF) como la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal, de la siguiente manera:

$$EF = \frac{J}{J'} \quad \text{Ecuación 16}$$

1.2.4 Flujo bifásico

Por debajo de la presión de burbuja, el gas en solución se libera del aceite y se convierte en gas libre, ocupando una porción del espacio poroso, reduciendo el flujo de aceite; este efecto es cuantificado por la reducción de la permeabilidad relativa, y también el incremento de la viscosidad del aceite, ambos efectos combinados resultan en una baja tasa de producción a una presión de fondo dada. Esto hace desviar la curva IPR de su tendencia lineal por debajo de la presión de burbuja, como se muestra en la figura 5.

Si la presión inicial del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja, existen dos fases (liquida y gaseosa) que dominan todo el yacimiento; Para modelar este tipo yacimientos se cuenta con algunas ecuaciones empíricas, como la ecuación de Vogel (1968), extendida por Standing (1971), la ecuación de Fetkovich (1973), ecuación de Bandakhlia y Aziz (1989), ecuación de Zhang (1992), y la ecuación de Retnanto y Economides (1998), entre otras.

1.2.5 IPR de Vogel

Cuando se tiene flujo bifásico, y la presión promedio del yacimiento está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado usar el IPR de Vogel. Vogel introdujo la siguiente relación empírica basada en ajustes históricos para el q_0 , y q_{max} :

$$q = q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde q_{\max} es una constante empírica y su valor representa el máximo valor posible de producción del yacimiento, o AOF. EL valor de q_{\max} puede ser estimado teóricamente basándose en la presión del yacimiento y el índice de productividad por encima de la presión de burbuja.

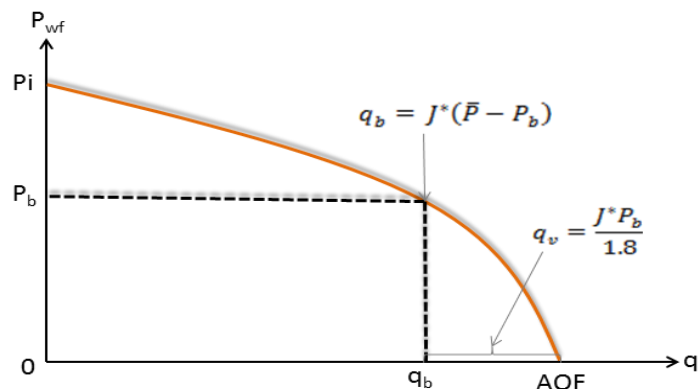
1.2.6 IPR compuesto (Vogel generalizado)

Si la presión de yacimiento está por encima de la presión de burbuja y la presión de fondo fluyendo está por debajo de la presión de burbuja, se utiliza la ecuación de Vogel Generalizado, que es un modelo IPR generalizado. Este puede combinar el modelo para yacimientos con fluido monofásico cuya curva IPR es una línea recta, con el modelo para yacimientos con fluidos en dos fases⁵.

De acuerdo con el modelo lineal IPR la tasa de flujo en el punto de la presión de burbuja es:

$$q_b = J(\bar{P} - P_b) \quad \text{Ecuación 18}$$

Figura 5. IPR de Vogel generalizado para yacimientos con dos fases parciales.



Fuente: GUO, Boyun, PH.D. LYONS, William, PH.D. GHALAMBOR, Ali, PH.D. Petroleum production engineering: A computer-assisted approach, Elsevier science & technology books, 2007.

⁵GUO, Boyun, PH.D. LYONS, William, PH.D. GHALAMBOR, Ali, PH.D. Petroleum production engineering: A computer-assisted approach, Elsevier science & technology books, 2007.

La tasa de flujo a una presión de fondo que está por debajo de la presión en el punto de burbuja, se puede expresar como:

$$q = q_b + q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 19}$$

En donde,

$$q_v = \frac{JP_b}{1.8} \quad \text{Ecuación 20}$$

Hay que considerar que el IPR calculado por la ecuación de Vogel es independiente del factor *skino* daño, y por lo tanto este es aplicado únicamente para pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulados.

1.2.7 Método de Vogel – Standing

A partir de la ecuación de Vogel, Standing realizó varios estudios, considerando condiciones de flujo donde formación no tenga asociado daño, o sea, cuando la Eficiencia de Flujo sea diferente de uno (1). La eficiencia de flujo está definida por:

$$FE = \frac{\text{Drawdown ideal}}{\text{Drawdown real}} = \frac{P_r - P_{wf} + \Delta P_s}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 21}$$

Con ΔP_s como la pérdida de presión debido al daño/estimulación, el cual es positivo cuando la formación está dañada y negativo cuando está estimulada; Matemáticamente se define por:

$$\Delta P_s = S \frac{q\mu}{2\pi K h} \quad \text{Ecuación 22}$$

El análisis anterior se puede utilizar para yacimientos saturados con un factor de daño diferente de cero, escribiendo la ecuación de Vogel para un yacimiento saturado con una EF≠1, así:

$$\frac{q}{q_{EF=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde $q_{EF=1}$ es la máxima producción que se tiene cuando $FE=1$ P_{wf} es la presión de fondo fluyendo. La relación entre las variables mencionadas anteriormente se puede ver como sigue:

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 1 - EF - EF \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad \text{Ecuación 24}$$

Combinando las ecuaciones 23 y 24, se puede graficar el IPR con eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5; La ecuación que describe el IPR es:

$$\frac{q}{q_{EF=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad \text{Ecuación 25}$$

Ahora, si se quiere estudiar un yacimiento subsaturado con un factor de daño diferente de cero, es posible modificar la ecuación 19, adecuándola de la siguiente forma:

$$q = J(P_R - P_b) + \frac{PJ_b}{1.8} \left[1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \quad \text{Ecuación 26}$$

1.2.8 Método de Fetkovich

Se utiliza para pozos de petróleo produciendo por debajo de la presión en el punto de burbuja, la ecuación de flujo que él desarrollo es la siguiente:

$$q = C (P^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 27}$$

Esta ecuación requiere de la determinación de dos variables desconocidas c y n , ambas son características de cada pozo, además una prueba de dos tasas de flujo estabilizadas puede ser requerida para el cálculo del correspondiente P_{wf} , necesario para hallar c y n .⁶

⁶ ECONOMIDES, Michael J. HILL, A. Daniel. EHLIG-ECONIMIDES, Christine. Petroleum production systems. Prentice Hall, PRT. 1994.

$$n = \frac{\log\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{\log\left(\frac{P^2 - P_{wf1}^2}{P^2 - P_{wf2}^2}\right)}$$

Ecuación 28

El coeficiente C representa el índice de productividad del yacimiento, e incrementa a medida que k y h incrementa.

1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación en superficie. Mediante el uso de correlaciones de flujo multifásico en tuberías, es posible determinar la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento.

En la industria del petróleo el flujo multifásico ocurre tanto en tuberías de superficie como en el pozo, ya que la mayoría de los pozos producen líquido y gas. Los principales problemas del flujo multifásico son:

- Deslizamiento entre las fases
- Cambios de patrones de flujo
- Transferencia de masa entre fases

1.3.1 Flujo de fluidos en el pozo y líneas de flujo

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la estación de recolección existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en las líneas de flujo de superficie. Estas pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

Cálculo de la presión requerida en el cabezal

Cuando se conocen las pérdidas de energía en una línea de flujo, ΔP_l , a una determinada tasa de flujo, es posible conocer la presión requerida en el cabezal, P_{wh} , de la siguiente forma:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l \quad \text{Ecuación 29}$$

Cálculo de la presión requerida en el fondo del pozo

Si las pérdidas de energía en el pozo, ΔP_p , a una determinada tasa de producción son conocidas, se puede obtener la presión requerida en el fondo, P_{wf} , de esta manera:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p \quad \text{Ecuación 30}$$

Ecuación general del gradiente de presión dinámica

La ecuación general del gradiente de presión es el punto de partida para las diferentes correlaciones de flujo multifásico, esta puede escribirse así:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} * \left[\frac{g * \rho * \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m * \rho * V^2}{2 * g_c * d} + \frac{\rho * \Delta V^2}{2 * g_c * \Delta Z} \right] \quad \text{Ecuación 31}$$

Dónde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{elev} = \left[\frac{g * \rho * \sin \theta}{144 g_c} \right] = \text{Gradiente de presión por gravedad (80 – 90\%)} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{fricc} = \left[\frac{f_m * \rho * V^2}{144 * 2 * g_c * d} \right] = \text{Gradiente de presión por fricción (5 – 20\%)} \quad \text{Ecuación 33}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{acel} = \left[\frac{\rho * \Delta V^2}{144 * 2 * g_c * \Delta Z} \right] = \text{Gradiente de presión por cambio de e. cinetica.} \quad \text{Ecuación 34}$$

En las ecuaciones anteriores:

Θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, ($\Theta = 0^\circ$ para flujo horizontal y $\Theta = 90^\circ$ en flujo vertical)

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg.

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

g/g_c = constante para convertir lbm a lbf

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional.

d = diámetro interno de la tubería, pie.

1.3.2 Correlaciones de flujo más usadas en tuberías

Entre las correlaciones para flujo multifásico que cubren amplio rango de tasa de producción y todos los tamaños típicos de tuberías se encuentran, para flujo horizontal: Beegs&Brill, Duckler y colaboradores, entre otras; y para flujo vertical algunas son: Hagedorn & Brown, Duns& Ros, Orkiszewski, Beggs&Brill, Ansari.

1.3.3 Variables del flujo multifásico

El cálculo de los gradientes de presión requiere de valores de condiciones de flujo tales como velocidad y propiedades de los fluidos, como la densidad, la viscosidad, y en algunos casos la tensión superficial. Cuando estas variables son calculadas para el flujo multifásico, aparecen ciertas reglas y definiciones⁷.

A continuación se analizarán algunas de las propiedades más importantes que deben ser entendidas para estudiar los gradientes de presión.

- **Hold-Up de líquido.** La fracción de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

⁷BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal TM Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de liquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad \text{Ecuación 35}$$

El hold up es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente.

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L \quad \text{Ecuación 36}$$

- **Fracción de líquido sin deslizamiento.** Hold up sin deslizamiento, algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sl}}{V_m} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde q_g y q_L son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El hold up de gas sin deslizamiento es definido:

$$\lambda_g = \frac{q_g}{q_g + q_L} = 1 - \lambda_L \quad \text{Ecuación 38}$$

Es obvio que la diferencia entre el hold up de líquido y el hold up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

- **Densidad del líquido.** La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello

se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad \text{Ecuación 39}$$

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{q_o * B_o + q_g * B_w} \quad \text{Ecuación 40}$$

- **Densidad bifásica.** El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold up de líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad \text{Ecuación 41}$$

- **Velocidad.** Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido viene dada por:

$$V_{SL} = \frac{5.615 * (q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400 * A_t} \quad \text{Ecuación 42}$$

La velocidad superficial del gas está dada así:

$$V_{Sg} = \frac{(q_L * RGL - q_o * R_s)}{86400 * A_t} \quad \text{Ecuación 43}$$

La velocidad superficial *bifásica* se define como:

$$V_m = V_{SL} + V_{Sg} \quad \text{Ecuación 44}$$

- **Viscosidad.** La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o * \mu_o + F_w * \mu_w \quad \text{Ecuación 45}$$

- **Tensión superficial.** Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde,

$\sigma_o =$ Tensión superficial del petróleo

$\sigma_w =$ Tensión superficial del agua

Patrones de flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up⁸.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

⁸OROZCO, Andrés Fernando. ROCHA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en Simulación Montecarlo, Tesis de grado, UIS, 2008.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el hold up de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, entre otros.

Patrones de flujo multifásico en tubería horizontal

Los patrones de flujo no afectan la caída de presión tan significativamente en flujo horizontal como en el vertical, debido a que en el flujo horizontal no hay contribución de energía potencial. Sin embargo los patrones de flujo son considerados en algunas correlaciones de caídas de presión y pueden afectar las operaciones de producción.

Los patrones de flujo existentes en estas configuraciones pueden ser clasificados como:

- **Flujo estratificado.** Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en StratifiedSmooth (SS), donde la interfase gas-líquido es lisa, y StratifiedWavy (SW), ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.
- **Flujo intermitente.** Es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, *plugs* o *slugs* de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería.

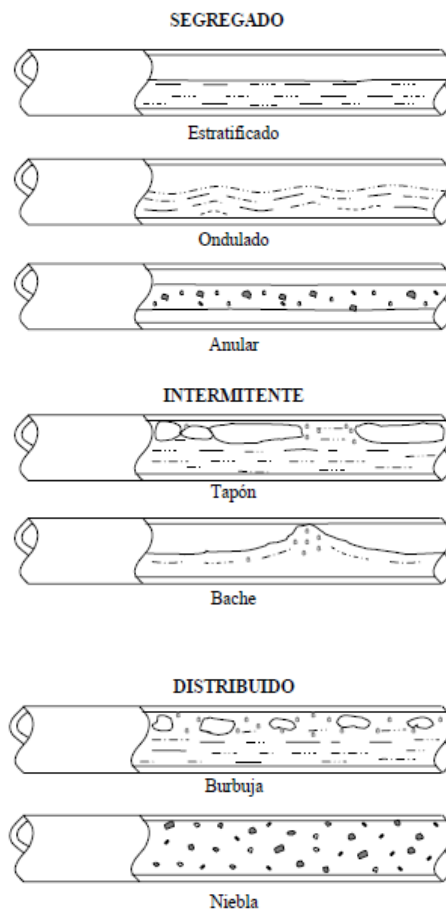
El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón. El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de flujo

intermitente es dividido en patrones de flujo Slug (SL) y de burbuja alargada (EB). El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.

- **Flujo anular.** Ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una película delgada alrededor de la pared de la tubería.

•

Figura 6. Patrones y regímenes de flujo para tubería horizontal, Beggs y Brill.



Fuente: GUO, Boyun, PH.D. LYONS, William, PH.D. GHALAMBOR, Ali, PH.D. Petroleum production engineering: A computer-assisted approach, Elsevier science & technology books, 2007.

- **Burbujas dispersas.** A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde las burbujas son primero suspendidas en el líquido, o de burbujas alargadas que son destruidas al tocar el tope de la tubería.

Patrones de flujo multifásico en tubería vertical

- **Flujo burbuja.** La fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.
- **Flujo slug (Tapón “Sl”).** Este patrón de flujo es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada, en bolsillos de gas en forma de una gran bala, con un diámetro casi igual al de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido, una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería.
- **Flujo Churn (Transición “Ch”).** Se caracteriza por un movimiento oscilatorio, y los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.
- **Flujo anular (neblina).** Debido a la simetría de flujo, el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento del gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.

1.3.4 Descripción de correlaciones de flujo multifásico en tuberías

Tabla 2. Correlaciones de flujo multifásico para transporte en tuberías

Nombre	Correlación	Características
Hagedorn & Brown	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m^2)}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right]$	Esta correlación no considera los patrones de flujo, considera que existe deslizamiento entre las fases, y la fracción de volumen de tubería ocupado por el líquido es función de la velocidad líquida y del gas, del diámetro de la tubería, y la viscosidad líquida.
Duns & Ros	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{1 - \frac{V_{sg} \cdot V_m \cdot \rho_{ns}}{144 \cdot g_c \cdot P}}$	Los autores consideran que existe deslizamiento entre las fases y establecen patrones de flujo, además aplica para un amplio rango y condiciones de flujo
Orkiszewski	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f}{144}$	El autor considera deslizamiento entre las fases y existen cuatro patrones de flujo: Burbuja, tapón, neblina y transición
Beggs & Brill	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left[\frac{g}{g_c} \cdot \rho_{tp} \cdot \sin \theta \right] + \left[\frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \right]}{144 \cdot \left(1 - \left[\frac{\rho_{tp} \cdot V_m \cdot V_{sg}}{144 \cdot g_c \cdot P} \right] \right)}$	La correlación aplica para tubería horizontal y vertical, además tiene en cuenta los patrones de flujo y la dirección de flujo.

Fuente: Autores.BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003.

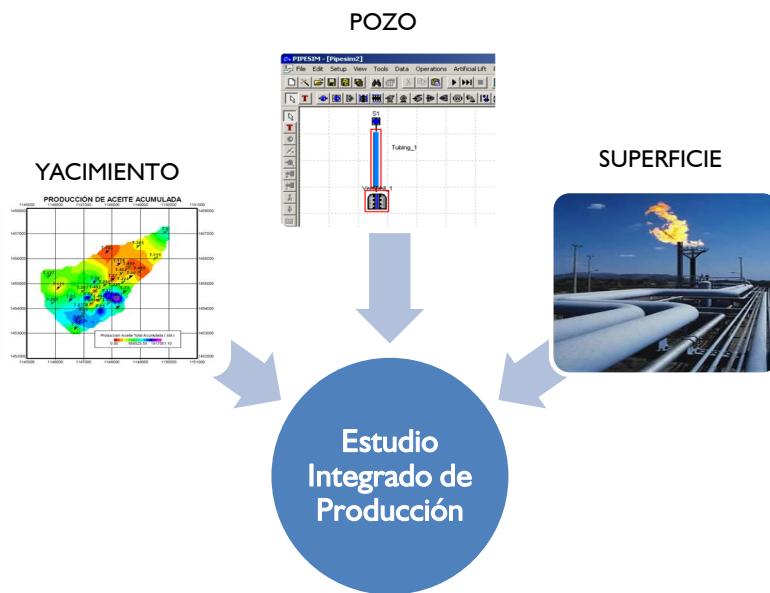
(Modificado)

1.4 ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN

1.4.1 Generalidades del Estudio Integrado de Producción

Un estudio integrado de producción, es un análisis que combina estratégicamente el modelo del yacimiento al modelo de superficie (que incluye el modelo del pozo). El objetivo al realizar una evaluación integrada de producción es predecir el comportamiento del yacimiento facilitando la optimización y la toma de decisiones en las fases de diseño, implementación y operación de un proyecto.

Figura 7. Estudio Integrado de Producción.



Fuente: Autores.

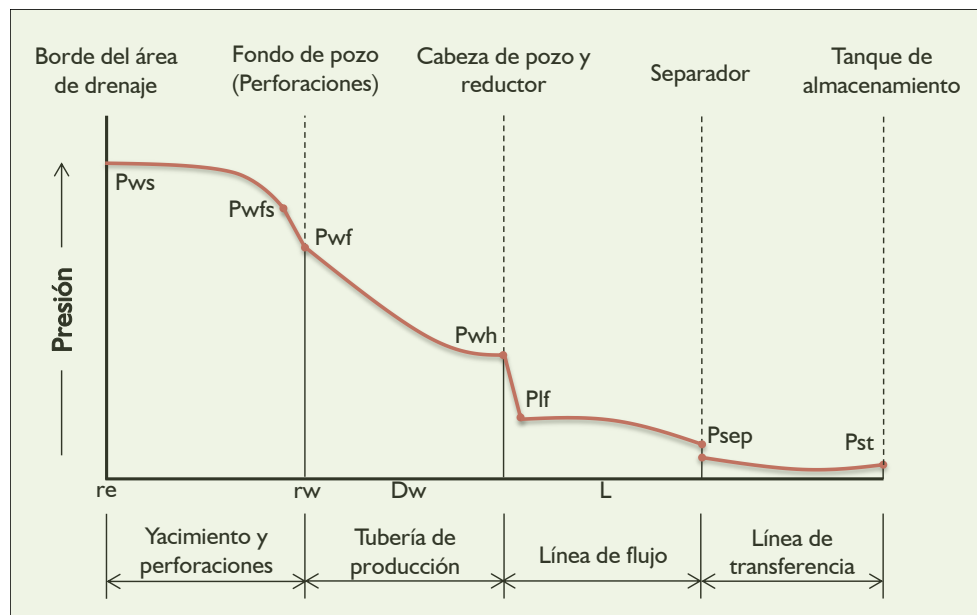
Para realizar un Estudio Integrado de Producción se realiza:

- ✓ Análisis al comportamiento del pozo.
- ✓ Optimización de la producción.

1.4.2 Análisis al comportamiento del pozo

El análisis al comportamiento actual del pozo consiste en la evaluación del perfil de presiones desde el separador hasta el fondo de pozo, con la tasa de producción obtenida de la prueba de pozo, utilizando las correlaciones empíricas apropiadas para determinar propiedades de fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que se ajusten al comportamiento de la caída de presión tanto en la tubería de producción como en las líneas de superficie. Cuando se conoce la presión de fondo fluyendo se puede determinar el índice de productividad y el comportamiento de afluencia de las formaciones productoras.

Figura 8. Perfiles de presión en un sistema de producción.



Fuente: Seminario Operaciones de Subsuelo y Mantenimiento de la Producción de Crudo y Gas.
Páez capacho, Ruth. 2008 (Modificado).

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

Para realizar el análisis del comportamiento actual de la producción se debe:

- Seleccionar y ajustar las correlaciones empíricas para determinar propiedades del petróleo.

- Seleccionar y ajustar las correlaciones de flujo multifásico en tuberías.
- Análisis del comportamiento de la producción.

1.4.3 Selección y ajuste de las correlaciones empíricas para determinar propiedades del petróleo

Luego de que la información de la producción es válida y cargada se, con datos de la estructura mecánica del pozo y propiedades del yacimiento, se evalúan las propiedades de los fluidos.

Se debe realizar el cálculo de la presión de burbuja con varias correlaciones (Lasater, Standing, Vázquez and Beggs, etcétera.) en función del R_{si} del PVT validado. Si no se dispone de dicho valor se recomienda utilizar el valor inicial de la relación gas petróleo (RGP) del yacimiento. Según el comportamiento, se selecciona la correlación que más se ajuste al valor de la presión de burbuja y se ajusta para reproducir el valor “real” de presión de burbuja.

1.4.4 Selección y ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en tuberías.

Para seleccionar y ajustar la correlación de flujo multifásico en tuberías (Beggs&Brill, Hagedorn & Brown, entre otras) al comportamiento de las presiones dinámicas del pozo, se debe conocer el valor de presión de fondo fluyendo y la temperatura de la formación.

Con el registro de los valores de presión punto a punto según la profundidad de los pozos, calcular la curva gradiente inicialmente con Beggs&Brill (Para el caso de utilizar PIPESIM de Schlumberger) y luego con varias correlaciones, realizando un análisis de sensibilidad. De los resultados gráficos, se define la correlación que mejor se aproxime al perfil real.

1.4.5 Ajuste del comportamiento actual de producción

Para calcular el comportamiento de afluencia de la formación productora se debe determinar la presión de fondo fluyendo en el punto medio de perforados (de los estados mecánicos actualizados). Si se cuenta con la información suficiente, aplicar la ecuación de Darcy, de lo contrario, calcular el IPR con el modelo de Vogel.

Generar las curvas de Oferta y Demanda de energía en el fondo del pozo en función del caudal actual.

1.4.6 Análisis de optimización de la producción

La optimización de la producción consiste en realizar varios análisis de las variables involucradas en el proceso y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que tienen mayor impacto sobre la producción son las restricciones en el sistema.

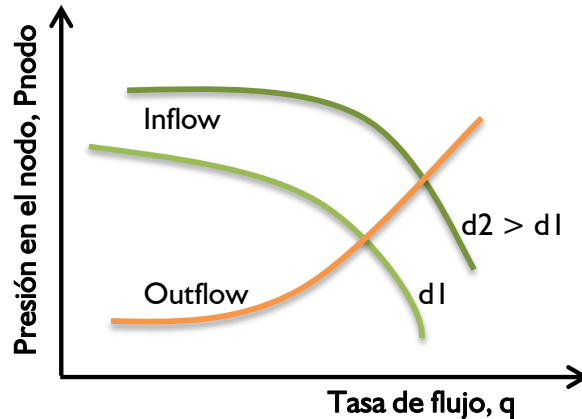
La técnica comercialmente se conoce como Análisis Nodal (“Nodal Systems AnalysisTM”) y puede aplicarse para optimar pozos que producen por flujo natural o por levantamiento artificial, identificando oportunidades de mejora tanto en variables de “Outflow” o demanda y en variables del “Inflow” u oferta. La opción seleccionada será la que tenga un mayor impacto técnico-económico.

1.4.7 Selección del tamaño de la tubería de producción

El tamaño del tubing es uno de los componentes más importantes en el sistema de producción ya que aproximadamente el 80 por ciento de las pérdidas de presión ocurre en el desplazamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. La selección del tamaño de la tubería de producción debería hacerse

antes que el pozo (pozo productor, ya que en los pozos exploratorios nos e cuenta con suficiente información del yacimiento) sea perforado por que el tamaño del tubing definirá el diámetro del casing, según el tamaño del pozo.

Figura 9. Efecto en el cambio de tamaño de la tubería de producción.



Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

Tubería demasiado pequeña restringirá la tasa de producción, por las excesivas pérdidas de fricción, mientras que tubería muy grande causará una sobrecarga en el levantamiento de fluidos. Un error muy común ocurre en completamientos de gran capacidad cuando se instala un tubing demasiado grande por “seguridad”. Normalmente lo anterior resulta en una caída de la vida de flujo en el pozo, por la declinación de la presión del yacimiento en el momento que entra a producción.

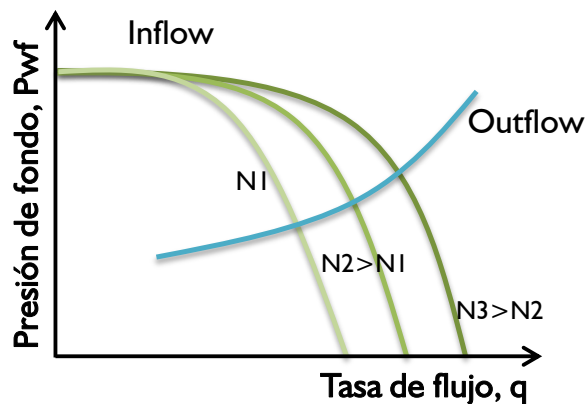
1.4.8 Evaluación del efecto del completamiento de pozo

Otra de las aplicaciones del análisis nodal es la comparación que se puede realizar a varios esquemas de completamiento, como densidades de perforación e intervalos cañoneados.

La caída de presión del completamiento, dada por la diferencia de presión entre la presión de fondo fluyendo estática y la presión de fondo fluyente,

$\Delta P_{comp} = P_{wfs} - \Delta P_{wf}$, (Figura 10) se puede incluir en el componente del descenso de presión del yacimiento. Combinando el efecto del yacimiento con el del completamiento, el análisis del sistema podrá realizarse seleccionando pwf como nodo estudio. Para cada esquema de completamiento, o número de perforaciones, resultará una curva de Inflow, así:

Figura 10. Efecto de la densidad de perforados.

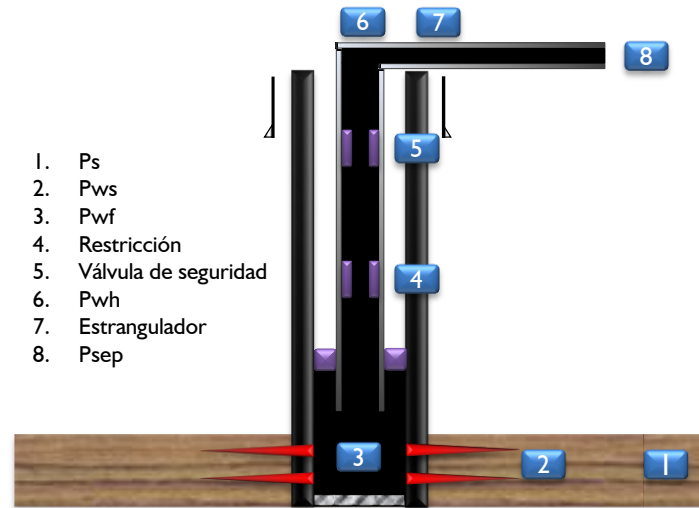


Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

1.4.9 Análisis Nodal en el pozo

El Análisis Nodal™ se define como la solución total de predicción de la producción, según la ubicación de los nodos, ya sea en cara de formación, tubería del pozo, líneas de flujo o separador en superficie. Si se utilizaron los modelos de Vogel o Fetkovich para determinar el IPR, es posible realizar predicciones del comportamiento de la producción.

Figura 11. Distribución de nodos utilizados en Análisis Nodal TM.



Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

Un nodo es clasificado como funcional cuando existe un diferencial de presión a través de ella. El nodo solución se define como el lugar donde el diferencial de presión aguas arriba (entrada) y aguas abajo (salida) del nodo es cero. Esto se representa gráficamente como los puntos de intersección de la entrada y salida de las curvas de rendimiento. Debido a que el flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida y que solo puede existir un valor de presión para cada nodo. Los nodos pueden ser seleccionados para mostrar el efecto de ciertas variables como el rendimiento de entrada, la densidad de perforación, diámetro de tuberías, diámetro de línea de flujo y el valor de la presión en el separador.

El nodo de la solución se puede ubicar entre dos objetos, es decir, en fondo de pozo (entre el completamiento y la tubería de producción), en cabeza de pozo (entre la tubería y choke), etcétera. Las ubicaciones más utilizadas para la ubicación de nodos se muestran en la figura 11.

Una metodología general⁹, descrita por Brown y LEA, para la aplicación del análisis nodal está descrita por:

- Determinación que componentes del sistema pueden ser cambiados. Estos cambios en algunos casos se ven limitados por el tipo de completamiento del pozo.
- Selección el componente a ser optimizado.
- Selección la ubicación del nodo que mejor describa el comportamiento del sistema una vez se realice el cambio.
- Desarrollo de expresiones para las secciones de entrada y salida del nodo.
- Recolección de información requerida para calcular las caídas de presión y las tasas de producción para todos los componentes.
- Determinar el efecto de cambiar las características del componente anteriormente definido, construyendo las gráficas de Inflow vs Outflow, leyendo la intersección.
- Repetir el procedimiento para cada componente del sistema.

1.4.10 Análisis Nodal dinámico en sistemas de recolección

El análisis nodal dinámico es una técnica que combina el modelo del comportamiento del yacimiento, análisis nodal de pozos individuales, y el cálculo de la caída de presión en las líneas de superficie de un sistema de recolección para obtener un análisis global del sistema de producción a través del tiempo; Su objetivo principal es determinar el impacto del incremento de la tasa en un sistema de producción.

En esencia, la técnica del DPSNA (por sus siglas en inglés de DynamicProductionSystem Nodal Analysis), es un análisis nodal de todos los

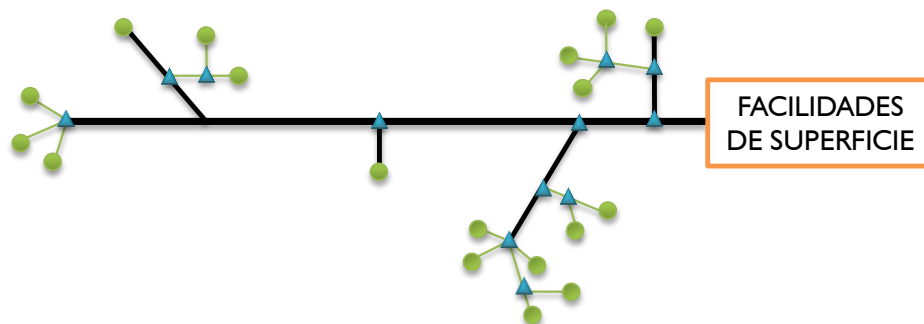
⁹ BROWN, K.E and LEA, J.F., "Nodal TM Systems Analysis of Oil and Gas Wells", JPT (1985) 37 No. 10, 1751-1763.

pozos productores en el sistema, a través del tiempo. El análisis nodal típico se realiza en un solo pozo para un punto determinado, e implica la solución simultánea del comportamiento de entrada, tubería de producción, líneas de superficie, utilizando correlaciones de pérdidas de presión para obtener tasas de flujo y presiones a través del sistema. Como en este estudio, el sistema de producción se analiza simultáneamente, permite que se pueda evaluar el impacto de un pozo determinado sobre los otros pozos del sistema.

1.4.11 Sistemas de recolección

Un sistema de recolección (*gatheringsystem*) es el conjunto de líneas de superficie, desde la cabeza de pozo, que transportan hidrocarburos a un punto determinado, o colector, y de acuerdo con la estructura de campo los fluidos se pueden descargar en otro colector, formando una red, en donde el punto de convergencia es el separador de superficie. Se puede definir cada punto de unión de dos o más líneas en el sistema, como “nodo”. Cada nodo de la red se encuentra en balance de materiales, o sea, la cantidad de masa que entra, sale; Cuando se establecen las ecuaciones de balance, una solución simultánea proporciona valores de caudal para todas las líneas de entrada y salida de cada nodo.

Figura 12. Distribución de nodos en un Sistema de Recolección.



Fuente: STOISITS, R.F., “Dynamic Production System Nodal Analysis”. SPE 24791. Washington, USA. 1995 (Modificado)

Después que se establecen las tasas de flujo en cada línea, se determinan las caídas de presiones en todo el sistema de recolección, utilizando correlaciones de flujo multifásico. El modelo comienza a la salida del sistema, donde la presión está definida, y se evalúan el resto de nodos.

1.4.12 Análisis para sistemas multi-pozos¹⁰

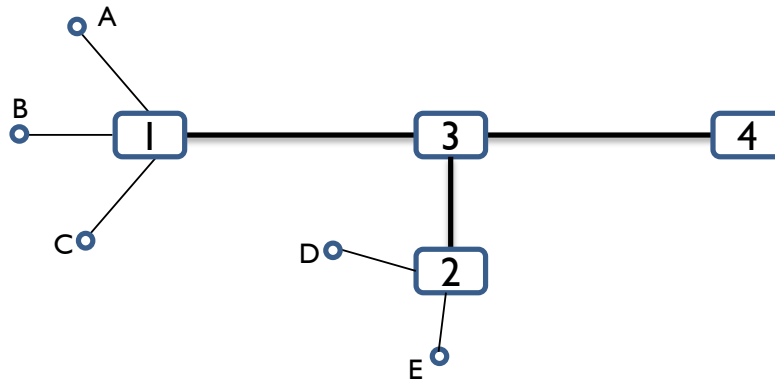
Los conceptos utilizados por el Análisis Nodal para el estudio del comportamiento de flujo de un tramo de tubería definido, se pueden utilizar para sistemas multi-pozos, especialmente en la determinación de cambios en las condiciones de operación de un campo petrolero, provocadas por:

- Realización de trabajos en un grupo de pozos.
- Implementación de un sistema de levantamiento artificial en un pozo.
- Perforación de nuevos pozos
- Cierre o abandono de un pozo.
- Cambio en las condiciones de producción a través del tiempo.
- Efecto del dimensionamiento de las líneas de superficie.
- Instalación de bombas o compresores.
- Efecto de la presión en el punto final del sistema (Generalmente en el separador).

La ubicación del nodo estudio, puede seleccionarse en un punto en el cual no lo alimenten varias líneas de flujo (aguas abajo). Si se tiene un sistema como el mostrado en la figura 13, el nodo podría ubicarse entre 3 y 4, donde las corrientes de 1 y 2 convergen en una sola línea. El análisis empezará en la cara de la formación o en un punto al final del sistema (como en el separador), ya que en los dos casos, las presiones no dependen del valor del caudal de flujo.

¹⁰ ARIZA, A.M., QUINTERO, V., "Implementación de una herramienta software para Análisis Nodal Dinámico en Sistemas de Recolección", Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2006.

Figura 13. Sistema de múltiples pozos.



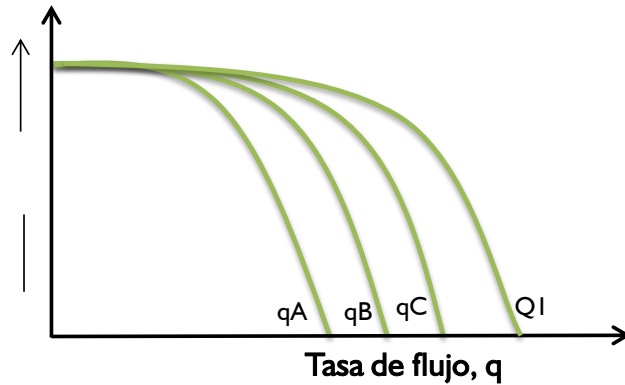
Fuente: STOISITS, R.F., "Dynamic Production System Nodal Analysis". SPE 24791. Washington, USA. 1995 (Modificado)

Luego, si se evaluara el caso anterior, el nodo estaría en el punto 4 o puntos intermedios entre 3 y 4. Se podría ubicar otro nodo en 3 e intermedios entre 1 y 2; Así, el Inflow para 1 se podrá calcular con:

$$p_1 = \overline{p_R} - \Delta p_{res} - \Delta p_{tub} - \Delta p_{LF} \quad \text{Ecuación 47}$$

Se podrá analizar cada pozo que alimente el nodo en el punto 1 con la ecuación 47. En el caso de analizar solamente las líneas de recolección, se tendrán en cuenta únicamente las caídas de presión de las líneas de flujo, Δp_{LF} , y como condición límite de presión, en cabeza de pozo, Δp_{wh} . Gráficamente esto se puede representar como:

Figura 14. Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto 1).



Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

La tasa de flujo resultante en este punto Q_1 , estará dada por la sumatoria de las

tasas de flujo que entran al nodo:

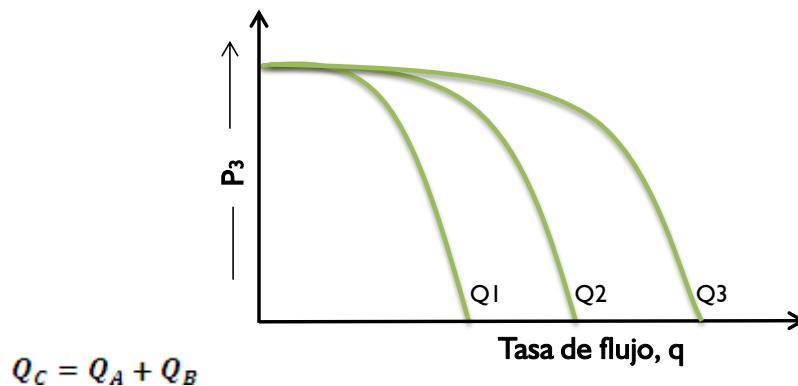
$$Q_1 = \sum q_i$$

U

n procedimiento similar se realiza para el análisis en el punto 2.

El análisis en el punto 3, se realiza de forma análoga al análisis en 1 y 2. Esto se muestra en la figura 15:

Figura 15. Solución gráfica para un análisis Inflow (En el punto 3).



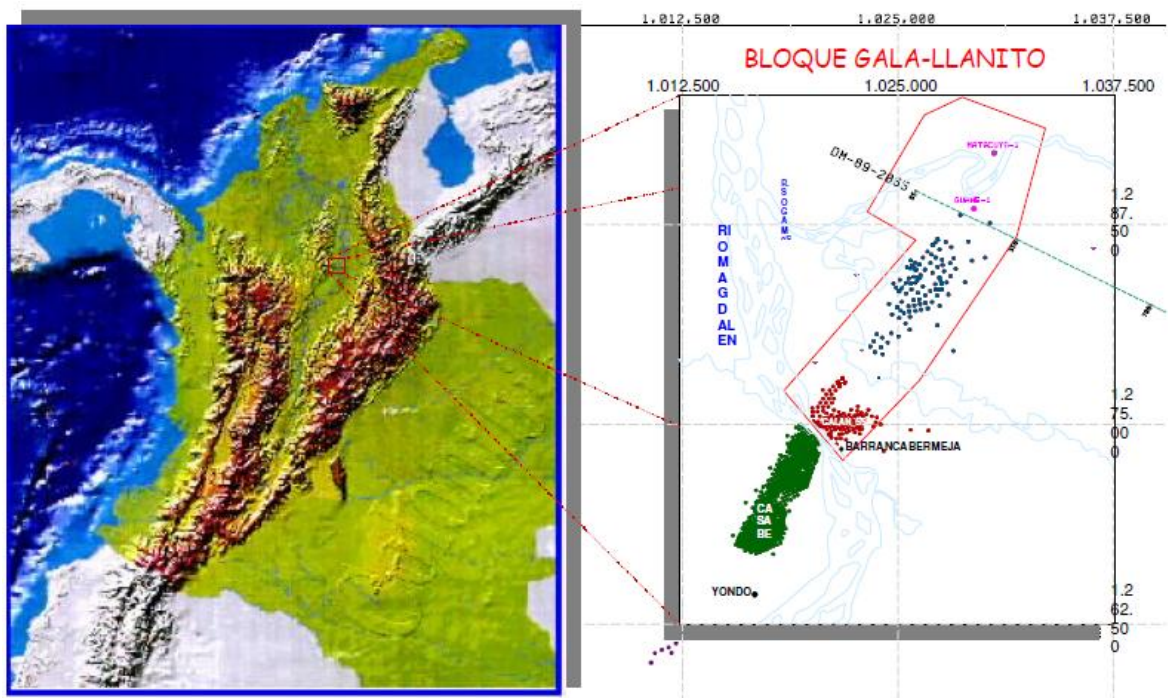
Fuente: BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2003. (Modificado)

2. GENERALIDADES DEL CAMPO GALÁN

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Galán está ubicado en la parte norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limita al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura 16. Ubicación geográfica del Campo Galán.



Fuente. ECOPETROL S.A

El Campo está conformado por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos, dadas sus características geológicas y petrofísicas, con

múltiples contactos agua – aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos. Su explotación ha sido en su mayoría de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeraldas-La Paz, respectivamente.

2.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO¹¹

El Campo Galán fue descubierto por Tropical OilCompany en el año de 1945, cuando se perforo el pozo Galán 1. Entre los años de 1945 y 1946 se perforaron cuatro pozos adicionales, los que por su potencial productivo, no justificaron el desarrollo del campo en esa época, por lo tanto las operaciones fueron suspendidas en el Campo.

Ecopetrol reinicia la actividad en 1953, perforando 9 pozos más, continuando con el desarrollo y posterior descubrimiento de la estructura de San Silvestre, hasta alcanzar en el año de 1980 un total de 80 pozos perforados en el Campo Galán y 19 en el Campo San Silvestre.

Entre los años 1973 y 1974 se perforaron 3 pozos nuevos (Galán 90, 91 y 92), que conjuntamente con un pozo viejo (Galán 53), sirvieron de inyectores al pozo Galán39 con el propósito de llevar a cabo un ensayo piloto de inyección de agua, que se inició en febrero de 1974. Del resultado de este ensayo piloto, se decidió extender el desarrollo secundario a la Zona A del Campo, este desarrollo a gran escala se inicia en Julio de 1977 y se termina en el primer semestre de 1978 teniendo como características principales un modelo de 5 puntos, 28 pozos inyectores y 43 productores.

¹¹SILVA, B. A. Análisis de colapsos campos Galán y Casabe. Yondó, 1987.

En el año 2010, debido al Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja que tiene como objeto la ampliación y el cambio de la capacidad del tipo de crudo que se maneja, además de una conversión profunda con las mejores tecnologías en procesamiento, se estudió la posibilidad de reubicar o abandonar algunos pozos del Campo Galán ya que se encuentran en el área prevista para la expansión de la refinería. El Campo que contaba con unos 123 pozos entre activos, inactivos, abandonados e inyectores aproximadamente, se vería afectado de la siguiente manera.

Tabla 3. Pozos Campo Galán Afectados por PMRB.

ESTADO ACTUAL POZOS		RECOMENDACIÓN
ACTIVOS	3	--
INACTIVOS	25	12 REACTIVACIONES 12 ABANDONOS
ABANDONADOS	8	--
ABANDONADO NO CONVENCIONAL	12	ABANDONAR CONVENCIONALMENTE
TOTAL	48	

Fuente. ECOPEPETROL S.A

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La Tabla 2.1 muestra un resumen de las propiedades de yacimiento para cada una de las zonas productoras del Campo Galán. La Zona A corresponde a la formación Colorado, las Zonas B y C a la formación Mugrosa y la Zona D a las formaciones Esmeraldas y La Paz.

Tabla 4. Características de yacimiento del Campo Galán.

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Esesor Petrolífero	26 - gas	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21	17%	18%	15%
Permeabilidad	250	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua de Formación	18000ppm	23500ppm	29900ppm	32000ppm
Presión de Yacimiento	1880	2400 psi	2800 psi	3200 psi
Presión Actual (PSI)	1600	900 - 1500	1100	900
Temperatura de Yacimiento		135 °F	140 °F	140 °F
Gravedad API	18.4 - Gas	21 °API	23° API	24 °API
GOR (inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
BSW inicial	0	0 – 3%	0 – 3%	0 – 3%

Fuente. Estudio integrado de yacimientos Campo Llanito – Gala. Ecopetrol 2003.

2.4 GEOLOGÍA

2.4.1 Estratigrafía¹²

a) Formación Mugrosa

Los sedimentos se depositaron del cretáceo superior al oligoceno debido a la acreción de la cordillera occidental que causo al norte la propagación de la construcción de la cordillera central.

La Formación Mugrosa presenta una secuencia de arenisca gris verdosas, lodolitas grises y capas de areniscas conglomeráticas, intercaladas con shales y lodolitas. Está compuesta en su tope por un paquete de lutita, de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundante bioturbación. Esta es una

¹²LOZANO, G. E. Estudio integrado de yacimientos campos Llanito – Gala. Ecopetrol. Bogotá, 2003.

de las unidades más productivas de petróleo en la Concesión de Mares. El ambiente de depositación se considera como continental fluvial, conformada por canales meandriformes que se caracterizan por ser grano decrecientes hacia el tope en la facie de canal y grano creciente en la facie de crevassesplay. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona C: Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grano grueso, sub-angular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, rojiza y blanca. Con un espesor promedio de 550 pies.

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosas, de grano fino. La producción de la fracción arenosa aumenta hacia la base, su espesor promedio es de 1400 pies.

b) Formación Colorado (Zona A)

Su tope lo constituye el horizonte la CiraShale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas.

Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies.

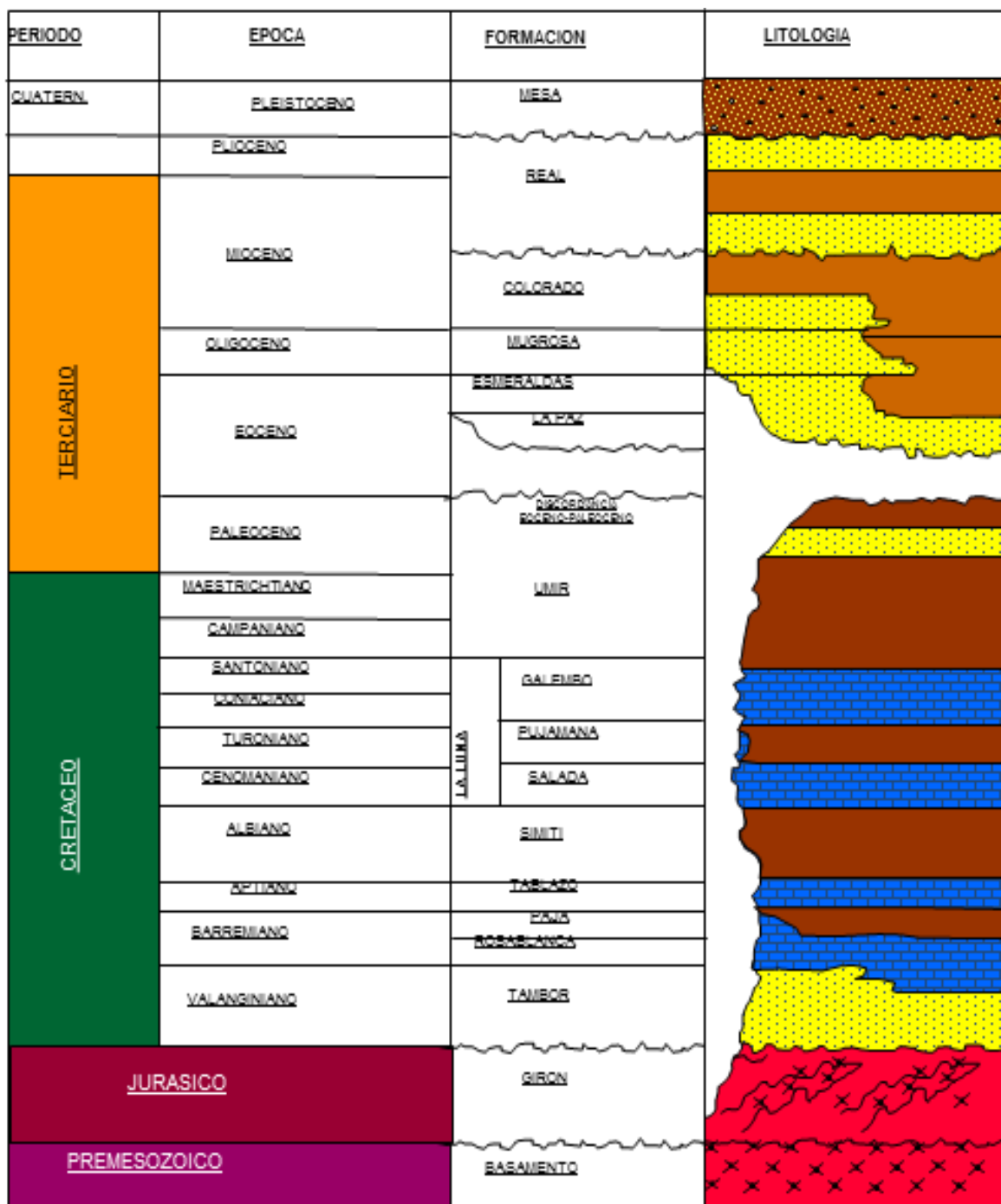
c) Formación Esmeraldas – La Paz (Zona D)

Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de grises a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de areniscas blancas, de grano medio

a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor aproximado en el área de 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 280 pies aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceo, dura, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica, con importantes manifestaciones de Hidrocarburos.

Figura 17. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.

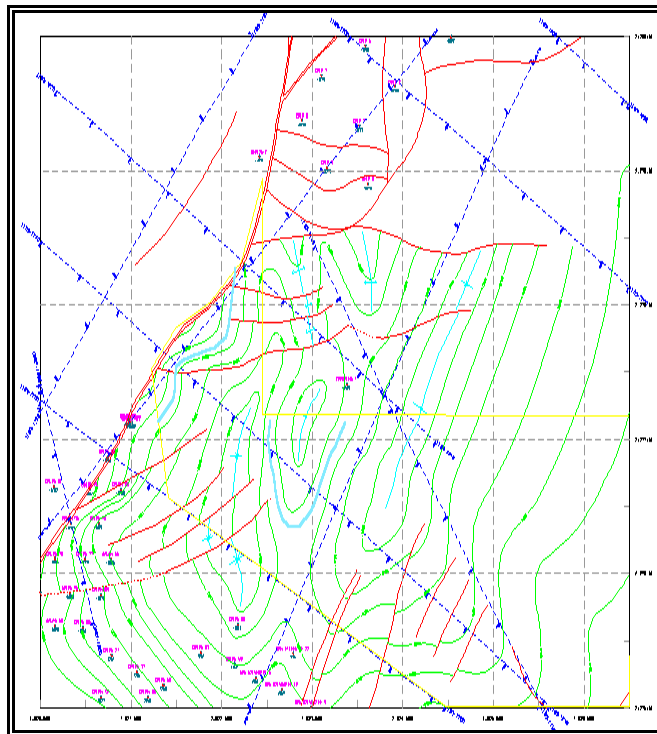


Fuente. ECOPETROL S.A.

2.4.2 Geología Estructural

La estructura del Campo corresponde a una anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte, controlada por fallas de rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de casabe. Con cierre propio en el sector más Norte.

Figura 18. Geología Estructural del área Llanito-Gala-Galán



Fuente. ECOPETROL S.A.

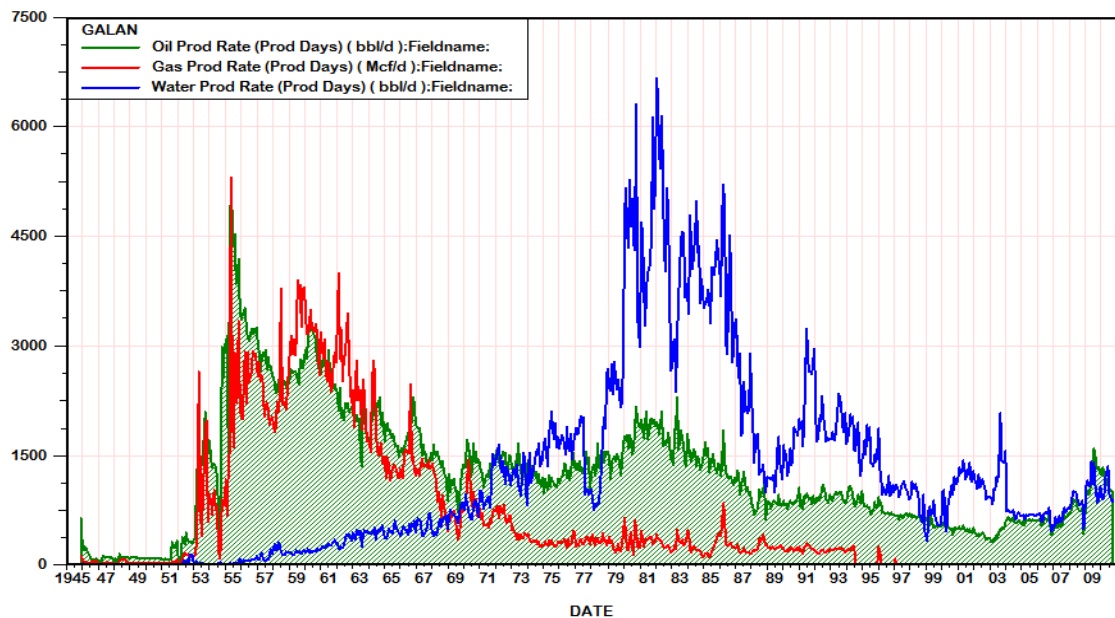
El flanco Este del anticlinal está controlado por fallas normales de dirección Noreste – Este, que dividen la estructura en bloques. En el Bloque VI, sector que comprende los pozos Cardales uno, dos, tres, y el pozo Galán 64, se detecta una falla normal en la parte oeste del bloque, con dirección suroeste – noreste; sin ser muy clara su continuidad hacia el este. Además se presenta un sistema de fallas

transversales este – oeste relativamente reciente asociado al “Trend” de fallas de rumbo del Río Sogamoso.

2.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En la figura 2.4 se aprecia el comportamiento histórico de producción de petróleo, agua y gas, del Campo Galán. El inicio de producción se da en el mes de diciembre de 1945 al poner en producción el pozo Galán 3, el cual aportó inicialmente 643 BOPD, con un corte de agua aproximado del 2 %. Durante 1946 Tropical OilCompany perforó cuatro pozos y suspendió la explotación del campo por no encontrar niveles de producción atractivos.

Figura 19. Comportamiento de la producción del Campo Galán.



Fuente.Autores – Oil Field Manager Production Software.

En el año de 1953, Ecopetrol reinicio actividades de perforación en este campo y fue así como entre los años de 1954 y 1964, desarrollo el Campo estableciendo un

modelo rectangular de espaciamiento de 26 acres para pozos perforados verticalmente y de 13 acres para los pozos desviados.

La producción de petróleo aumento gradualmente en este campo, llegando a sus niveles más altos en abril de 1955 con un aporte de 5390 BPPD y un corte de agua menor del 1% con un total de 28 pozos activos simultáneamente.

Entre 1953 y 1961 el campo Galán- San Silvestre, alcanza una producción promedio de 3600 BPPD, declinando en 1958 a 2200 BPPD.

Hasta el año de 1964 se habían perforado 80 pozos, incluyendo 19 pozos en el Campo San Silvestre, el cual se había descubierto en 1958 como una continuidad del Campo Galán, hacia el oriente.

En el año de 1977 se inició el desarrollo secundario en el Campo Galán mediante inyección de agua, incrementando la producción del Campo Galán a 1500 BPPD. La inyección de agua se suspende en 1986 por problemas de represión en el yacimiento.¹³

En 1989 se inicia el piloto de inyección cíclica de CO₂ en el Campo Galán, que se suspendería en 1990 básicamente por falta de disponibilidad de gas, a partir de esta fecha la producción ha tenido una declinación aproximada del 10% anual. En el 2007 se reactivó la perforación del Campo Galán, incrementando la producción de 450 BPPD a 1200 BPPD.

¹³LÓPEZ, O. F. y SILVA, S. "Interpretación de pruebas de ascenso de presión empleando técnicas convencionales y modernas: Aplicación campos Galán y Galá", Tesis de grado, UIS, 2009.

3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ESTUDIO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN AL CAMPO GALÁN

Con el fin de identificar estrategias y oportunidades de optimización del Campo Galán, en este capítulo se describe la metodología para realizar el análisis al sistema de producción, que incluye la configuración mecánica de fondo y superficie, y las condiciones óptimas de operación. Se aplicarán los conceptos mencionados en el Capítulo 1, para construir curvas de IPR e índice de productividad y realizar una evaluación conjunta utilizando análisis nodal.

3.1 RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para la realización del estudio integrado de producción, inicialmente se realizó una revisión de las propiedades petrofísicas del campo mediante la base de datos (actualizada a Febrero de 2011) de OFM en donde se pudo evaluar la porosidad, permeabilidad, espesor neto, calidad de la roca, capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento para el campo.

Para el modelo de pozo, se evaluaron las condiciones operacionales y mecánicas de los pozos, revisando historial de fallas en el tiempo, condiciones mecánicas y de completamiento para cada pozo (tubería de producción y revestidor, punto medio de perforaciones, intervalos cañoneados, etcétera), así como pruebas de presión del Campo Galán y pruebas PVT para el campo Llanito - información suministrada por el personal de Ecopetrol S.A. de la Superintendencia de Operaciones de Mares. (Teniendo en cuenta la similitud de las propiedades de los fluidos para los dos campos, se decidió utilizar los datos PVT del Campo Llanito ya que el Galán no contaba con dicha información).

Para la construcción del modelo de superficie, se verificó el mapa geográfico del campo (que incluye longitudes y diámetros de las líneas del sistema de recolección), con un recorrido en sitio, tomando valores de presión en cabeza para cada uno de los pozos activos.

Una vez obtenida toda la información, se realizó una base de datos que recopila:

- Información de yacimiento:

- Ubicación geográfica
- Temperatura
- Profundidad de pozo
- Mecanismo de producción
- Ps y Pwf, calculadas en función del historial de niveles de fluido.

- Información de yacimiento

- Historial de producción
- Arenas productoras
- Métodos de producción
- Gravedad API
- % BSW y RGP
- Punto medio de perforados
- Potencial

- Información de superficie

- Presiones de operación
- Diámetro y longitud de líneas de producción
- Presión y temperatura del separador
- Presión de entrada a los múltiples de producción

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Con el fin de lograr una optimización conjunta del Campo Galán, gracias a la aplicación de diversos procesos y a herramientas computarizadas como OFM (Oil Field Manager), se pueden identificar tanto fallas como oportunidades en el desarrollo de yacimientos para optimizar la producción de un campo identificando zonas con alto potencial. Para el caso del Análisis Nodal, los pozos candidatos a optimización son los pozos activos, que a la fecha del estudio son un total de 26 pozos (se hizo necesario evaluar si se disponía de toda la información requerida para utilizar el simulador seleccionado).

Tabla 5. Pozos activos, Campo Galán.

Pozo	Arena	Caudal (Bls/día)	Acumulado (Mbls)
GALN0001	A	8	357
GALN0010	CBA	35	433
GALN0021	A	6	177
GALN0030	A	12	193
GALN0033	A	7	487
GALN0036	A	10	287
GALN0068	CBA	8	181
GALN0071	CBA	150	487
GALN0074	CB	38	568
GALN0075	CB	46	407
GALN0076	CB	30	6
GALN0077	CB	60	455
GALN0079	B	65	277
GALN0080	C	140	493,6
GALN0122	B	60	476
GALN0123	B	52	323
GALN0124	CBA	130	118
GALN0125	A	28	19
GALN0130	CB	50	32
GALN0133	CB	90	82
GALN0134	BA	44	44
GALN0135	BA	42	22,4
GALN0136	CBA	120	119
GALN0137	B	126	67
GALN0139	CBA	53	43
GALN0140	CBA	30	38

Pozos con sistema de levantamiento artificial por PCP

Fuente. Autores. Reporte base de datos Access, Llanito-Galán.

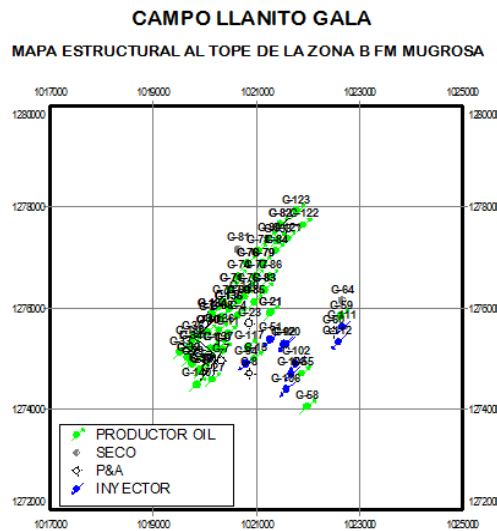
Pozos Activos.

El campo Galán cuenta actualmente con 26 pozos activos (5 pozos con bombas de cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial), con una producción promedio de 1400 BFPD.

3.3 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Gracias a pruebas de presión y toma de registros, realizados durante la vida productiva del campo, se cuenta con información de valores de permeabilidad, porosidad y espesor neto, permitiendo estimar dichas propiedades para cada pozo, ya que OFM toma en cuenta la distribución estadística de los valores de cada una de las propiedades evaluadas del yacimiento (con el fin de proporcionar una representación aceptable su la heterogeneidad)¹⁴.

Figura 20. Mapa base del Campo Galán.



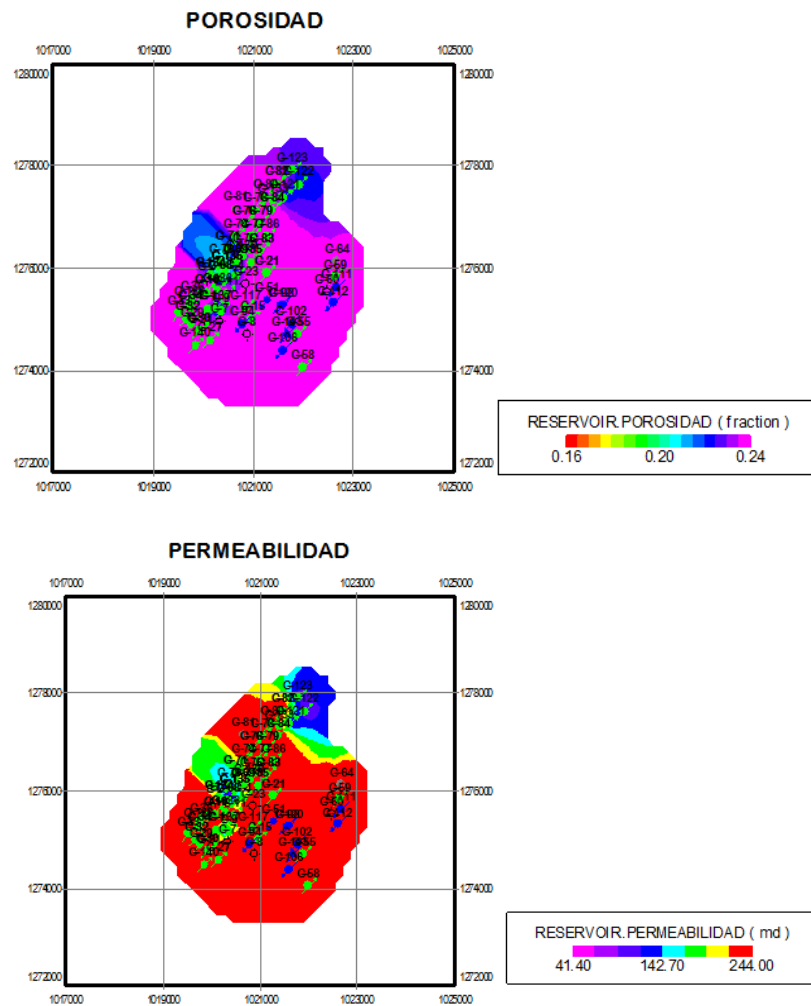
Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

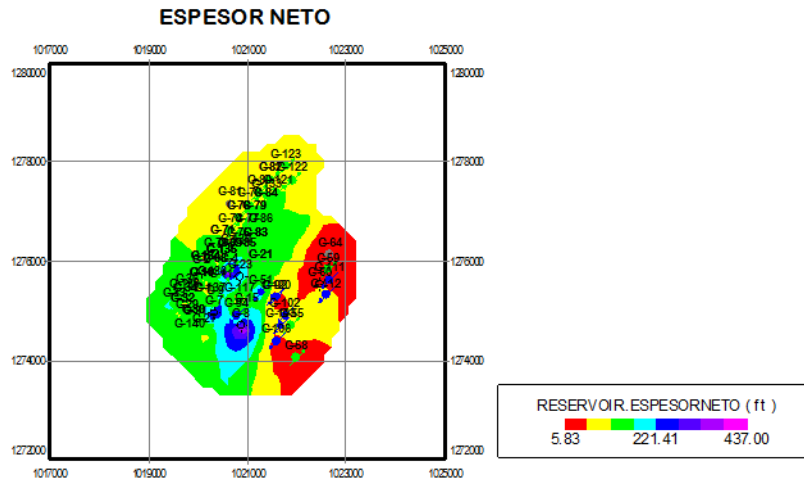
¹⁴ DÍAZ, J., MARTÍNEZ M.A., “Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A”, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

3.3.1 Análisis de propiedades petrofísicas

Gracias a los mapas de grilla se pueden observar las áreas que cuentan con buenas propiedades y condiciones petrofísicas. A continuación se muestran las distribuciones de porosidad, permeabilidad y espesor neto para las arenas productoras del Campo Galán (A, B y C).

Figura 21. Mapas de porosidad, permeabilidad y espesor neto.

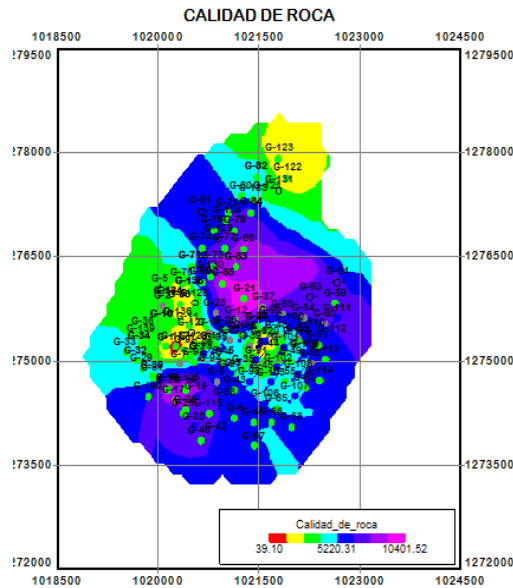




Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

Se puede apreciar que los valores de porosidad varían entre 16 y 24%, permeabilidades entre 41.4 y 244 md, y espesores netos entre 6 y 350 ft.

Figura 22. Mapa de calidad de la roca.

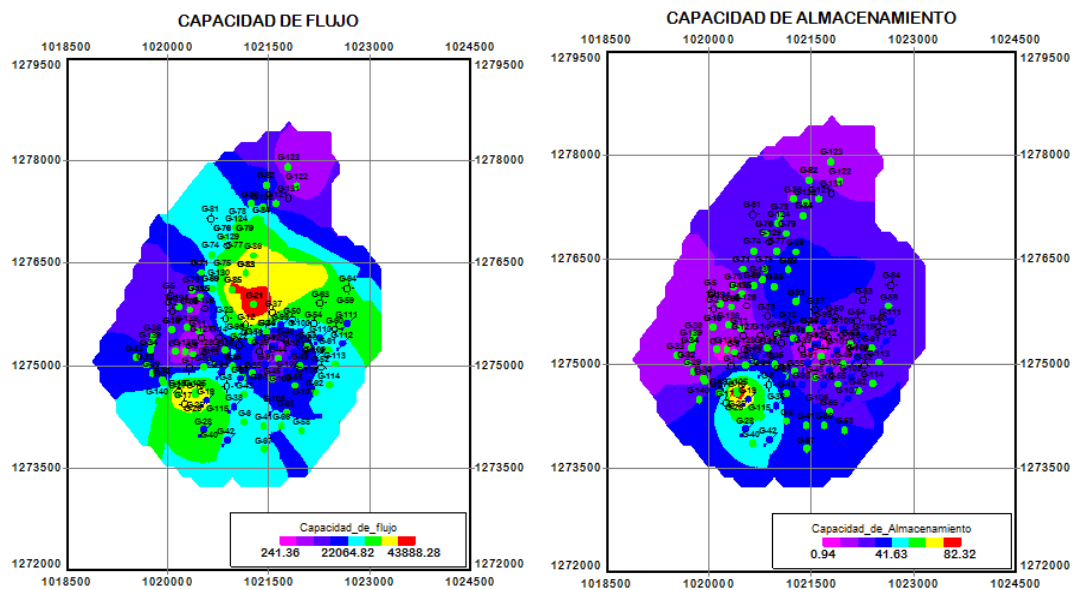


Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

Para observar las zonas que cumplen con condiciones petrofísicas óptimas, se desarrolla el concepto de “Calidad de la roca”, que consiste en el producto de los valores de Porosidad*Permeabilidad*Espesor Neto.

Para seleccionar zonas con alto potencial para realizar operaciones de workover o perforación *infill* se deben tener en cuenta los conceptos de “Capacidad de Flujo” y “Capacidad de Almacenamiento” que corresponden a los productos de Permeabilidad*Espesor neto y Porosidad*Espesor neto respectivamente.

Figura 23. Mapa de capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento.



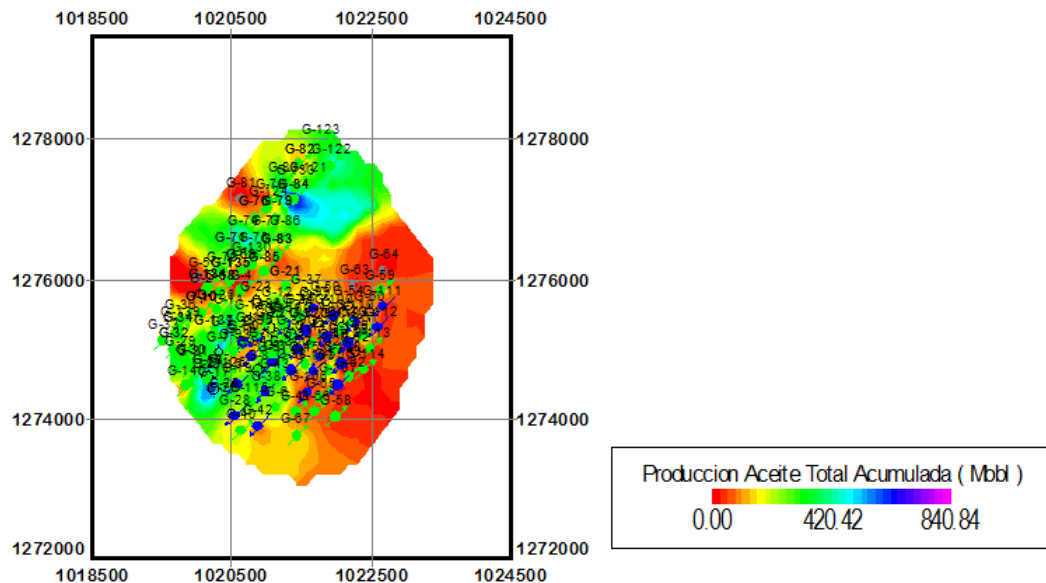
Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

De acuerdo a la evaluación realizada a las propiedades petrofísicas del Campo Galán, se puede concluir que en las zonas suroccidente y nororiente presentan un comportamiento positivo, con alta calidad de roca y capacidad de flujo.

3.3.2 Análisis de historias de producción

Con el comportamiento de la producción acumulada a través de la vida productiva del campo Galán, se pueden identificar zonas donde el yacimiento ha tenido o no un mejor desempeño, en función la cantidad de fluido drenada. A pesar que actualmente el campo tiene 23 pozos activos, luego del plan Refinería adelantado por Ecopetrol S.A, es necesario tener en cuenta todos los pozos que se han operado.

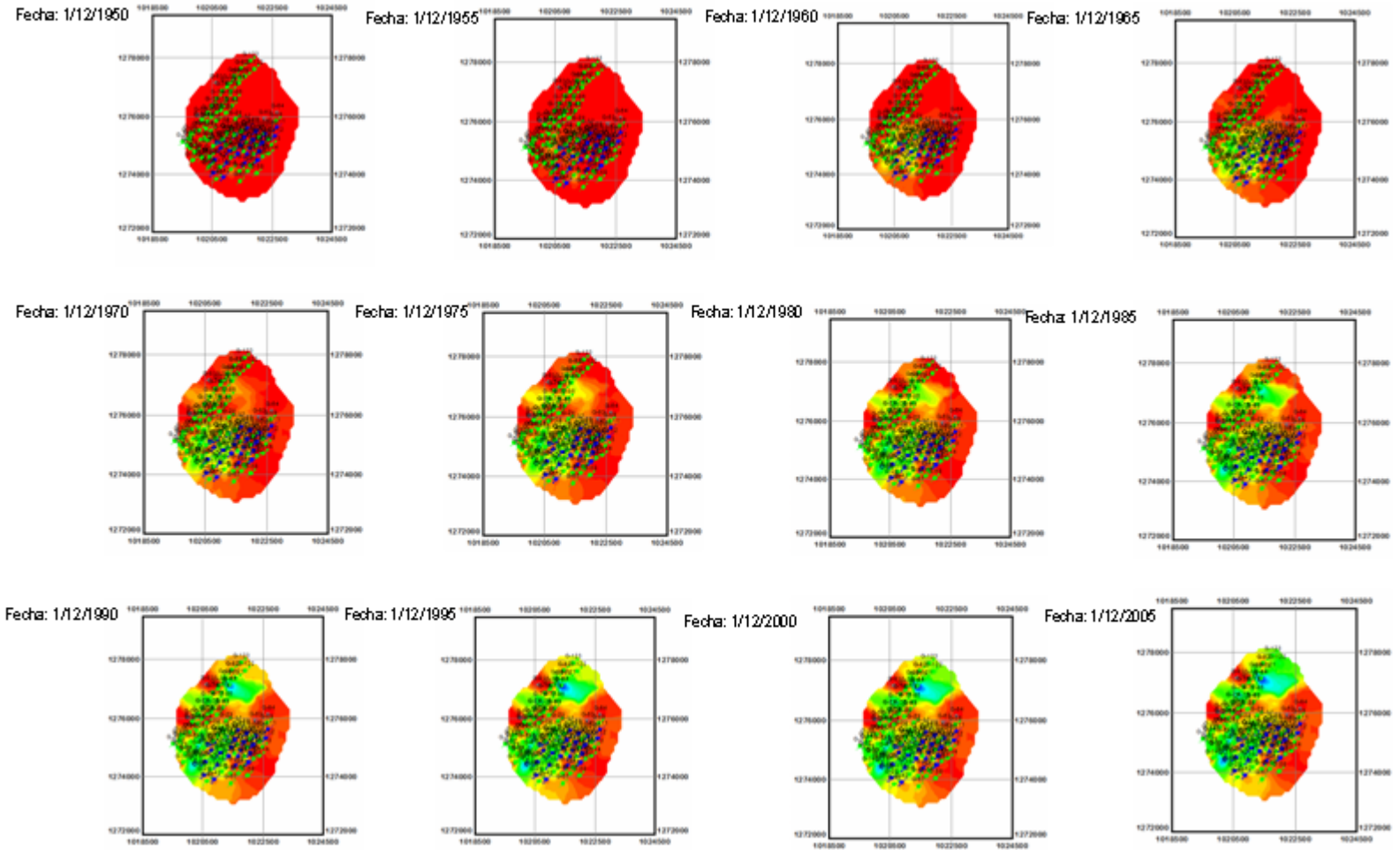
Figura 24. Mapa de comportamiento actual de la producción del Campo



Fuente.Autores – Oil Field Manager Production Software.

Además, para conocer el comportamiento de la producción con el tiempo, se han tomado intervalos de tiempo de 5 años, como se muestra en la figura 25:

Figura 25. Mapa de comportamiento de la producción con el tiempo, Campo Galán.



Fuente.Autores – Oil Field Manager Production Software.

Es importante resaltar que las zonas donde se ha desarrollado el yacimiento, de una forma óptima, coinciden con las zonas donde se encuentran las mejores propiedades petrofísicas.

3.3.3 Cálculos de reservas

Se realizó también, una predicción del comportamiento de los pozos activos con el fin de identificar la cantidad de reservas, índices de declinación y caudal inicial de cada uno al inicio de la predicción. Para este cálculo se tuvo en cuenta un periodo de tiempo comprendido entre diciembre de 2010 y enero de 2030, y, una regresión de tipo hiperbólica, adecuada para campos maduros.

La tabla 6 muestra los resultados de los cálculos de reservas y caudales iniciales, de los pozos productores del campo Galán, obtenidos mediante la opción "Forecast" de OFM.

Tabla 6. Pronóstico de producción para al año 2030.

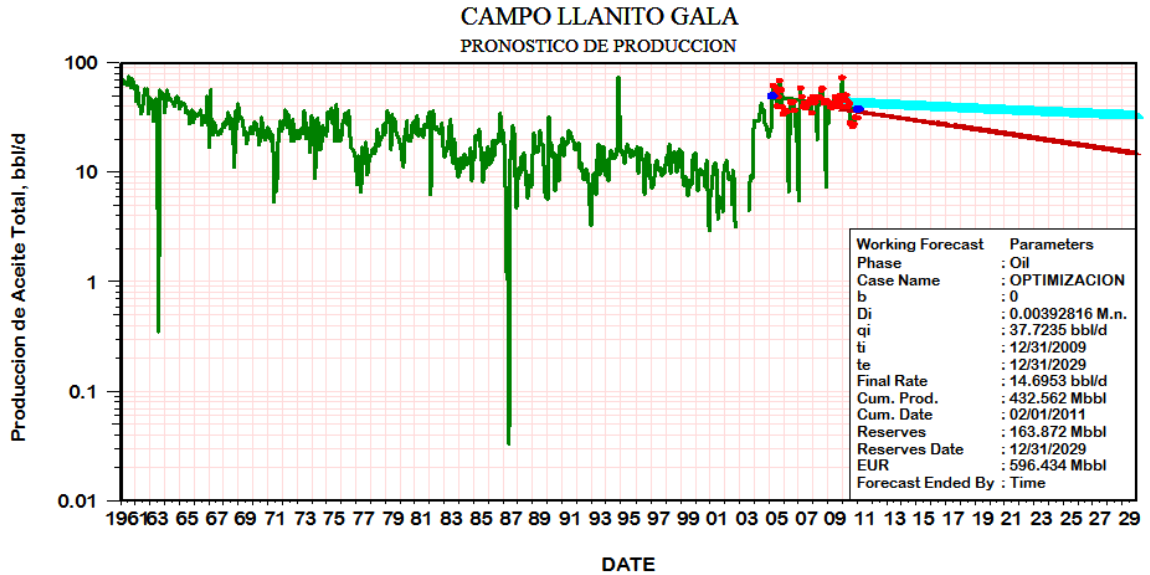
POZO	Reservas (Mbbbl)	Qi (bb/d)	ESTADO
GALN0001:A	31,69	6,85	ACTIVO
GALN0010:A	130,41	22,815	INACTIVO
GALN0010:B	137,026	21,988	INACTIVO
GALN0010:C	35,2	36,211	INACTIVO
GALN0010:CBA	163,872	37,72	ACTIVO
GALN0021:A	13,78	4,291	ACTIVO
GALN0021:C	128,308	20,55	INACTIVO
GALN0030:A	12,18	11,326	ACTIVO
GALN0030:B	23,55	25,422	INACTIVO
GALN0033:A	8,66	3,678	ACTIVO
GALN0036:A	15,34	3,735	ACTIVO
GALN0068:BA	85,67	25,098	INACTIVO
GALN0068:CBA	26,9	11,102	ACTIVO
GALN0071:CB	14,62	2,37	INACTIVO
GALN0071:CBA	56,48	9,95	ACTIVO
GALN0074:CB	63,09	17,68	ACTIVO
GALN0075:CB	113,95	18,5	ACTIVO
GALN0076:C	66,02	16,51	INACTIVO
GALN0076:CB	166,91	24	ACTIVO
GALN0077:CB	167,91	39,14	ACTIVO
GALN0079:B	68,77	11,48	ACTIVO
GALN0079:C	8,51	15,6	INACTIVO
GALN0080:C	30,24	14,37	INACTIVO
GALN0122:B	23,47	28,28	ACTIVO
GALN0123:B	26,56	18,56	ACTIVO
GALN0124:CBA	183,02	131,81	ACTIVO
GALN0125:A	6,69	7,98	ACTIVO
GALN0130:CB	0,38	10,01	ACTIVO
GALN0133:CB	22,28	59,48	ACTIVO
GALN0134:BA	24,69	30,95	ACTIVO
GALN0134:CB	6,59	3,44	INACTIVO
GALN0134:CBA	5,09	48,88	INACTIVO
GALN0135:B	6,44	34,11	INACTIVO
GALN0135:BA	1034,2	53,82	ACTIVO
GALN0135:CU ELTOROSH	6,53	48,56	INACTIVO
GALN0135:UI ELTOROSH	2,49	9,46	INACTIVO
GALN0136:CBA	14,21	33,95	ACTIVO
GALN0137ST3:B	613,31	76,14	ACTIVO
GALN0139:CBA	10,51	34,01	ACTIVO
GALN0140:CBA	31,39	27,01	ACTIVO

TOTAL	3.586,94
--------------	-----------------

Fuente. Autores. Reporte base de datos Access, Llanito-Galán.

De la misma manera, gráficamente se puede evaluar la curva de declinación en la producción, y su respectiva predicción para el campo.

Figura 26. Curva de declinación del Campo Galán.



Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

3.3.4 Índice de Heterogeneidad

El análisis del índice de heterogeneidad es un análisis que compara el comportamiento de un pozo con respecto a un grupo promedio de pozos. En este análisis se compara la producción acumulada de petróleo y agua, permitiendo identificar aquellos pozos con un bajo desempeño. Matemáticamente el índice de heterogeneidad se define como:

$$HI_{Fluido} = \frac{Fluido_{Acumulado\ Well}}{Fluido_{Acumulado\ Prom\ pozo}} - 1 \quad \text{Ecuación 48}$$

Los pozos que muestren valores para HI sobre el promedio, serán aquellos que tengan un comportamiento por encima del promedio, de igual forma, los pozos que

muestran valores para HI bajo el promedio, indican pozos con un desempeño “pobre”.

Tabla 7. Índice de Heterogeneidad para Producción acumulada de agua y petróleo.

Pozo	Aceite Total Acumulado Mbbl	Agua Total Acumulada Total	HI ACEITE	HI AGUA
GALN0001:A	357	39.135	1,017	-0,745
GALN0010:A	72	962	-0,593	-0,994
GALN0010:B	17	114	-0,904	-0,999
GALN0010:C	3	149	-0,983	-0,999
GALN0010:CBA	433	37.075	1,447	-0,758
GALN0021:A	177	25.623	0,000	-0,833
GALN0021:C	41	537	-0,768	-0,996
GALN0030:A	193	25.318	0,091	-0,835
GALN0030:B	218	209.790	0,232	0,370
GALN0033:A	487	52.002	1,752	-0,660
GALN0036:A	287	26.135	0,622	-0,829
GALN0068:BA	178	13.071	0,006	-0,915
GALN0068:CBA	181	69.386	0,023	-0,547
GALN0071:CB	46	6.395	-0,740	-0,958
GALN0071:CBA	487	1.744.857	1,752	10,392
GALN0074:CB	568	428.970	2,209	1,801
GALN0075:CB	407	289.646	1,300	0,891
GALN0076:C	194	148.836	0,096	-0,028
GALN0076:CB	6	399	-0,966	-0,997
GALN0077:CB	455	1.292.767	1,571	7,440
GALN0079:B	277	475.860	0,565	2,107
GALN0079:C	68	13.019	-0,616	-0,915
GALN0080:C	494	483.668	1,791	2,158
GALN0122:B	476	272.816	1,690	0,781
GALN0123:B	323	165.987	0,825	0,084
GALN0124:CBA	118	1.356	-0,333	-0,991
GALN0125:A	19	39.781	-0,893	-0,740
GALN0130:CB	32	15.787	-0,819	-0,897
GALN0133:CB	82	9.638	-0,537	-0,937
GALN0134:BA	44	12.218	-0,751	-0,920
GALN0134:CB	2	548	-0,989	-0,996
GALN0134:CBA	12	615	-0,932	-0,996
GALN0135:B	24	1.913	-0,864	-0,988
GALN0135:BA	22	4.321	-0,876	-0,972
GALN0135:CUI_ELTOROSH	9	11.710	-0,949	-0,924
GALN0135:UI_ELTOROSH	3	1.924	-0,983	-0,987
GALN0136:CBA	119	115.581	-0,328	-0,245
GALN0137ST3:B	67	60.069	-0,621	-0,608
GALN0139:CBA	43	4.895	-0,757	-0,968
GALN0140:CBA	38	23.945	-0,785	-0,844
TOTAL PRODUCCIÓN	7079	6.126.818		
PROMEDIO	176,975	153,170		

Fuente. Autores. Reporte base de datos Access, Llanito-Galán.

Para el desarrollo de este proyecto, se realizó el análisis de Índices de Heterogeneidad (HI) del acumulado de aceite producido y del acumulado de agua producida, para los 26 pozos activos del campo galán. Los resultados se muestran en la tabla 7:

El análisis de los índices de heterogeneidad puede ser representado en gráficos de dispersión, con el HI del agua acumulado en las abscisas y el HI del petróleo acumulado en el eje de las ordenadas, generando cuatro cuadrantes en un plano cartesiano. Estos cuadrantes se descomponen en área de producción: alta producción de petróleo y alta producción de agua, baja producción de agua y alta producción de petróleo, baja producción de agua y baja producción de petróleo, y alta producción de agua y baja producción de petróleos (Ver Tabla 8).

Tabla 8. Identificación de cuadrantes HI

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD	
CUADRANTE IV	CUADRANTE I
Alta producción de Agua & Baja producción de Petróleo	Alta producción de Agua & Alta producción de Petróleo
CUADRANTE III	CUADRANTE II
Baja producción de Agua & Baja producción de Petróleo	Baja producción de Agua & Alta producción de Petróleo

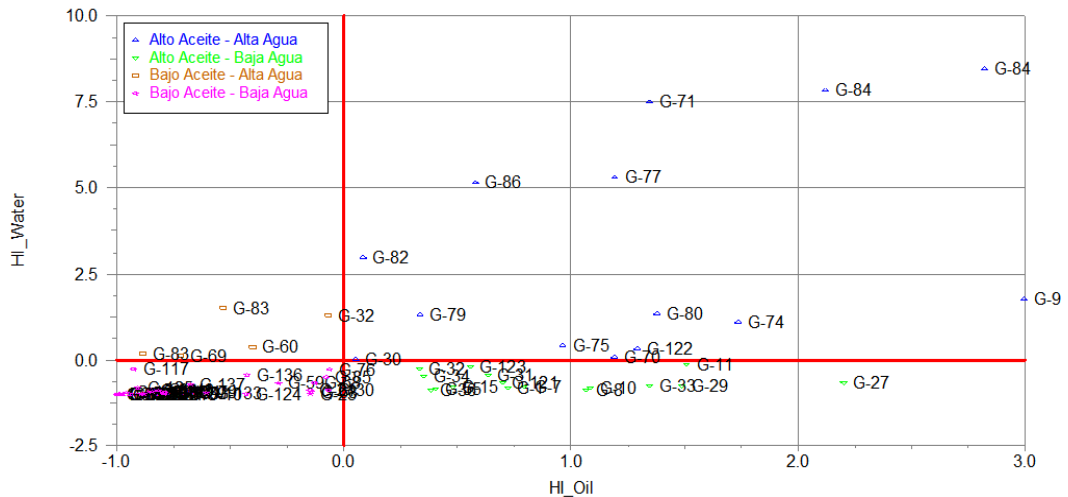
Fuente. Autores.

Gráfica de Índice de Heterogeneidad

Primer cuadrante

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos son a primer vista candidatos a estimular, sin embargo pueden ser candidatos para control de agua.

Figura 27. Índice de Heterogeneidad del Agua de producción acumulada vs Índice de Heterogeneidad de Aceite de producido acumulado, Campo Galán.



Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

Segundo cuadrante

Los pozos del segundo tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de agua por debajo del promedio, y de petróleo por encima. Estos candidatos no son candidatos a ninguna intervención.

Tercer cuadrante

En el tercer cuadrante se ubican los peores pozos en términos de productividad, muestra los pozos con tasas de petróleo por debajo y de agua por encima del promedio, siendo los mejores candidatos a intervención.

Cuarto cuadrante

El cuarto cuadrante muestra aquellos pozos con tasas de petróleo por debajo del promedio y tasas de agua por encima del promedio, generalmente son los primeros candidatos para tratamientos de control de agua.

OFM tiene la opción de mostrar la anterior clasificación de forma tabulada; para este estudio se generó un gráfico de dispersión para todos los pozos del campo,

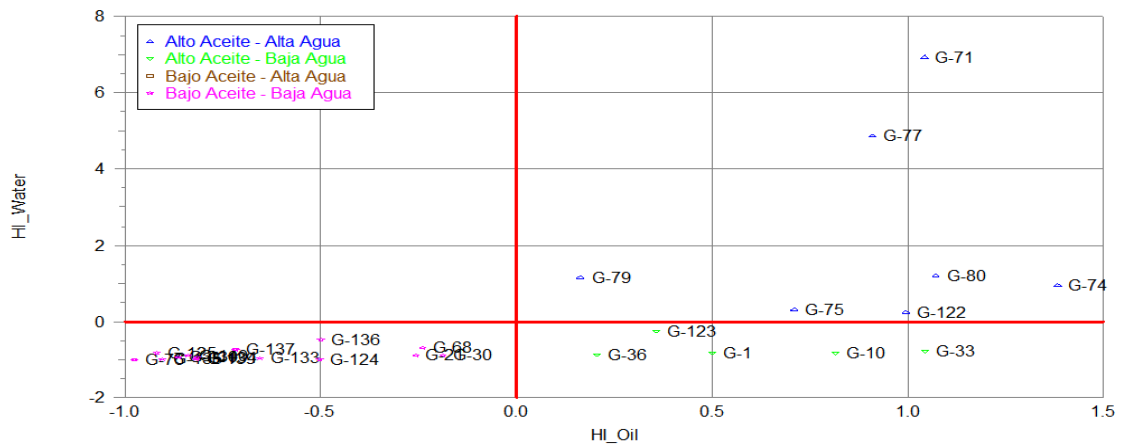
pero se analizaron solamente los pozos activos(Ver tabla 9), donde se muestra la distribución en cada uno de los cuadrantes descritos, señalados con un asterisco:

Tabla 9. Clasificación de los pozos del Campo según su desempeño

HI ACEITE VS AGUA ACUMULADA				
	1.- Alto Aceite - Alta Agua			
	2.- Alto Aceite - Baja Agua			
	3.- Bajo Aceite - Alta Agua			
	4.- Bajo Aceite - Baja Agua			
POZO	1	2	3	4
G-1		*		
G-10				*
G-21				*
G-30	*			
G-33		*		
G-36		*		
G-68				*
G-71	*			
G-74	*			
G-75	*			
G-76				*
G-77	*			
G-79				*
G-80	*			
G-122	*			
G-123		*		
G-124				*
G-125				*
G-130				*
G-133				*
G-134				*
G-135				*
G-136				*
G-137				*
G-139				*
G-140				*

Fuente. Autores.

Figura 28. Índice de Heterogeneidad del Agua de producción acumulada vs Índice de Heterogeneidad de Aceite de producido acumulado, pozos activos.



Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

En general, los Índices de Heterogeneidades hacen parte de una de las herramientas más eficaces para detectar pozos con algún comportamiento anormal con respecto a la totalidad del campo; Es evidente que entre más pozos tenga un campo, mejor será esta herramienta estadística.

3.3.5 Índice de Eficiencia del completamiento (IEC)

El Índice de eficiencia de completamiento utiliza varios de los cálculos desarrollados con el HI anteriormente descrito. Esta técnica se define como el proceso de integrar las propiedades de la roca (HI de las propiedades de la roca) con la productividad (HI del petróleo acumulado), tomando en consideración el tipo de completamiento. Además, identifica cuando sería adecuado un trabajo de estimulación a un pozo (o varios pozos).

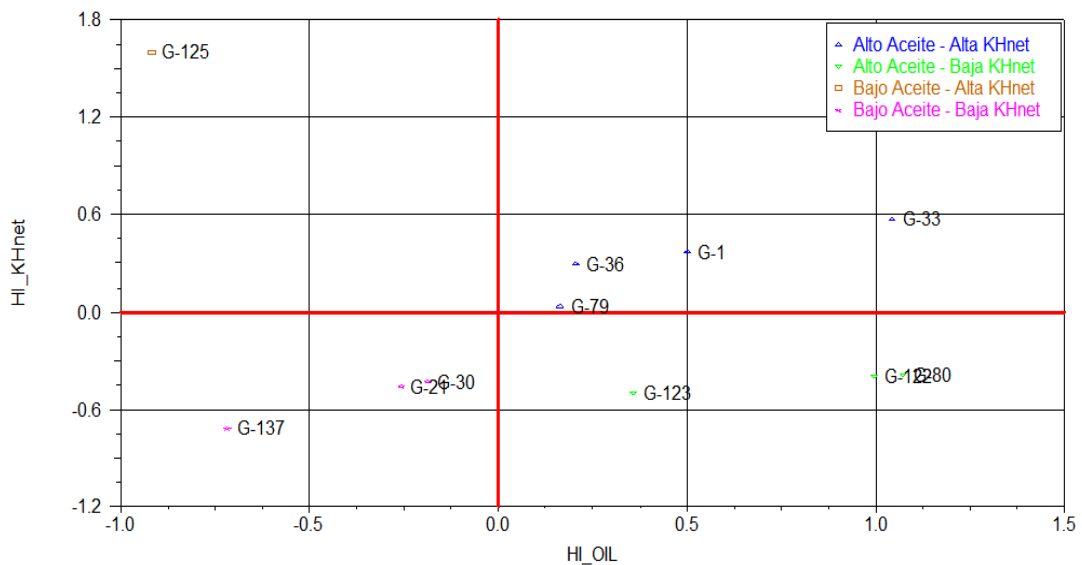
El Índice de Eficiencia del completamiento es similar al concepto de Índice de Heterogeneidad (HI), excepto que este incorpora propiedades petrofísicas para establecer una relación entre el comportamiento de la producción y la calidad de la roca, para identificar oportunidades de optimización.

Luego de evaluar el IEC, se pueden identificar pozos con un pobre o un adecuado desempeño del completamiento. El análisis depende de la información de producción que se encuentra relacionada con la información disponible del estado mecánico de los pozos y la caracterización de la cara de la formación, lo que permite clasificar los pozos según su comportamiento.

De igual forma el Índice de Eficiencia de Completamiento se puede representar en gráficos de dispersión, con “HI de las propiedades petrofísicas de la roca” vs el “HI del petróleo acumulado”. Cuando se asocia este gráfico a un mapa de coordenadas X-Y se puede definir un comportamiento regional de productividad.

Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño en función de la producción de petróleo y de la calidad de la roca (K*h).

Figura 29. Eficiencia del Completamiento: Índice de Heterogeneidad de propiedades petrofísicas de la roca vs HI del petróleo acumulado, pozos activos.



Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

Gráfica de Eficiencia de Completamiento

Primer cuadrante

En el primer cuadrante, el petróleo acumulado y Kh de los completamientos se encuentran por encima del promedio. Como esos completamientos tienen alto petróleo acumulado y buena capacidad de flujo no necesitan reacondicionamiento.

Segundo cuadrante

El segundo cuadrante muestra que el petróleo acumulado de los completamientos está por encima del promedio a pesar que sus valores de Kh son bajos. A pesar que los pozos ubicados en el segundo cuadrante tienen buena productividad, merecen una evaluación detallada para considerar realizar un fracturamiento.

Tercer cuadrante

En este cuadrante el petróleo acumulado y el KH del completamiento están por debajo del promedio. Este cuadrante contiene los pozos que serían candidatos potenciales a fracturamiento.

Cuarto cuadrante

Aunque el Kh de los completamientos del cuarto cuadrante está por encima del promedio, el petróleo acumulado está por debajo, indicando una posible caída de presión cerca a la cara del pozo, atribuida a daño. Los pozos ubicados en el cuarto cuadrante deben ser evaluados en detalle para determinar el valor del skin para considerar algún trabajo de reacondicionamiento.

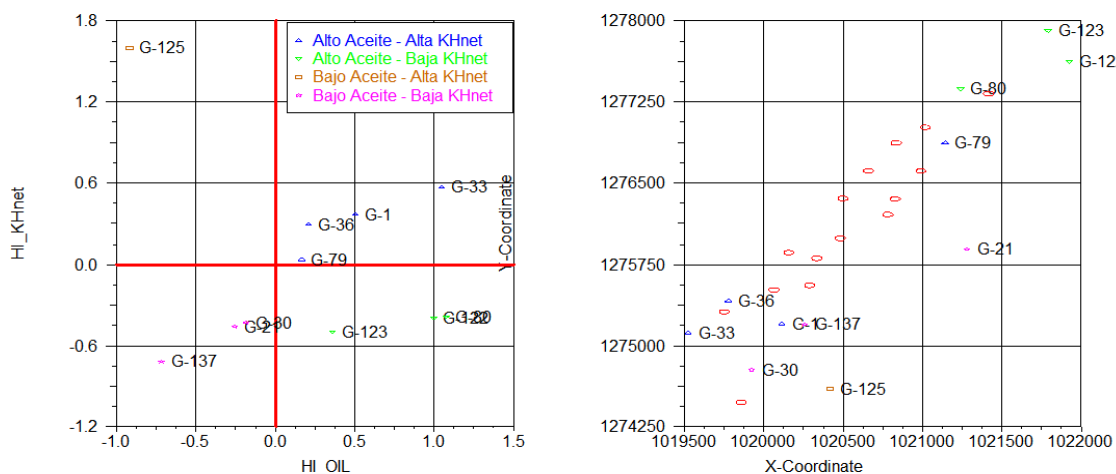
La figura 30 muestra los resultados de la gráfica de IEC y la representación detallada de cada cuadrante para los pozos activos del campo Galán, sin tomar en cuenta la fecha de perforación.

Tabla 10. Identificación de cuadrantes IEC

ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO	
CUADRANTE IV	CUADRANTE I
Producción pobre & Buen completamiento	Buena producción & Buen completamiento
CUADRANTE III	CUADRANTE II
Pobre producción & Pobre completamiento	Buena producción & Pobre completamiento

Fuente. Autores.

Figura 30. Eficiencia del Completamiento – Comportamiento regional de la productividad.



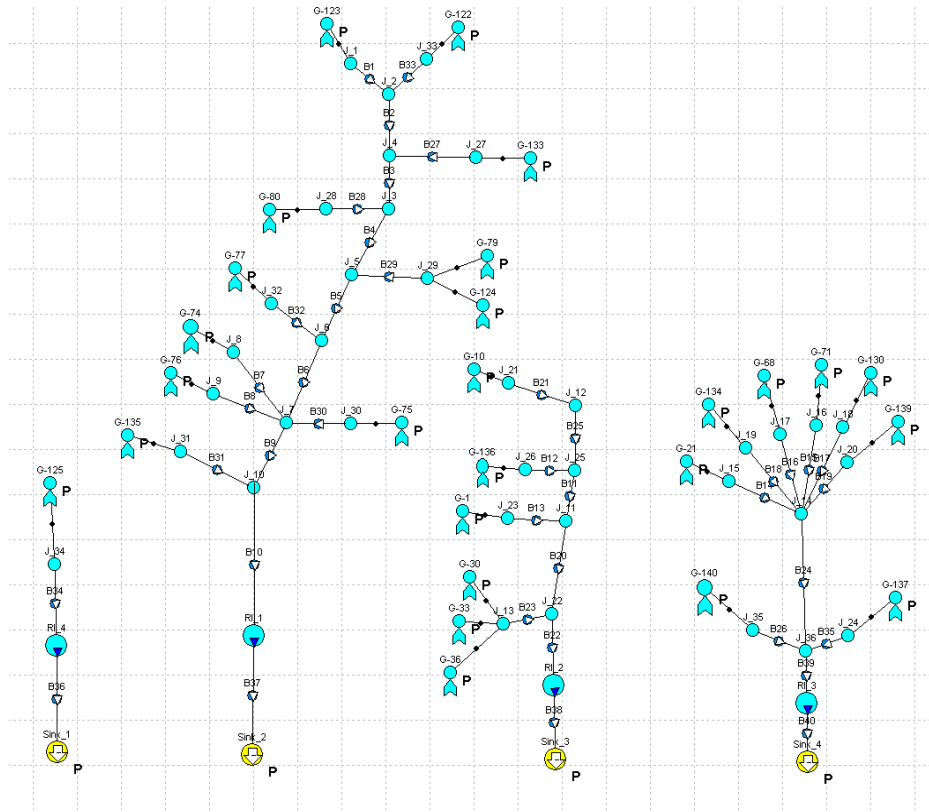
Fuente. Autores – Oil Field Manager Production Software.

3.4 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

3.4.1 Modelo de superficie

Inicialmente se cargó la red de superficie teniendo en cuenta que para poder unir las líneas de superficie con los pozos es necesario insertar un “nodo de unión”. El campo Galán cuenta con cuatro ramales de recolección, que se dirigen a la Estación Única Galán, que reúne el fluido en cuatro separadores de prueba que llegan al separador general como se muestra a continuación:

Figura 31. Modelo de Superficie, Campo Galán.



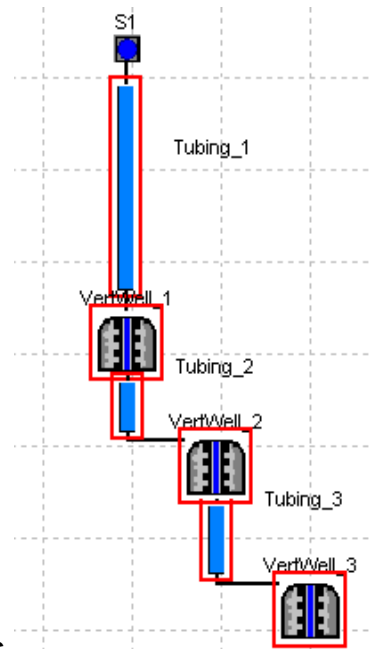
Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM.

Para efectos de un mejor análisis, la red del Campo se estudió separando cada uno de los ramales que se dirigen a la estación de recolección.

3.4.2 Modelo de pozo

Luego que el modelo de superficie está terminado, se procede a cargar la información para cada uno de los pozos; En “Análisis del comportamiento del pozo” insertar la configuración del sistema de subsuelo. Se pueden insertar varios “Completamientos Verticales” dependiendo del número de arenas productoras activas:

Figura 32. Modelo de pozo para varias arenas

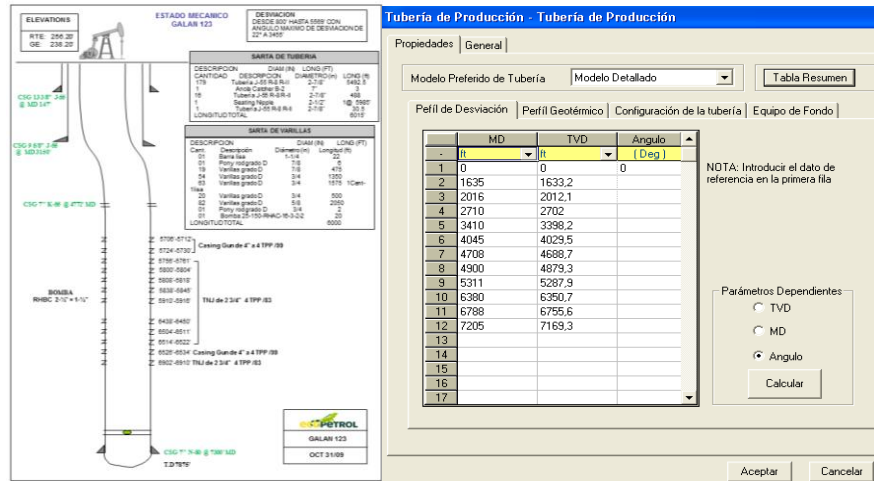


Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Para cada uno de los completamientos ingresar los datos del yacimiento (arena productora), correspondientes a presión, temperatura y modelo de completamiento. Se seleccionó la Ecuación de Vogel como modelo de completamiento, que está en función de la presión de fondo fluyendo, presión estática del yacimiento el caudal, y un “coeficiente de Vogel” correspondiente a 0,8, por defecto.

Según el estado mecánico, si el pozo es desviado se debe incluir el perfil de desviación (profundidades en MeasuredDepth o MD y Total Vertical Depth o TVD). La figura 33 ilustra lo anteriormente mencionado, pero teniendo en cuenta que el pozo en estudio es vertical, el survey que se muestra corresponde al pozo Galán-123. Luego de definir la desviación de los pozos, se procede a cargar la información de tubería, revestimiento y demás especificaciones de completamiento.

Figura 33. Carga de datos de desviación del pozo Galán-123.



Fuente. Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

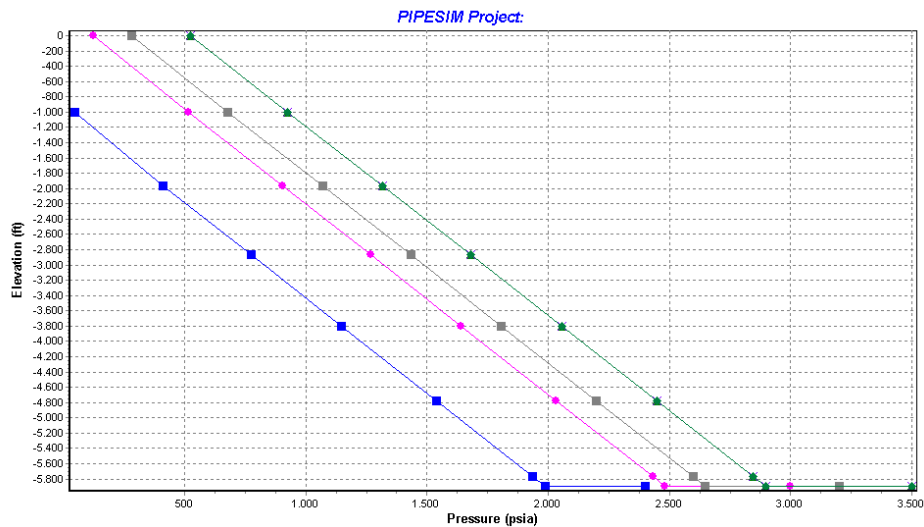
Propiedades de fluido y correlación de flujo multifásico

Luego de cargar la información correspondiente al fluido y sus propiedades, se selecciona BeggsBrillRevised como correlación de flujo multifásico para flujo vertical y horizontal (Pipesim tiene la opción de calibrar las correlaciones de flujo, en el transcurso de la metodología se describe el proceso). Esta correlación calcula de las pérdidas de presión en tuberías horizontales y verticales. El término revisado hace referencia a que en esta correlación se involucran los factores de fricción de la tubería (con el valor del promedio de la velocidad del fluido) y un régimen adicional de espuma no deslizante.

Análisis del modelo

Conocido el valor de la tasa de flujo y seleccionando la presión de salida como variable calculada, PIPESIM asume automáticamente que la presión de entrada es la presión de yacimiento, definida en el completamiento.

Figura 34. Perfiles de Presión y Temperaturas para necesarios para llevar fluido a superficie.



Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Ajuste de perfil de Presión/Temperatura

Con la presión estática como variable, se deben ajustar los parámetros de sensibilidad del pozo con valores de presión del modelo anterior.

Luego de correr el modelo, se genera un diagrama que determina el rango de valores de presión suficientes para llevar fluidos a superficie, como se muestra en la figura 34, en donde se evidencia que a presiones superiores a 2400 psia, el fluido puede llegar a superficie (gráficos de color rosado, gris y verde).

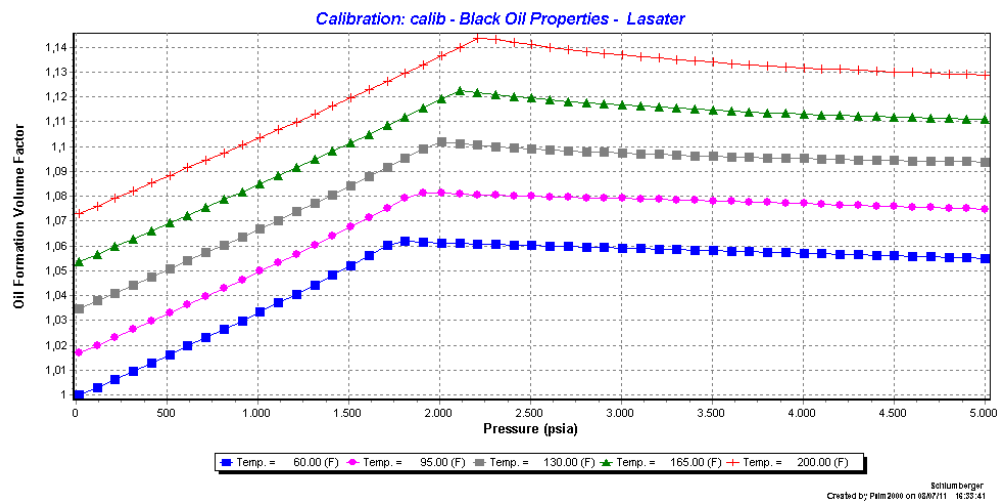
Calibración de propiedades de fluido

Hasta que no se realice una calibración al modelo de aceite negro no se recomienda realizar ningún tipo de análisis ya que, con el modelo calibrado se pueden determinar las fases, régimen de flujo, pérdidas de presión en regiones de flujo monofásico y multifásico y el calor transferido desde o hacia los alrededores.

Luego de ingresar los datos correspondientes a propiedades del yacimiento e información de punto de burbuja, en la pestaña “Datos de calibración avanzada” se ingresan los datos de pruebas PVT para cada pozo. (Teniendo en cuenta que el campo no cuenta con pruebas PTV, se decidió tomar como referencia el pozo Llanito 111, sugerencia realizada por parte del personal de Ecopetrol S.A.).

Se debe conocer el Factor Volumétrico de Formación – FVF - en el punto de burbuja (es necesario determinar su temperatura). Por defecto el simulador selecciona la correlación de Standing para su análisis.

Figura 35. Factor Volumétrico de Formación, Galán-130.

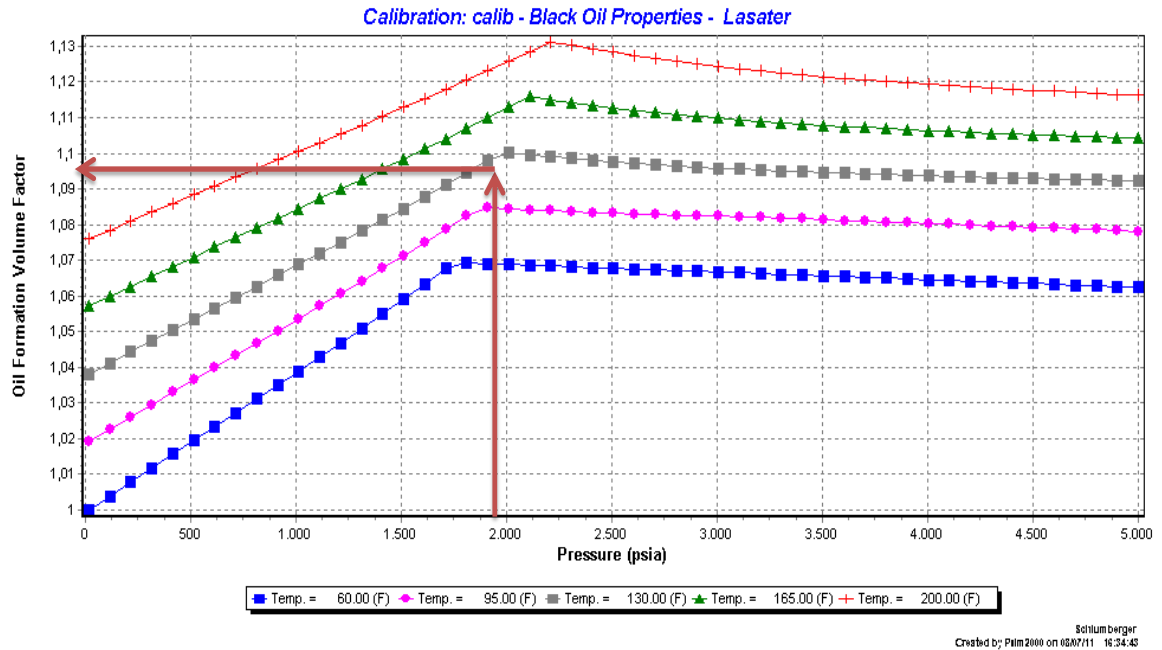


Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Calibración del factor volumétrico de formación

Para calibrar el factor volumétrico de formación, se deben generar las gráficas con todas las correlaciones en el portafolio de Pipesim. Para el caso de Galán-123, la correlación que más se ajusta al comportamiento real del pozo es Vásquez&Beggs, con un valor de FVF de 1,098 a 1952 psia y 120 °F:

Figura 36. Calibración del Factor Volumétrico de Formación, Galán-130.



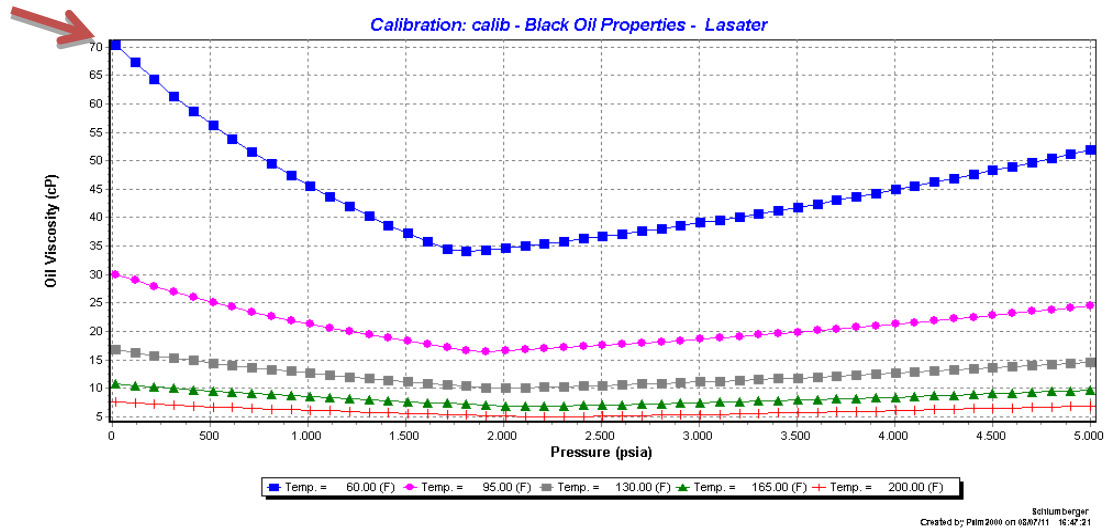
Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Calibración de la Viscosidad del aceite

Para la calibración se necesitan dos datos de viscosidad. Con la correlación de Beggs and Robinson (correlación utilizada por el simulador inicialmente) se aproximan valores de viscosidad de 19.42 cP @120 °F y 70,3 cP @ 60°F, si se conoce la gravedad API. En la pestaña “Correlación de Viscosidad de crudo muerto” se debe seleccionar “Datos de usuario” para cargar la información de las dos viscosidades registradas en las pruebas PVT.

Luego de ajustar el factor volumétrico de formación, de forma análoga se calibra la viscosidad. Se debe obtener la siguiente gráfica:

Figura 37. Calibración de la viscosidad del aceite, Chew&Connally.



Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Calibración de la correlación de flujo

Para seleccionar la correlación de flujo vertical más apropiada, se debe contar con datos de pruebas de presión, de manera que se pueda verificar en varios puntos que dicha correlación sea la que mejor modela el comportamiento del fluido bajo ciertas características. En el caso de Galán, como ya se ha mencionado anteriormente, no se cuenta con pruebas de presión actuales, por lo cual no hay información para cada pozo que pueda ser representativa para este estudio, pero si se tienen con unos datos generalizados para el campo, que puede facilitar la calibración:

Tabla 11. Condiciones de presión generalizadas para el Campo Galán¹⁵.

Profundidad (ft)	Presión (psia)
3502	1495
3928	1782
4000	1880
5098	2145
5404	2162
5874	2472
6200	2780

Fuente. Autores. LÓPEZ, O., SILVA, S., “Interpretación de pruebas de ascenso de presión empleando técnicas convencionales y modernas: Aplicación Campos Galán y Gala. (Modificado)

Contando con esta información se procede a realizar la calibración de la correlación de flujo en la pestaña de “Operaciones”>“Ajuste de la correlación de flujo”, especificando la presión de cabeza y la tasa de líquido, luego seleccionar varias correlaciones de flujo vertical y correr el modelo; Una vez hecho esto es posible determinar la correlación que mejor se ajusta. De acuerdo a los datos de operación del pozo, para el caso en estudio se tiene que:

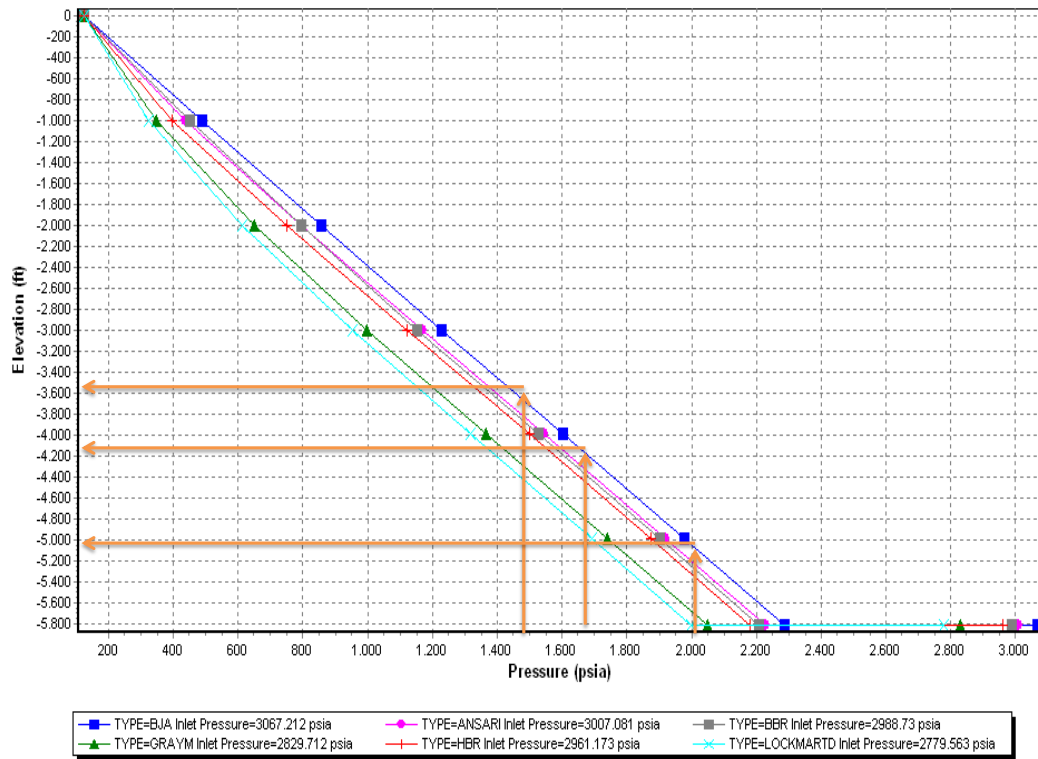
Tabla 12. Condiciones operaciones, Galán-130.

Caudal (Bls)	Presión en cabeza (psia)
50	110

Fuente. Autores.

¹⁵ LÓPEZ, O., SILVA, S., “Interpretación de pruebas de ascenso de presión empleando técnicas convencionales y modernas: Aplicación Campos Galán y Gala”, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

Figura 38. Calibración de Correlaciones de Flujo, Galán 130.



Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Para el caso de este ejemplo se puede ver que la ecuación que mejor modela el comportamiento del fluido es Baker Jardine Revised, de manera que hay que cambiar la configuración realizada anteriormente donde por defecto se había dejado como correlación de flujo multifásico a Beggs&Brill Revised.

3.5 ANÁLISIS NODAL

Por mucho tiempo el análisis nodal ha sido el método por excelencia para evaluar el desempeño de los pozos y es crucial para comprender el comportamiento y la sensibilidad del sistema. PIPESIM permite que se efectúen análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y que represente gráficamente el flujo de

entrada/flujo de salida en cualquier nodo del sistema, proporcionando una oportunidad de optimización de la producción.

3.5.1 Análisis Nodal en el Punto Medio de Perforados (PMP)

Realizar una evaluación del sistema utilizando un nodo en el punto medio de las perforaciones permite observar el cambio en la producción en función de la presión del yacimiento, y el comportamiento de los pozos después de cualquier intervención, como por ejemplo un fracturamiento hidráulico.

Con el fin de determinar que pozos tienen posibilidad de optimizar su producción, se les realizó un análisis nodal a todos los pozos del campo Galán, en donde se determinó para cada uno: Densidad óptima de perforaciones, Curva de Inflow y Curva de Outflow. Para objeto de este estudio, se enunciará la metodología aplicada tomando como referencia el pozo GALÁN-130.

Densidad óptima de perforaciones

Existen arreglos matemáticos que facilitan determinar, utilizando análisis nodal, el número de tiros por pie (TPP o SPF por sus siglas en inglés de Shots Per Foot) adecuados para una mayor producción en el momento que un pozo es completado o cuando se le realiza alguna intervención. Como el campo Galán presenta gas en solución, *Pérez y Kelkar* proponen una ecuación que determina la densidad óptima de perforaciones, teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de la zona cañoneada. La siguiente es la ecuación mencionada anteriormente:

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{fw}}{P_s} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad \text{Ecuación 49.}$$

Con:

q_o : Tasa de aceite (STB/día)

- Q_{max} : Tasa máxima de producción, sin perforaciones (STB/día)
- P_s : Presión estática (psi)
- P_{fw} : Presión de fondo fluvente.
- a_0, a_1, a_2 : Valores constantes en función de la técnica de perforación y el radio de las perforaciones. Tablas 13 y 14.

Tabla 13. Valores de constantes para cañoneo sobrebalanceado.

Cañoneo sobrebalanceado				
R_p	SPF	A0	A1	A2
>0,3	2	0,6171	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, P and TOBING, E., Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir.March 1995. PaperSPE 29312.

Tabla 14. Valores de constantes para cañoneo bajobalanceado.

Cañoneo bajobalanceado				
R_p	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	0,8554	0,06302	-0,88678
>0,3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

Fuente.SUKAMO, P and TOBING, E., Inflow Performance Relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir.March 1995. PaperSPE 29312.

Metodología para la determinación de la densidad óptima de perforación:

Selección del pozo. Para este caso, el pozo seleccionado es GALÁN 130.

Determinación de condiciones de operación. Se toma el valor del caudal de producción, asociado a una presión de fondo. Según los reportes actuales del campo, las condiciones de operación para el pozo son:

Tabla 15. Condiciones de operación pozo Galán 130.

GALÁN 130	
Pwf (psia)	Q (Bl/s)
997	50

Fuente. Autores.

Construcción de la curva Outflow

Graficar las curvas IPR utilizando el método de Pérez y Kelkar. Se deben tener disponibles datos de densidad de cañoneo (TPP), radio de perforaciones, presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo y caudal. Para el pozo GALÁN 130, los valores son:

Tabla 16. Datos Galán 130.

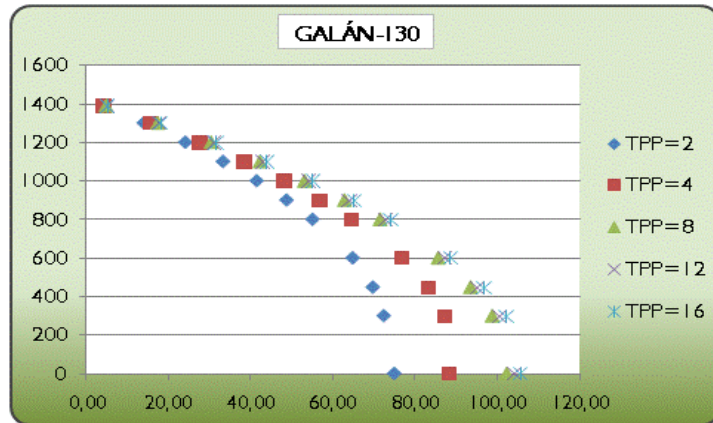
GALÁN 130	
Pwf (psia)	997
Q (STB/día)	50
Pr (psi)	1398
Rp (in)	0,23
TPP	6

Fuente. Autores.

Cuando se cuente con todos los datos, se procede a graficar la curva IPR para la densidad de cañoneo establecida. Para facilitar el proceso se puede emplear una hoja de cálculo de Excel.

Generar la familia de curvas IPR variando el número de tiros por pie (2, 4, 8, 12 y 16). El resultado para el pozo en estudio se muestra en la figura 39.

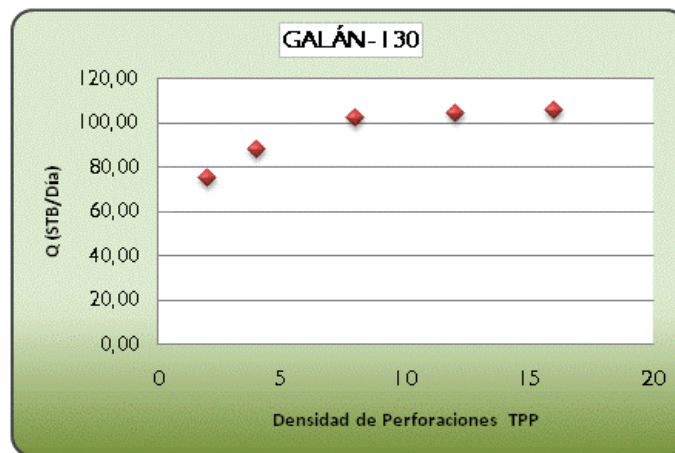
Figura 39. Curvas IPR para diferentes densidades de cañoneo, Galán-130.



Fuente. Autores.

Graficar el valor máximo de producción de cada escenario vs densidad de perforaciones (Ver figura 40); Como se puede observar, a mayor densidad de cañoneo la producción permanece prácticamente constante el número de disparos sea mayor; la cantidad de tiros por pie óptima dependerá de un estudio económico. Para el pozo GALÁN-130 se puede afirmar que la densidad óptima, desde un punto de vista técnico, es de 16 TPP.

Figura40. Incremento de la tasa de flujo, según la densidad de perforaciones, Galán-130.



Fuente. Autores.

Construcción de la curva Outflow

La construcción de una curva de Outflow para un pozo con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, es el resultado de un análisis de pruebas tomadas al pozo a lo largo de su historia, lo que permite establecer una relación entre el caudal y las pérdidas de presión a través de la sarta de producción, desde la entrada de la bomba (Intake) y cabeza de pozo.

La metodología utilizada para la construcción de las curvas de Outflow se describe tomando como pozo de prueba a GALÁN-130, de la misma forma que en los análisis anteriores.

La información mínima requerida para la construcción del Outflow se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 17. Datos de entrada para análisis del Outflow.

GALÁN 130			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	33	101	22
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	3993	6252	2700
Presión de descarga (psi)	2554	4515	1712
Presión de entrada a la bomba (psi)	1407	865	1646
Nivel de fluido, (ft)	4278	3853	4150
Presión en cabezal de pozo (psi)	80	110	100
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	13/02/2009	01/08/2009	01/02/2011

Fuente. Autores. Historial de niveles y sumergencias (Ecopetrol).

Los datos requeridos son el resultado de una serie de mediciones de nivel de fluido y dinagramas, realizadas a una fecha en particular. La sumergencia de la bomba hace referencia a la distancia que esta se encuentra por debajo del nivel de fluido (resulta de la diferencia entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido). Por otro lado, el nivel de fluido indica la profundidad a la que se levanta la

columna de fluido por efecto de la presión del yacimiento. La presión en el Intake (PIP por sus siglas en inglés de Pressure Intake Pump) es menor a la presión de fondo como resultado a las pérdidas por fricción desde la cara de la formación hasta el niple del asiento de la bomba. La presión en cabeza, Pwh, es la presión con la que el fluido llega a superficie (al cabezal del pozo). La carga de fluido hace referencia al peso de la columna de fluido levantado por la bomba en un momento determinado. La información de la bomba, se consiguió de los estados mecánicos.

Calcular Pwf. Luego de revisar la información necesaria para el desarrollo de las curvas, se calcula el valor correspondiente a Pwf asociado a cada una de las pruebas; Para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_0}{A_p} = P_{wf} \quad \text{Ecuación 50.}$$

Para el caso de la prueba A (Ver datos de la tabla 18), los parámetros de la ecuación, para GALÁN-130, son:

Presión de cabeza, Pwh (psi)	=	80
Pérdidas de presión por fricción, ΔP_{ft} (psi)	=	PDP – Pwh = 2474
Carga de fluido por unidad de área Pfo, $\frac{F_0}{A_p}$ (psi)	=	2256
Luego,		
Pwf (psi)	=	298,07

Teniendo en cuenta las pruebas B y C se realizaron los cálculos respectivos, así:

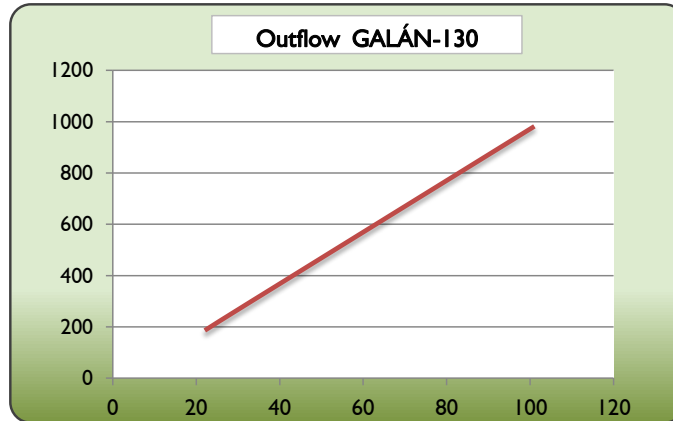
Tabla 18. Valores de constantes para cañoneo bajobalanceado.

GALÁN 130						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
33	80	3993	2255,93	2554	2474	298,0678
101	110	6252	3532,20	4515	4405	982,79661
22	100	2700	1525,42	1712	1612	186,57627

Fuente. Autores.

Graficar Pwf vs Q (obtenidos anteriormente). Luego, la curva para el pozo en estudio muestra el siguiente comportamiento:

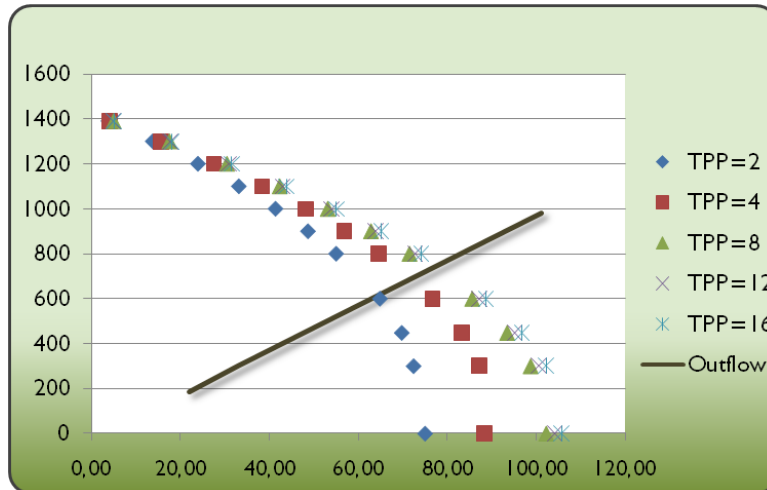
Figura 41. Curva de Outflow, Galán-130.



Fuente. Autores.

Graficar en el mismo plano las curvas de Inflow y Outflow. Ver figura 42.

Figura 42. Curva de Outflow, Galán-130.



Fuente. Autores.

Teniendo en cuenta que el pozo Galán 130 está cañoneado con una densidad de 6 TPP, es evidente que no necesita un recañoneo, ya que la optimización no sería notoria.

3.5.2 Análisis Nodal en cabeza de pozo.

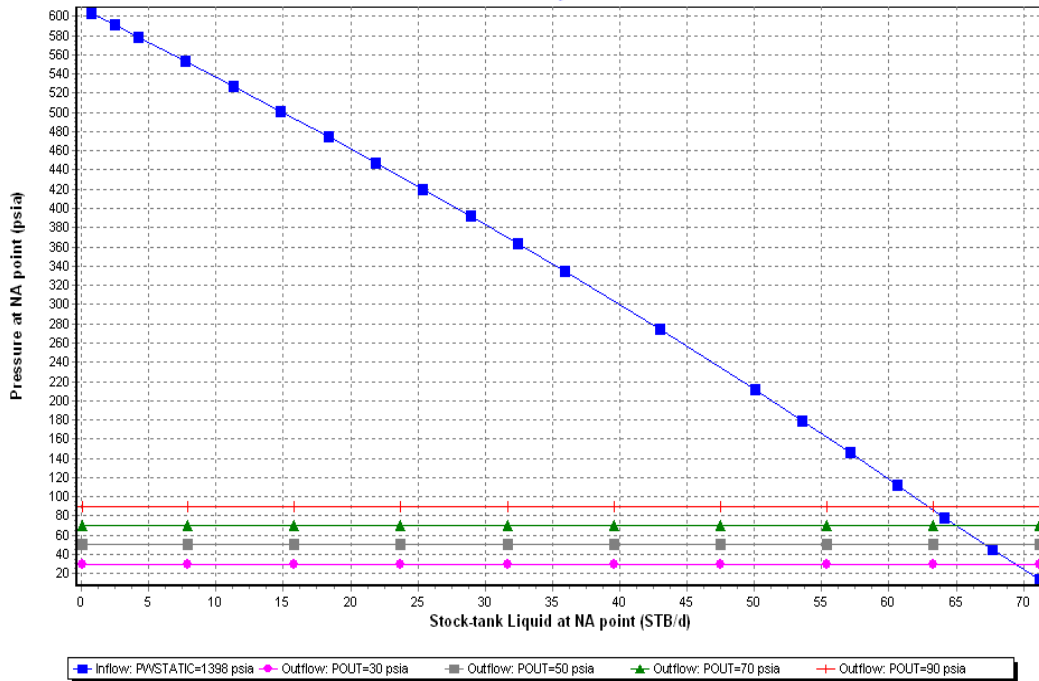
Con el fin de determinar cómo varía la producción variando las condiciones de superficie, se realizaron varias simulaciones en PIPESIM bajo diferentes escenarios, modificando los diámetros de las líneas de flujo. Como se había mencionado anteriormente, para facilitar el estudio la red fue sub-dividida en 4 redes ya que en la realidad el campo Galán cuenta con tres colectores que llegan cada uno independientemente a su respectivo separador, y un pozo (Galán 125) que llega de manera individual al cuarto separador, razón por la cual los datos son reportados por separador. A continuación se muestra como están distribuidos los pozos en la estación de recolección, y el resultado para la simulación realizada a Galán 130, partiendo de las condiciones actuales y luego probando diferentes configuraciones en cuanto a diámetros de líneas se refieren.

Tabla 19. Distribución de pozos por Separadores.

ESTACIÓN ÚNICA			
Separador 1	Separador 2	Separador 3	Separador 4
GLN-125	GLN-134	GLN-136	GLN-74
	GLN-139	GLN-36	GLN-75
	GLN-68	GLN-33	GLN-76
	GLN-130	GLN-30	GLN-77
	GLN-21	GLN-10	GLN-79
	GLN-71	GLN-1	GLN-122
	GLN-137		GLN-123
	GLN-140		GLN-124
			GLN-133
			GLN-135
			GLN-80

Fuente. Autores.

Figura43. Análisis Nodal en cabeza de pozo, Galán 130.



Fuente.Autores – Steady-State Multiphase Flow Simulation - PIPESIM.

Como se puede evaluar en la figura 43, no se observa variación en la producción del pozo en estudio, ante los distintos diámetros planteados, pero si se podría lograr una optimización ya que según la gráfica el pozo en condiciones óptimas debería producir 66,5 STB/Día. La presión en cabeza puede generar un aumento de 18,5 barriles de fluido si se logra una disminución de 20 Psi.

Reporte de resultados

Luego de reunir la información de la evaluación realizada a las variables descritas, a los pozos activos del campo, se disponen en el siguiente formato, que analiza la posibilidad de un aumento en la producción de fluido, en función del análisis nodal tanto de fondo como de superficie.

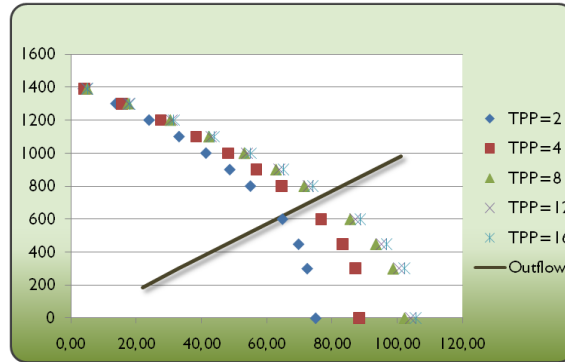
ANÁLISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-130	Estado: Activo	Localización: EW 1020783 - NS 1276209	Bloque: X
--------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

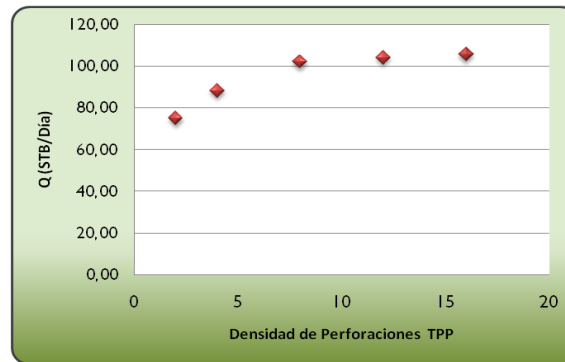
Observaciones : Pozo perforado en febrero del 2009, y cañoneado a 6 TPP, recañoneo y aislamiento en 2009, limpieza de arenas cada año.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

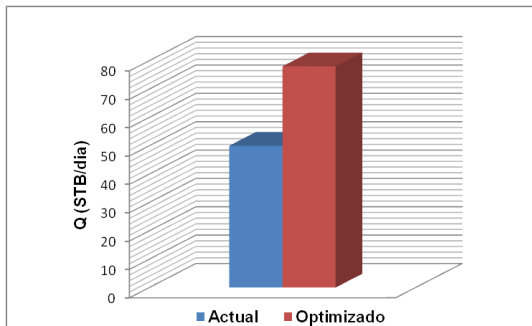
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
997	50	760	78



Densidad Óptima de Perforaciones

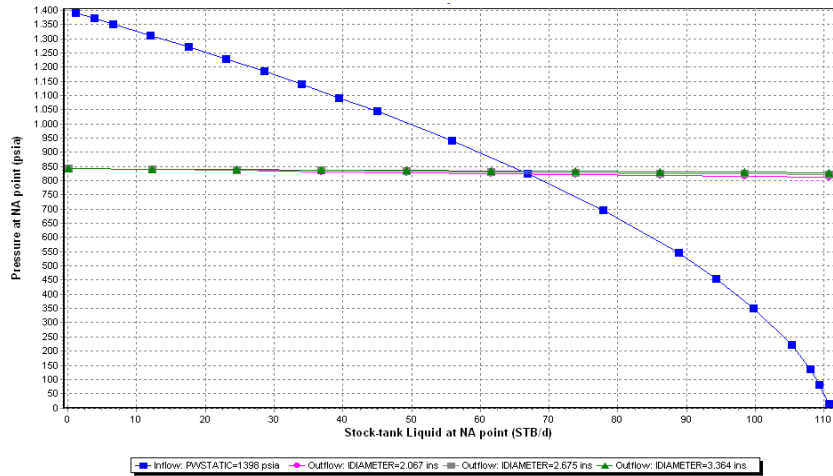


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



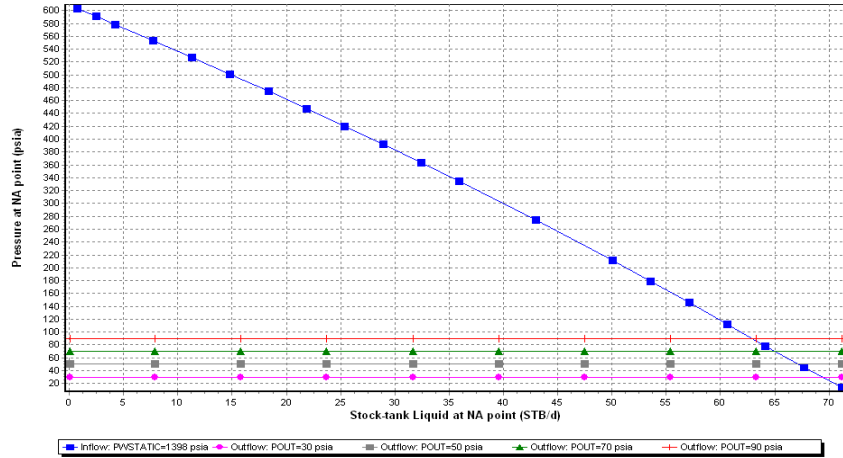
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

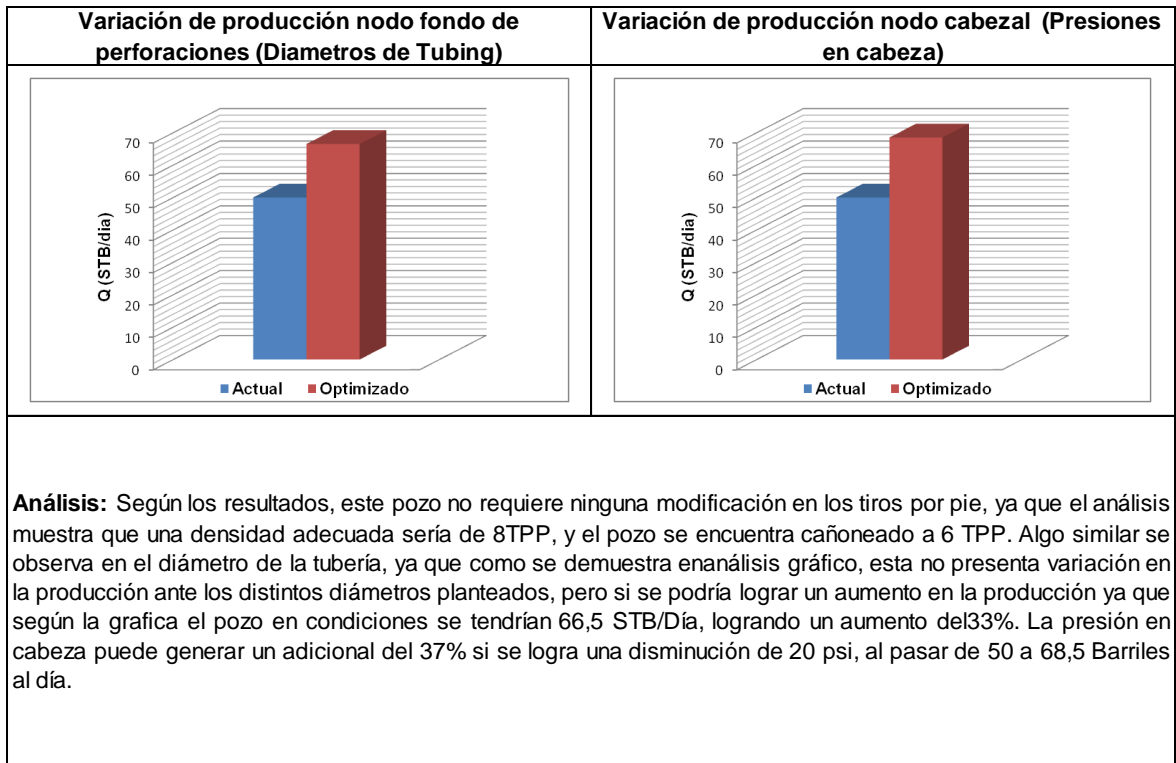
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
997	50	825	66,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	50	30	68,5





4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

4.1 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Luego de realizar el análisis del desempeño a las arenas productoras del Campo Galán, se hizo posible identificar algunos patrones de comportamiento que permiten sugerir algún tipo de acción que pueda mejorar e incrementar el factor de recobro del petrolero. Es esencial relacionar cualquier aspecto que pueda contribuir en la toma de decisiones acerca de las alternativas a generar, ya que esto ayudará a reducir la incertidumbre de los resultados.

Según lo anterior, se lleva a cabo con un análisis conjunto de las variables estudiadas en el capítulo 3, con el fin de proponer algún tipo de intervención que lleve al mejoramiento de la producción del campo.

4.1.1 Trabajos de intervención

Para cumplir con uno de los objetivos planteados para el desarrollo de este proyecto, se contempló la posibilidad de aplicar trabajos de reacondicionamiento de pozo de manera que se pueda mejorar la comunicación entre el yacimiento y los fluidos que este contiene.

Para tal fin se realizó un análisis del comportamiento de cada pozo productor, por lo que se tuvieron en cuenta varias variables que describen las cualidades tanto del yacimiento como de las tendencias de extracción del crudo y el agua. Estas variables fueron tomadas de los siguientes análisis:

- Análisis Petrofísico

- Forecasts (Pronósticos)
- Índice de Heterogeneidad (HI)
- Revisión de estados mecánicos

Para el caso de las propiedades petrofísicas que se tuvieron en cuenta en la selección de los pozos candidatos a trabajos de workover, se llevó a cabo una evaluación para cada uno de los pozos productores y para el resto de las variables, se contó con la descripción hecha en el capítulo anterior.

4.1.2 Evaluación de las Propiedades Petrofísicas para Trabajos de Workover

Para poder sugerir cualquier trabajo de reacondicionamiento de pozos, es importante revisar primero las propiedades petrofísicas de la roca, de manera que se pueda hacer un análisis que represente un acertado criterio de selección. Para ello es necesario realizar un análisis comparativo entre cada uno de los pozos para dichas propiedades. Las propiedades a evaluar desde el punto de vista petrofísico fueron:

- Capacidad de Flujo

Es el producto entre la permeabilidad y el espesor neto de la arena productora, y representa la capacidad que esta tiene para proveer un suministro de fluidos de yacimiento. Para la clasificación de los pozos, se le dio un puntaje a cada uno de ellos según sus propiedades, otorgándoles un valor cuantitativo entre 0,25 y 1 según su ubicación en el rango total de los datos obtenidos para el campo en general.

Puntaje		0,25		0,5		0,75		I	
K*Hnet	241,36		33487,18		73382,17		106628		133678

El puntaje y la clasificación total serán descritos más adelante de manera que se puedan comparar con la valoración y la calificación de los demás criterios.

- Capacidad de Almacenamiento

Es el producto entre la porosidad y el espesor neto, al igual que la capacidad de flujo, se tabulo la capacidad de almacenamiento según los datos petrofísicos de los pozos productores y se establecieron los puntajes de la siguiente manera:

- Espesor Neto

Esta propiedad fue evaluada de manera implícita en los dos criterios anteriores, pero se decidió evaluarla de manera individual ya que el espesor neto es de vital importancia a la hora de estudiar la posibilidad de aplicar trabajos de workover, a continuación se presentan los puntajes obtenidos para este criterio.

Puntaje		0,25		0,5		0,75		1	
Hnet	5,83		113,62		221,37		329,12		437

- Calidad de la roca

Con el producto de la Porosidad*Permeabilidad*Espesor neto, es posible realizar una comparación entre la calidad tenida en los 26 pozos productores en producción.

Puntaje		0,25		0,5		0,75		1	
Hnet	39,1		6346,9		12654,6		18962,4		25270,8

Con el puntaje de cada variable involucrada, se tabularon los valores de las propiedades petrofísicas correspondiente a cada uno de los pozos activos, y se realizó la ponderación respectiva. Posteriormente, se realizó una sumatoria de los puntajes otorgados (valor que se tendrá en cuenta para la evaluación).

Se encontró un promedio de cada una de las propiedades evaluadas para cada pozo en 1,4 y según la calidad de los datos se estableció que todos aquellos pozos con un puntaje mayor a 1,6 fueran catalogados como *buenos*(Señalados

con color verde) en función de sus propiedades petrofísicas, de lo contrario los pozos fueron denominados como *regulares*(Señalados con color rojo).

La gráfica siguiente muestra la tabulación de las variables tenidas en cuenta para el análisis realizado; Teniendo en cuenta que todos los pozos no contaban con la información de espesores, como el caso del pozo Galán 68, en la tabla se muestra un indicador llamado “N.I” (No Información), sin embargo, hay que resaltar que la evaluación final de las propiedades petrofísicas se hizo en función de los demás indicadores.

Tabla20. Evaluación del comportamiento de las propiedades petrofísicas para los pozos productores, Campo Galán.

POZO	K*Hnet	ϕ *Hnet	Hnet (ft)	Calidad roca	KHNet Puntaje	PhiHnet Puntaje	Hnet Puntaje	Calidad roca Puntaje	Puntaje Total	CALIFICACIÓN
GALN0001:A	45140,00	43,85	185,00	10698.18	0,5	0,50	0,50	0,50	2,00	Bueno
GALN0010:CBA	24201,55	23,50	99,20	5735,30	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0021:A	17812,00	17,30	73,00	4221.44	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0030:A	18788,00	18,25	77,00	4452.76	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0033:A	51728,00	50,24	212,00	12259.54	0,5	0,50	0,50	0,50	2,00	Bueno
GALN0036:A	42700,00	41,48	175,00	10119.90	0,5	0,50	0,50	0,50	2,00	Bueno
GALN0068:CBA	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,25	1,25	Regular
GALN0071:CBA	13539,69	13,77	N.I	N.I	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0074:CB	13539,69	13,77	N.I	N.I	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0075:CB	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0076:CB	13539,69	13,77	N.I	N.I	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0077:CB	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0079:B	34074,60	33,10	139.65	8075.68	0,5	0,50	0,50	0,50	2,00	Bueno
GALN0085:B	40838,28	39,67	167.37	9678.67	0,5	0,50	0,50	0,50	2,00	Bueno
GALN0122:B	7241,47	17,86	81.64	1584.43	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0123:B	6834,99	14,95	67.30	1518.73	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0124:CBA	13539,69	13,77	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0125:A	37043,17	82,32	350.29	8705.14	0,5	0,75	1,00	0,50	2,75	Bueno
GALN0130:CB	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,75	0,50	1,75	Bueno
GALN0133:CB	13539,69	13,77	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0134:BA	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0135:BA	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,25	1,25	Regular
GALN0136:CBA	40136,35	26,60	N.I	N.I	0,5	0,25	0,25	0,25	1,25	Regular
GALN0137ST3:B	2422,38	7,57	38.22	479.63	0,25	0,25	0,25	0,25	1,00	Regular
GALN0139:CBA	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,50	0,50	1,50	Regular
GALN0140:CBA	26838,02	26,60	N.I	N.I	0,25	0,25	0,75	0,75	2,00	Bueno

Fuente. Autores.

4.1.3 Análisis conjunto para la selección de pozos candidatos a intervenciones

Según cada propiedad estudiada ya se podría tener una clasificación de los pozos que muestran el mejor comportamiento, con lo que se busca tener en cuenta todos los criterios de selección para pozos candidatos a tareas de reacondicionamiento (no necesariamente los pozos con las mejores propiedades deban ser aquellos a seleccionar).

Con la clasificación de los pozos según sus propiedades petrofísicas, el primer criterio de selección fue el indicativo de buenoy regular, a continuación se evaluaron las reservas estimadas de cada pozo en los análisis de declinación de curvas de producción, de manera que se puedan tener en cuenta las reservas potenciales y el índice de declinación de cada uno de los pozos del campo; es necesario tener en cuenta que los trabajos propuestos en este proyecto no buscan incrementar las reservas de hidrocarburos, solamente se pretende acelerar la producción y optimizar el factor de recobro.

Según la cantidad de reservas estamos asegurando que los costos de alguna inversión propuesta puedan ser cubiertos con la producción del pozo. Sabiendo que el yacimiento no aportara la misma cantidad de barriles de crudo estimada en pronóstico, se asume una posición pesimista que acepta pozos con un contenido de reservas superiores a los 30.000 Bbls.

Teniendo en cuenta que en esta evaluación solamente se estudiaron los pozos activos, se muestra a continuación la relación de los pozos candidatos a intervención, con los que se espera mejorar las condiciones de comunicación entre la integridad del pozo y el yacimiento en pro de un aumento de la producción. El color azul resalta las mejores condiciones, de propiedades

petrofísicas anteriormente evaluadas, reservas, índices de heterogeneidad y de eficiencia de completamiento, mientras que el color rojo hace referencia a propiedades no favorables para el índice de heterogeneidad y el índice de eficiencia de completamiento, ya que representa condiciones de “Bajo aceite – Alto agua”, “Bajo aceite – Bajo agua” y “Bajo aceite – Pobre completamiento”, “Alto aceite - Buen completamiento”, respectivamente.

Tabla 21. Criterios de selección de los pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento.

POZO	Petrofísica	Pronósticos		Índice de Heterogenidad				Índice de Eficiencia de Completamiento			
		Reservas (Mbbbl)	Qi (bb/d)	HO-HW	HO-LW	LO-HW	LO-LW	HO-Hkhnet	HO-Lkhnet	LO-Hkhnet	LO-Lkhnet
GALN0001:A	Bueno	31,69	6,85		*			*			
GALN0010:CBA	Regular	163,872	37,72		*						
GALN0021:A	Regular	13,78	4,291				*				*
GALN0030:A	Regular	12,18	11,326				*				*
GALN0033:A	Bueno	8,66	3,678		*			*			
GALN0036:A	Bueno	15,34	3,735		*			*			
GALN0068:CBA	Regular	26,9	11,102				*				
GALN0071:CBA	Regular	56,48	9,95	*							
GALN0074:CB	Regular	63,09	17,68	*							
GALN0075:CB	Regular	113,95	18,5	*							
GALN0076:CB	Regular	166,91	24				*				
GALN0077:CB	Regular	167,91	39,14	*							
GALN0079:B	Bueno	68,77	11,48	*				*			
GALN0080:C	Regular	30,24	14,37	*					*		
GALN0122:B	Regular	23,47	28,28	*					*		
GALN0123:B	Regular	26,56	18,56		*				*		
GALN0124:CBA	Regular	183,02	131,81				*				
GALN0125:A	Bueno	6,69	7,98				*			*	
GALN0130:CB	Bueno	0,38	10,01				*				
GALN0133:CB	Regular	22,28	59,48				*				
GALN0134:BA	Regular	24,69	30,95				*				
GALN0135:BA	Regular	1034,2	53,82				*				
GALN0136:CBA	Regular	14,21	33,95				*				
GALN0137ST3:B	Regular	613,31	76,14				*				*
GALN0139:CBA	Regular	10,51	34,01				*				
GALN0140:CBA	Bueno	31,39	27,01				*				

Fuente. Autores.

4.1.4 Resultado del análisis conjunto para la selección de pozos candidatos a intervención.

Según los resultados de la evaluación realizada al campo Galán, estados mecánicos de todos los pozos y los eventos que afectaron de alguna manera al desarrollo de la producción del campo, los pozos candidatos a trabajos de intervención son:

- G-68
- G-76
- G-80
- G-125
- G-134
- G-137

Para esta selección, los parámetros tenidos en cuenta fueron, en definitiva, el estado actual de cada uno de los pozos, propiedades petrofísica óptimas y la distribución en el tercer y/o cuarto cuadrando en las gráficas de dispersión de Índice de Heterogeneidad e Índice de Eficiencia de Completamiento. Por ejemplo, el caso de GALN0023:A, en el que los pronósticos apuntan a que sería un candidato ejemplar para algún tipo de tratamiento, el pozo tuvo que cerrarse debido a que superó los criterios ya mencionados. Hay que tener en cuenta que este tipo de evaluación arrojaría resultados más confiables en campos donde el desempeño de su producción no ha sufrido alteraciones importantes, como el caso del campo Galán, aunque es de gran valor cualquier aporte que se pueda tener, que lleve a la optimización de la producción.

En la siguiente tabla se muestran las recomendaciones para intervenciones de pozo, según la evaluación realizada a las arenas productoras del Campo.

Tabla 22. Intervenciones propuestas para pozos con buen potencial.

Pozo	Arena	Caudal (Bl/s)	Intervención	Observaciones
GALN0068	CBA	9,8	Recañoneo a 8 TPP	Dinagramas muestran posible obstrucción en el Intake, se recomienda cambio de bomba (operación actual 38% de eficiencia).
GALN0076	CB	31,4	Recañoneo a 8 TPP	Evaluar la viabilidad de recañoneo - posible aumento en la producción de arena.
GALN0080	C	17,6	Squeeze	Se recomienda cambio de bomba, histórico de presencia desólidos en el pistón.
GALN0125	A	12,9	Squeeze / Recañoneo	Se recomienda aislamiento de zona productora de agua. BSW actual 92%. Realizar aislamiento para controlar producción de agua. Se recomienda una densidad de cañoneo de 8 TPP y Cambio de bomba, operación actual con una eficiencia inferior a 47%.
GALN0134	BA	40,1	Recañoneo	Evaluar la viabilidad de recañoneo a 8 TPP, posible aumento en la producción de arena.
GALN0137	B	71,8	Fracturamiento Hidráulico	Alto daño en la formación.
Recomendaciones futuras				
GALN0030	A	10,7	Cambio de bomba	Desde el 2007 se reporta golpe de fluido asociado a sólidos en la bomba.
GALN0124	CBA	113,7	Limpieza de arena	Desde mayo 10 a agosto 28 de 2010, el nivel de arena subió 110 ft. Se recomienda operar la unidad a máximo 4,8 spm.
GALN0133	CB	88,6	Cambio de unidad de bombeo	Se registra carrera máxima de 120 in, se recomienda cambio de unidad por LK MII 320D-213-120
GALN0136	CBA	39,8	Cambio de bomba	Presencia de sólidos.
GALN0139	CBA	53,1	Cambio de bomba	Registro de fricción en la bomba por presencia de sólidos

Fuente. Autores.

4.2 ANÁLISIS NODAL

Con el fin de facilitar la interpretación de los resultados, estos se han dispuesto como reportes, la información registrada en la parte superior hace referencia a algunas generalidades del pozo como, el estado, el bloque donde se encuentra localizado, y un corto resumen de los eventos que han tenido lugar en él.

El resto del formato lo comprende la información que representa los resultados obtenidos con este trabajo; la variación del IPR en función de la densidad de las perforaciones, el incremento de la producción en función del número de tiros por pie (TPP), y por supuesto el Análisis Nodal utilizando como variables de sensibilidad el cambio del diámetro de la tubería y de la presión en cabeza, con el objetivo de visualizar el punto que representa las condiciones óptimas para producir el pozo, también se incluye al final un gráfico comparativo entre la tasa de flujo a condiciones actuales y optimizadas, para cada uno de los escenarios estudiados empleando el Análisis Nodal.

En cuanto a las líneas de flujo y el separador para los pozos activos, se han realizado varias simulaciones con diferentes configuraciones en cuanto a los diámetros de las líneas se refiere, para determinar las mejores condiciones de operación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del Análisis Nodal para optimizar la producción de los pozos evaluados del campo Galán.

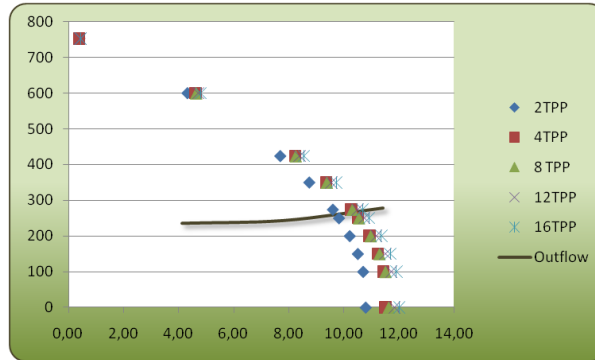
ANÁLISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-1	Estado: Activo	Localización: EW 1020115 - NS 1275197	Bloque: XII
------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

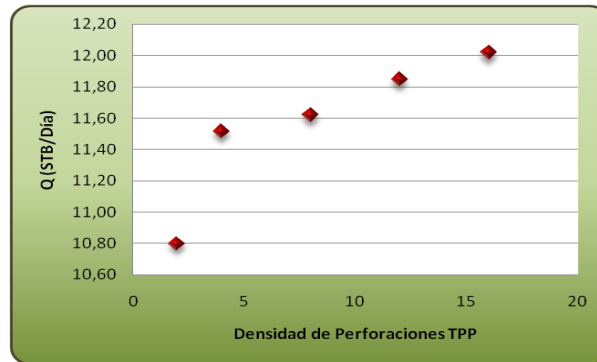
Observaciones : Pozo perforado en Agosto de 1945, cañoneado a 1 TPP, aislamiento de arenas en 1946, rediseño y cambio de sarta en el 2006.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

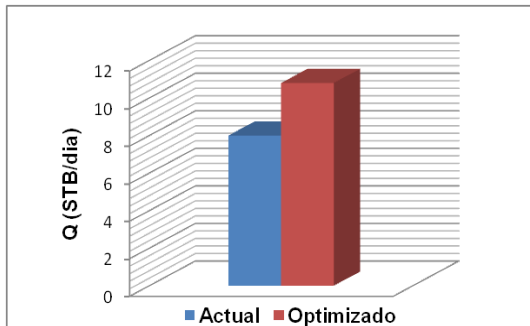
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
424	8	270	10,4



Densidad Óptima de Perforaciones

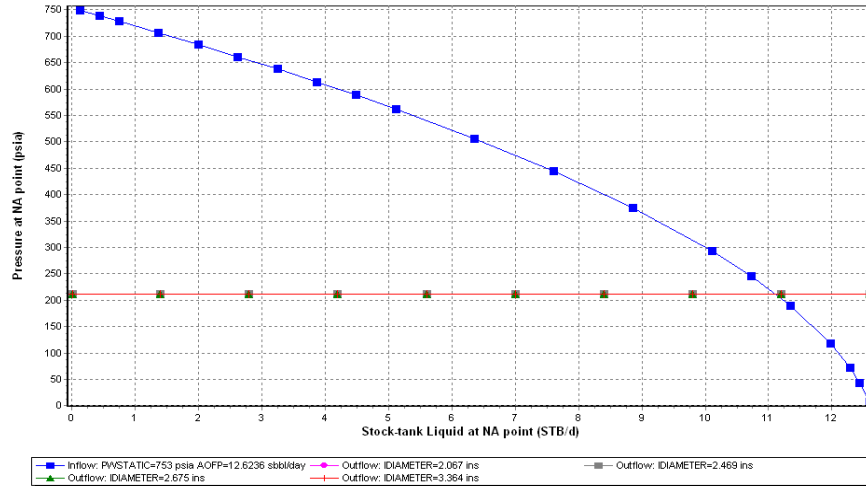


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



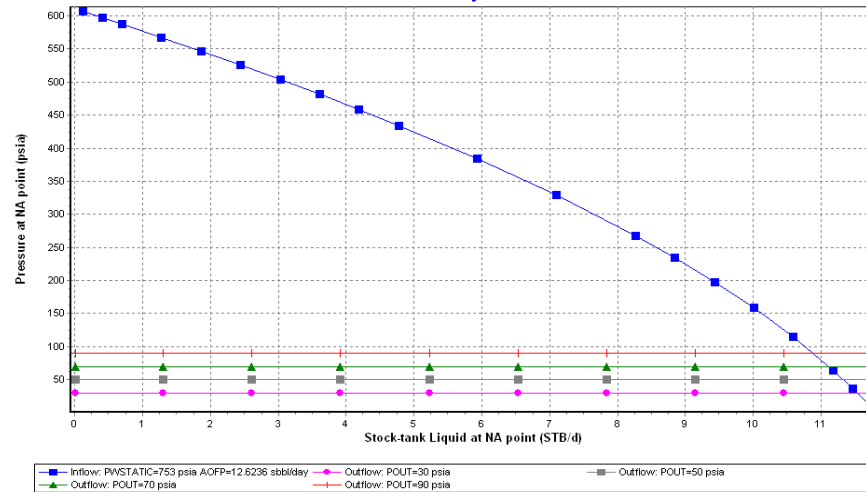
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

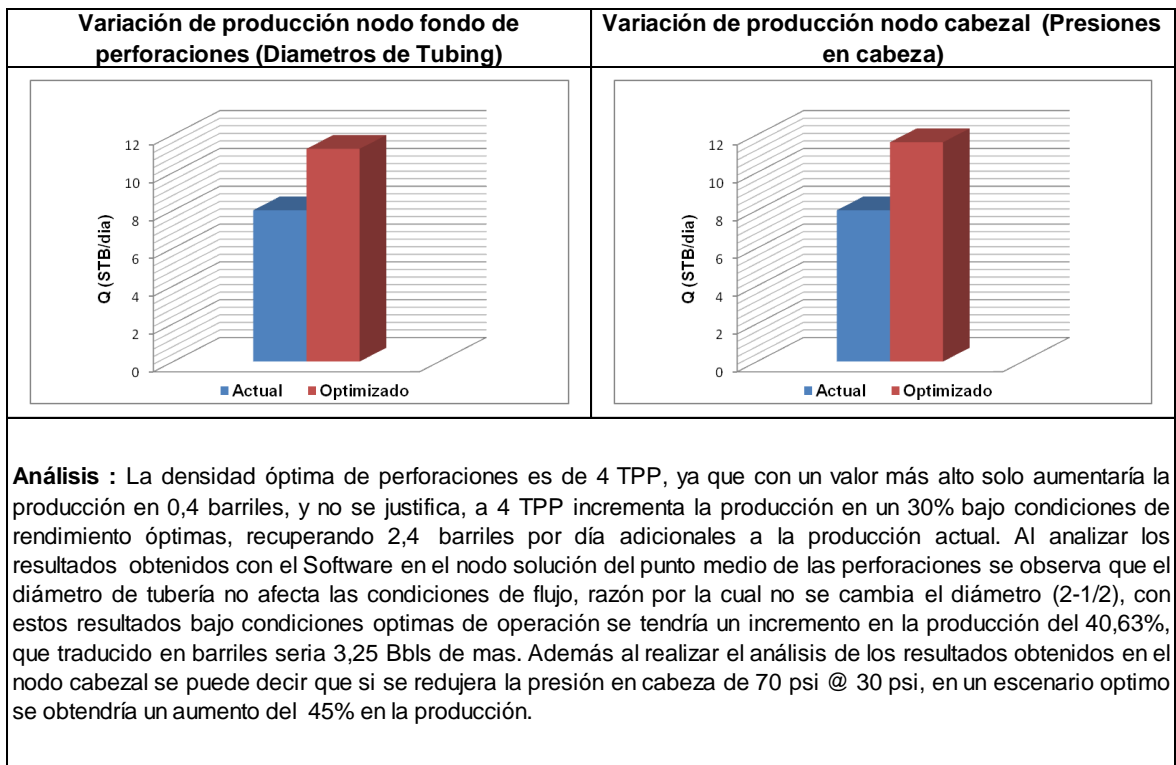
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
424	8	213	11,25



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
70	8	30	11,6





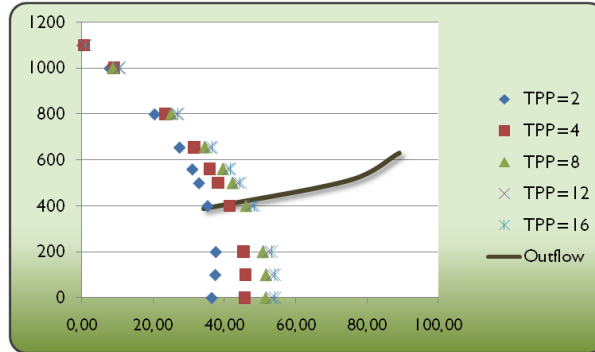
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-10	Estado: Activo	Localización: EW 1020065 - NS 1275517	Bloque: XII
-------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

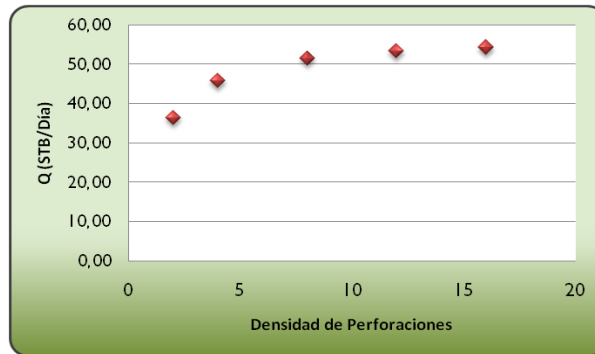
Observaciones : Pozo perforado en Julio de 1953, cañoneado a 1 TPP, recañoneo en 1956, recompletamiento en 1960, se le han realizado varias limpiezas de arenas y cambios de sartas en los últimos años.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

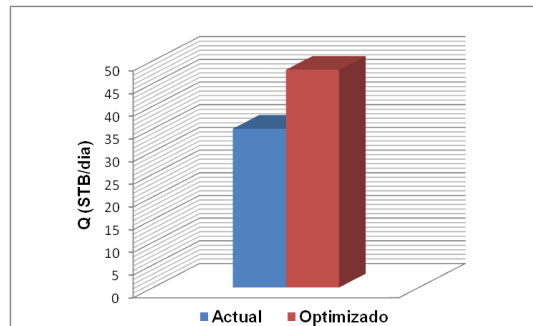
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
655	35	440	46



Densidad Óptima de Perforaciones

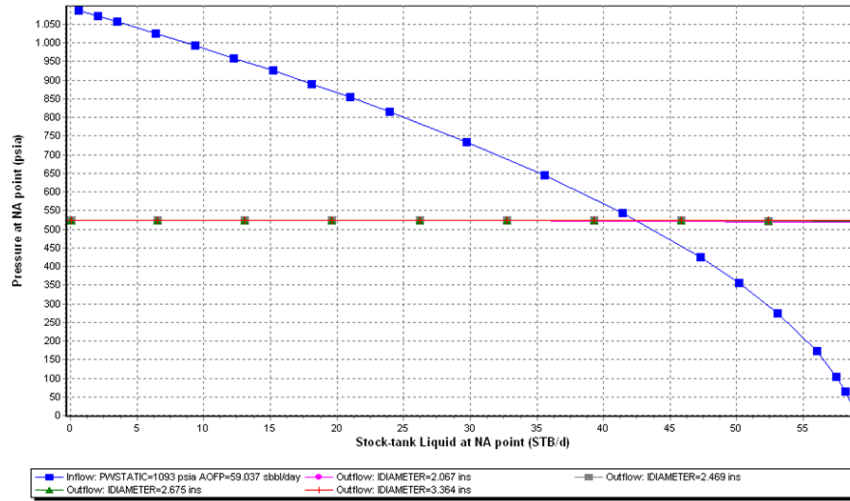


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



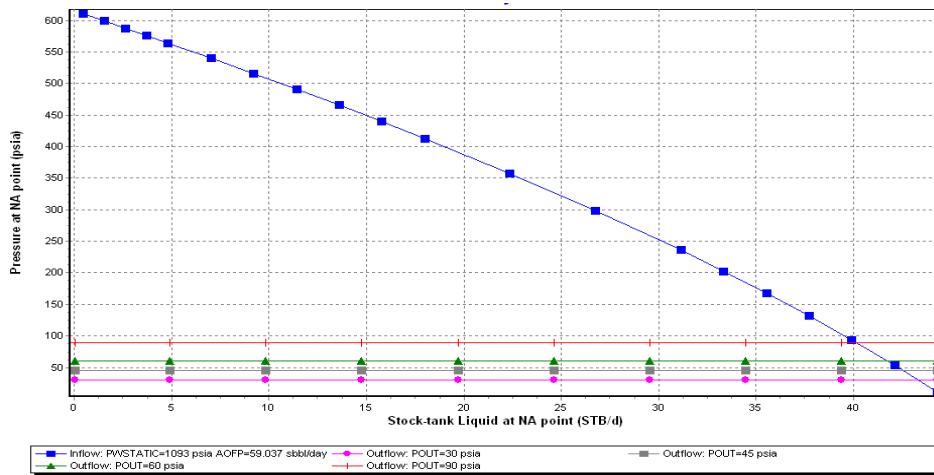
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

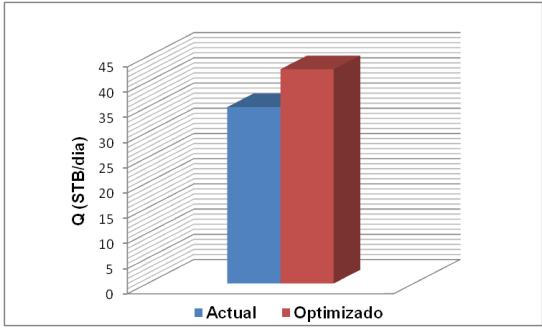
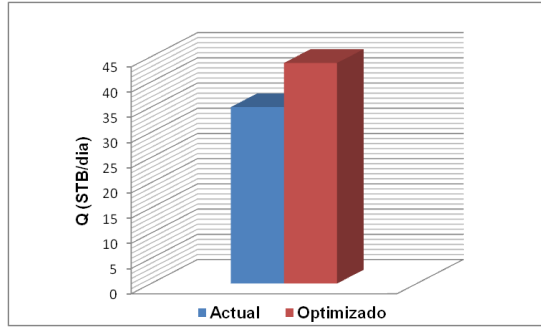
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
655	35	525	42,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
45	35	30	43,75



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Variación de producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>46.25</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/dia)	Actual	35	Optimizado	46.25	 <table border="1"> <caption>Data for Variación de producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>43.75</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/dia)	Actual	35	Optimizado	43.75
Scenario	Production Q (STB/dia)												
Actual	35												
Optimizado	46.25												
Scenario	Production Q (STB/dia)												
Actual	35												
Optimizado	43.75												
<p>Análisis: La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, con lo que se tendría un incremento en la producción de un 31,43%, que se traduciría en 11 Bbls, bajo condiciones de rendimiento óptimas. Al analizar los resultados obtenidos con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que el cambio del diámetro de tubería, no afecta el comportamiento de la producción ya que las curvas del outflow tienen la misma tendencia, por lo que la tubería (2-1/2) permanecería igual, en ese caso, se debe buscar la Pwf óptima (525 psi) a la cual la producción aumentaría un 21,43%; y al realizar el análisis de los resultados obtenidos en el nodo cabezal se puede decir que si se redujera la presión en cabeza de 45 psi @ 30 psi, que es el mejor de los escenarios para nuestro objetivo, bajo condiciones óptimas se obtendría un aumento del 25% en la producción, ósea estamos hablando de 8,75 barriles más, aunque si se contemplan las condiciones a las cuales el pozo opera actualmente se podría también buscar optimizarlo bajo estas características, ya que según la gráfica el pozo a una presión en cabeza de 45 psi, debería producir 42,5 Bbls, y produce 35, entonces se podría mirar algo para hacer ahí.</p>													

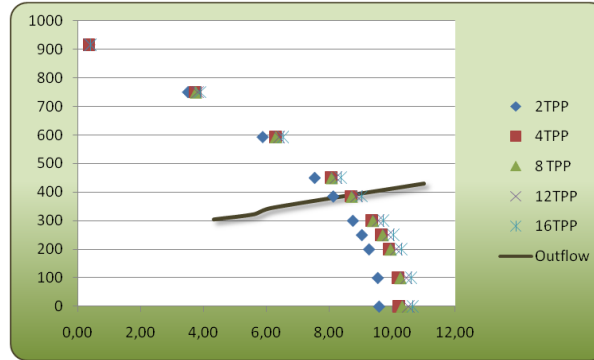
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-21	Estado: Activo	Localización: EW 1021284,5 - NS 1275893,8	Bloque: XI
-------------------	----------------	---	------------

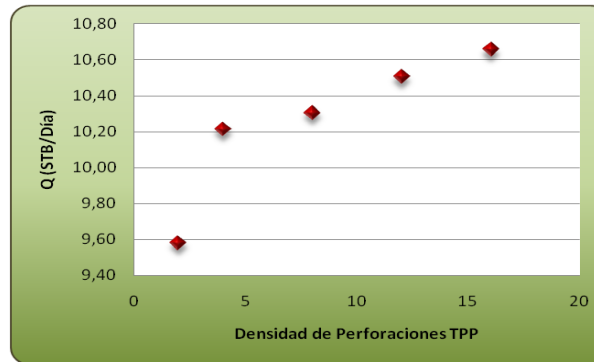
Observaciones : Pozo perforado en septiembre de 1954, y cañoneado inicialmente a 1 TPP, recañoneo en 1960, cambios de bomba y sarta en el 2002 y 2004

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

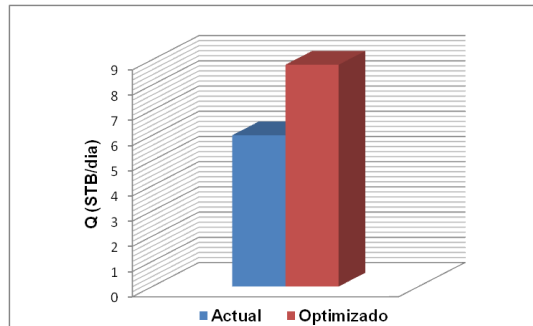
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
593	6	396	8,8



Densidad Óptima de Perforaciones

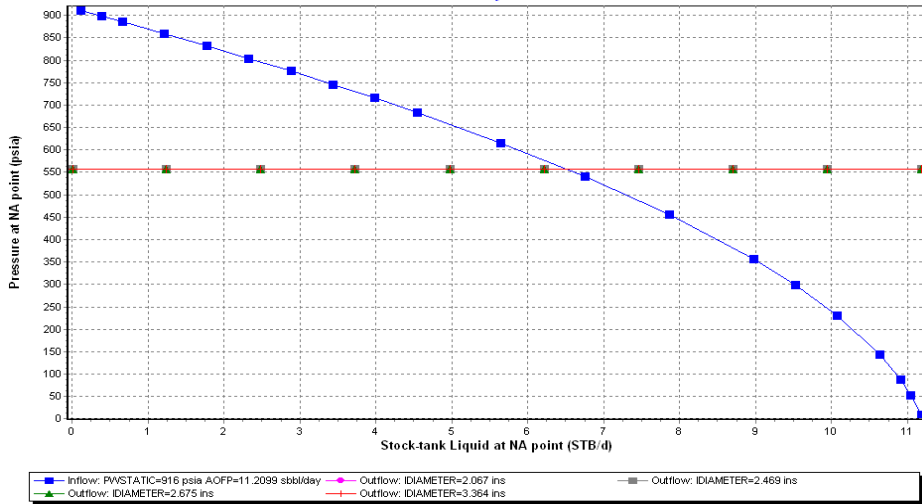


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



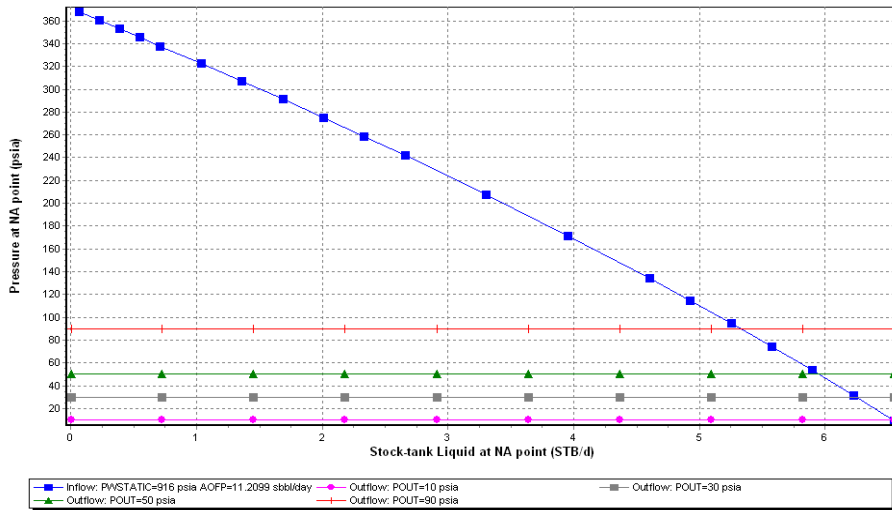
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

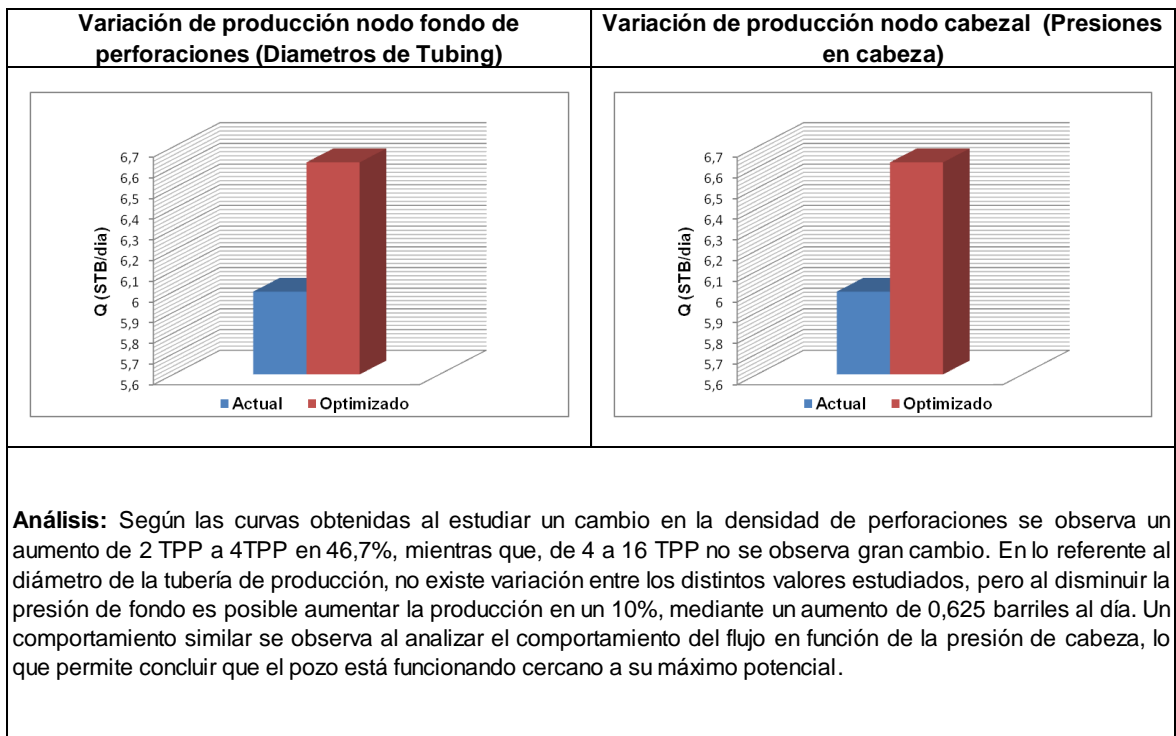
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
593	6	556,5	6,625



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
10	6	10	6,625





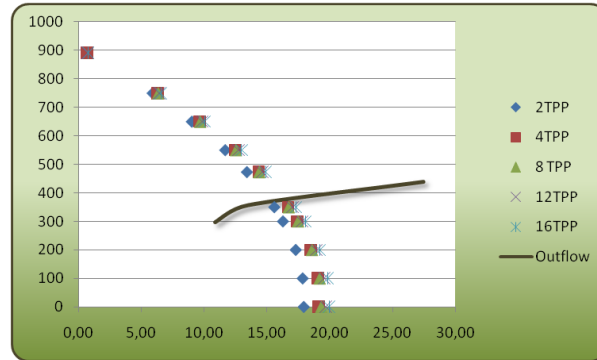
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-30	Estado: Activo	Localización: EW 1020204 - NS 1275055	Bloque: XII
-------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

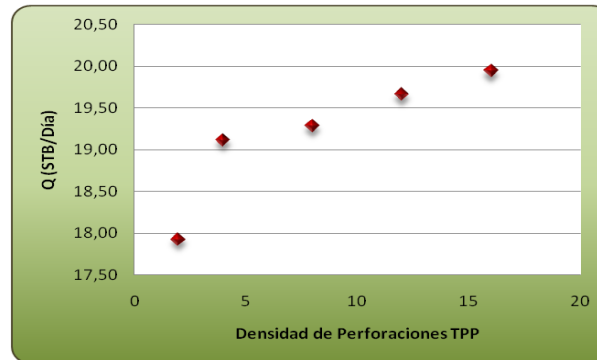
Observaciones : Pozo perforado en Marzo de 1955, inicialmente cañoneado a 1 TPP, recañoneo en el 94-99-03 a 4 TPP, y cambio de sarta/bomba en el 2001.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

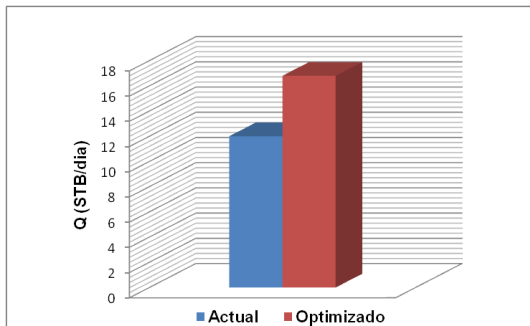
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
550	12	377	16,5



Densidad Óptima de Perforaciones

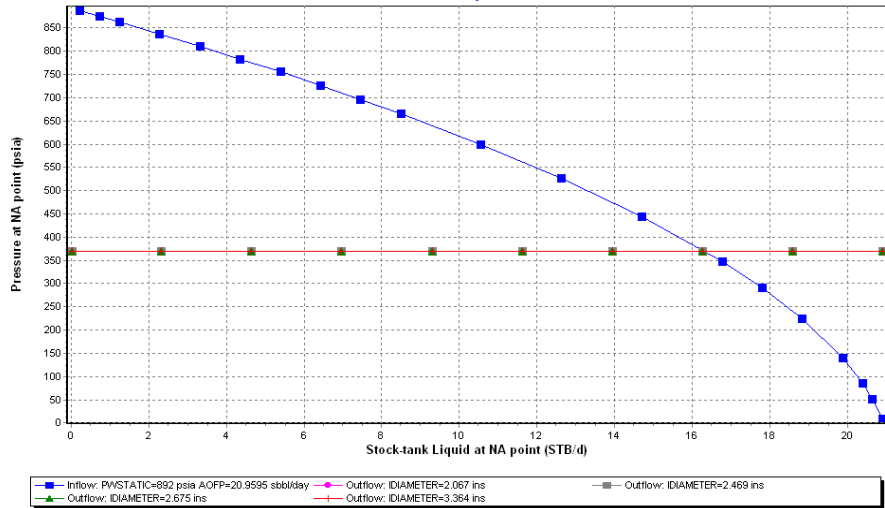


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



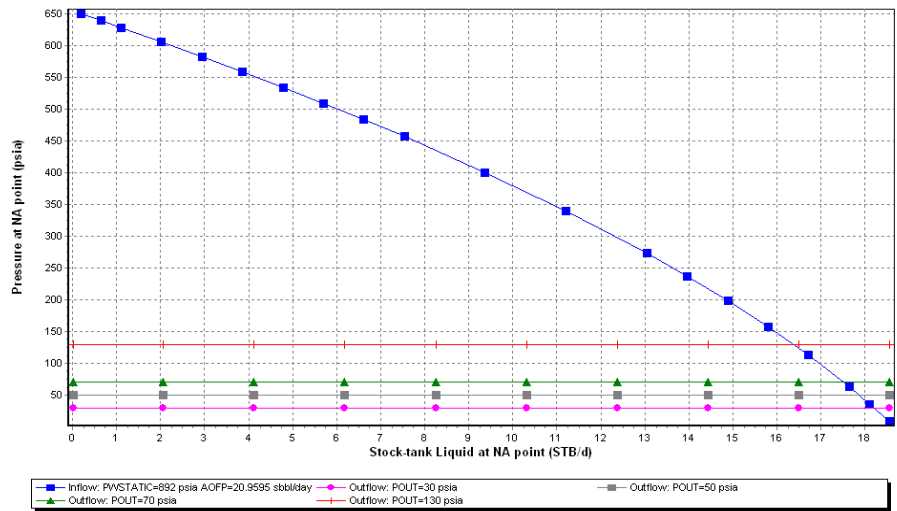
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

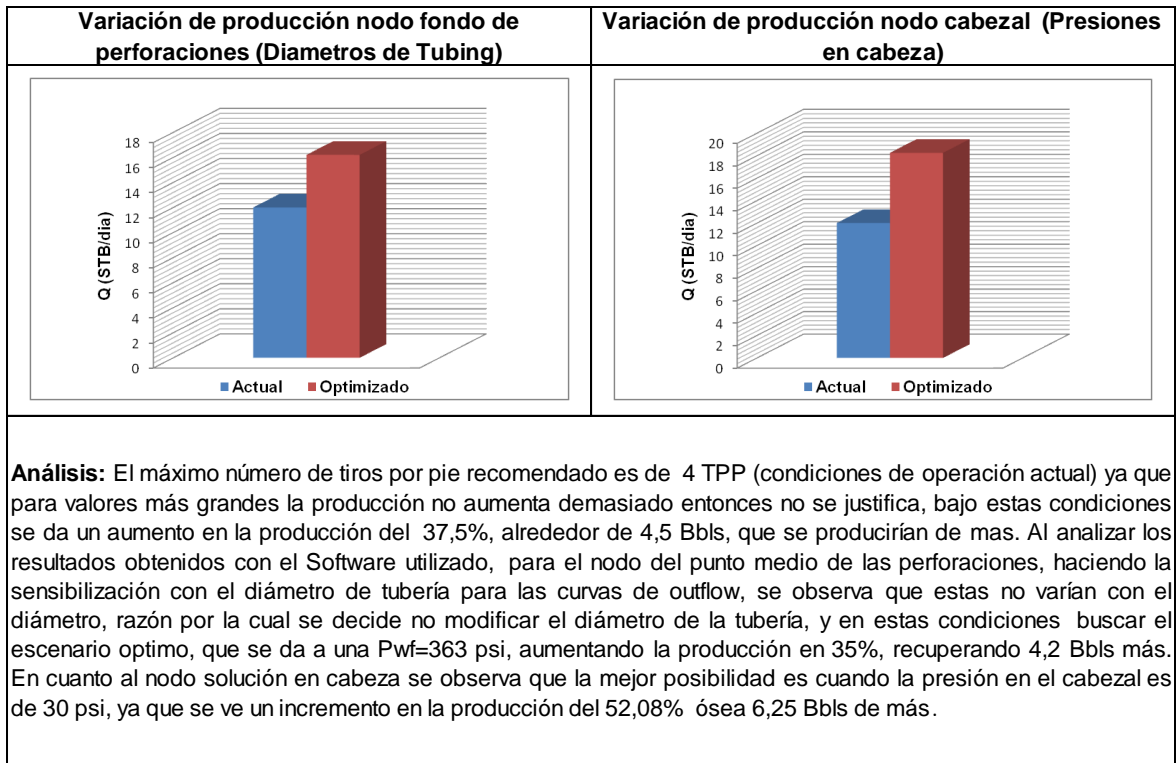
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
550	12	363	16,2



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
130	12	30	18,25





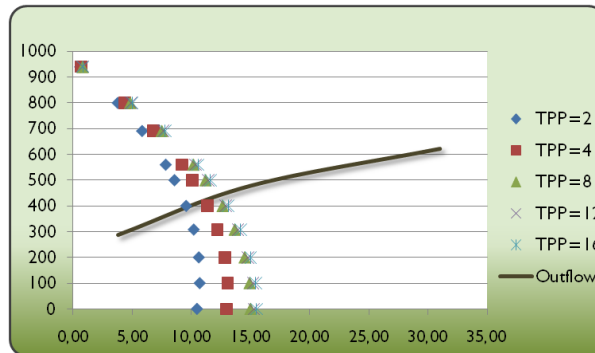
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-33	Estado: Activo	Localización: EW 1020192 - NS 1275074	Bloque: XII
-------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

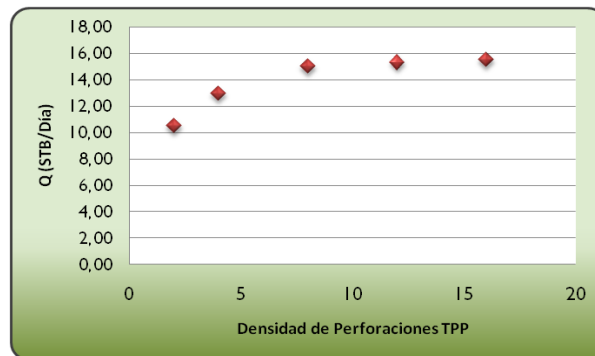
Observaciones : Pozo perforado en Mayo de 1955, cañoneado inicialmente a 1 TPP, cerrado en 1986 por colapso, reactivado en 1987 y último cambio de bomba/sarta en el 2006.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

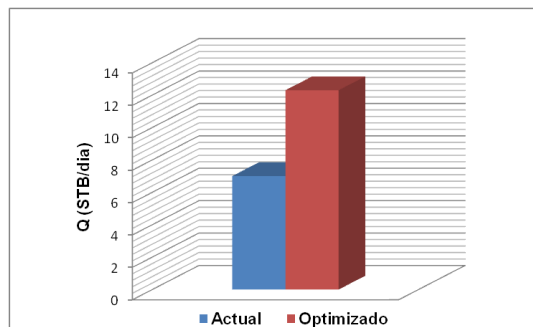
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
691	7	440	12,3



Densidad Óptima de Perforaciones

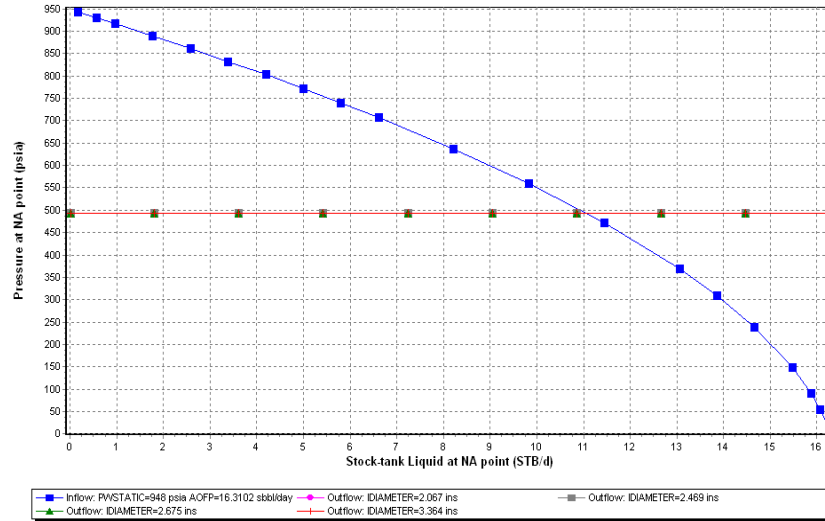


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



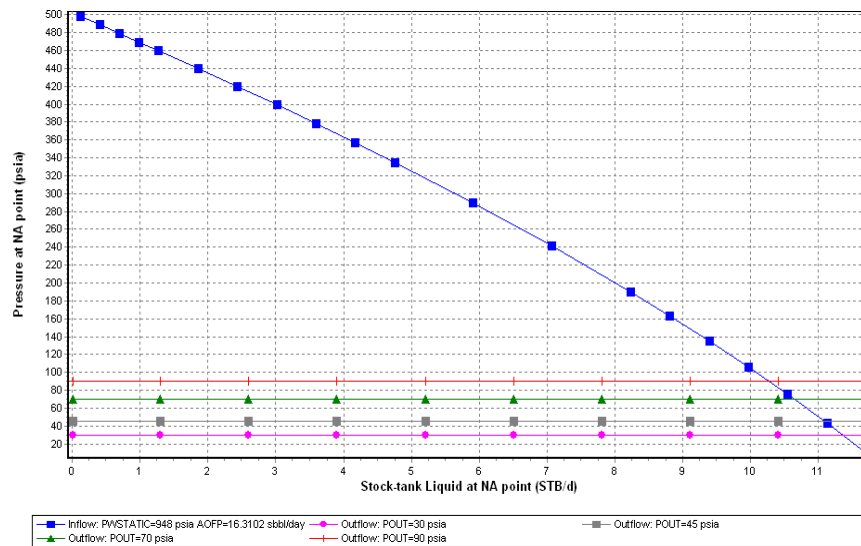
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

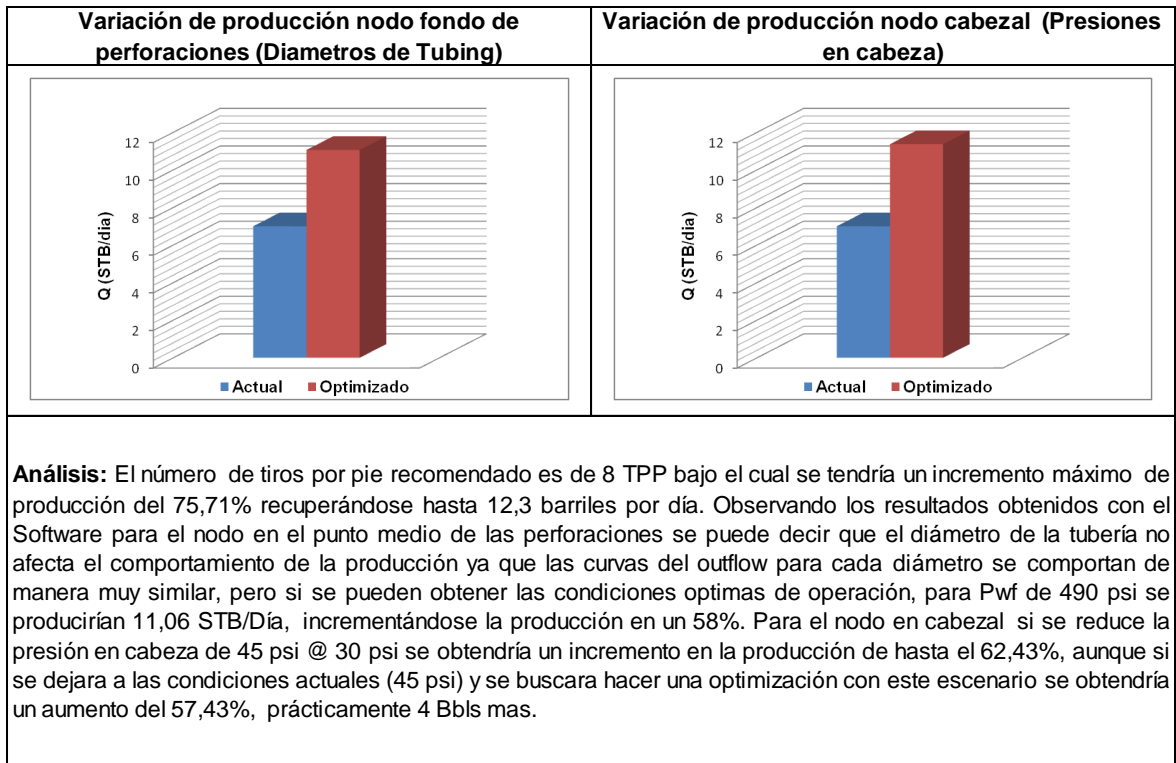
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
691	7	490	11,06



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
45	7	30	11,37





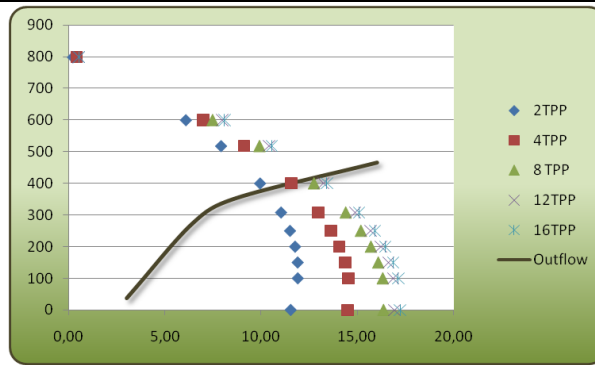
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-36	Estado: Activo	Localización: EW 1020189 - NS 1275080	Bloque: XII
-------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

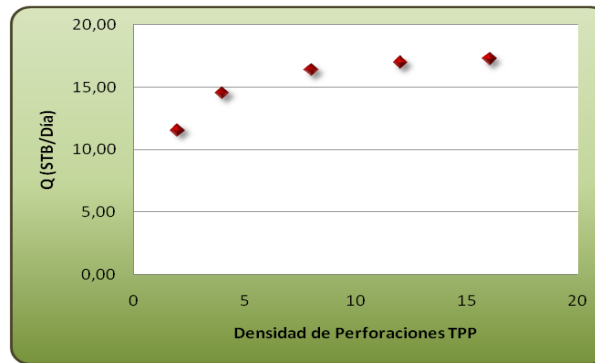
Observaciones : Pozo perforado en Septiembre de 1955, cañoneado inicialmente a 1 TPP, recañoneo en 1981 a 2 TPP, recompletamiento en 1994, y último cambio de sarta en el 2005.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

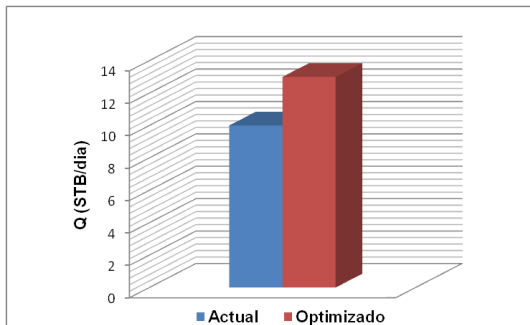
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
518	10	420	12,8



Densidad Óptima de Perforaciones

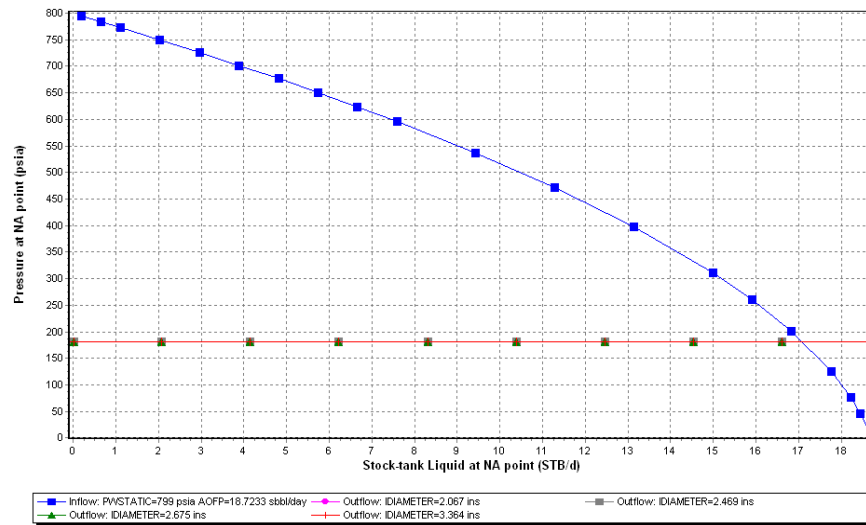


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



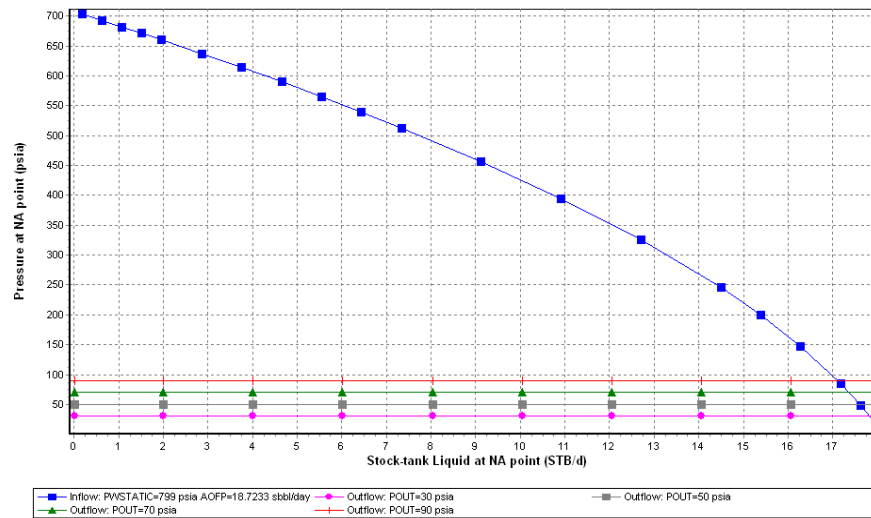
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

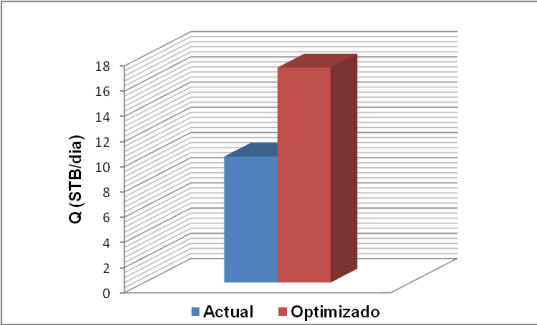
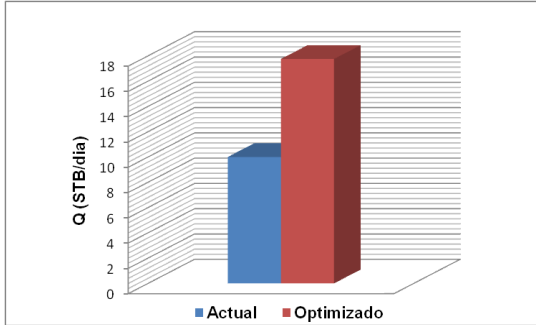
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
518	10	182	17,06



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	10	30	17,75



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1" data-bbox="324 352 857 674"> <caption>Data for Wellbore Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/cia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>17</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/cia)	Actual	11	Optimizado	17	 <table border="1" data-bbox="901 352 1433 674"> <caption>Data for Head Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/cia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>19</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/cia)	Actual	11	Optimizado	19
Scenario	Production Q (STB/cia)												
Actual	11												
Optimizado	17												
Scenario	Production Q (STB/cia)												
Actual	11												
Optimizado	19												
<p>Análisis: El máximo número de tiros por pie recomendado es de 8 TPP, con lo que se obtiene un incremento de la producción del 28%. Al analizar los resultados obtenidos con el Software para el nodo del punto medio de las perforaciones como las curvas de outflow bajo la variable de sensibilización de diámetro de tubería, se comportan igual, se deja el mismo diámetro, y se buscaría hacer que el pozo opere bajo condiciones óptimas, con lo que aumentaría la producción en un 70,6%. En cuanto al nodo solución en cabeza se observa que el mejor escenario es cuando la presión en el cabezal es de 30 psi, ya que se ve un incremento en la producción del 77,5% ósea 7,75 Bbls de más.</p>													

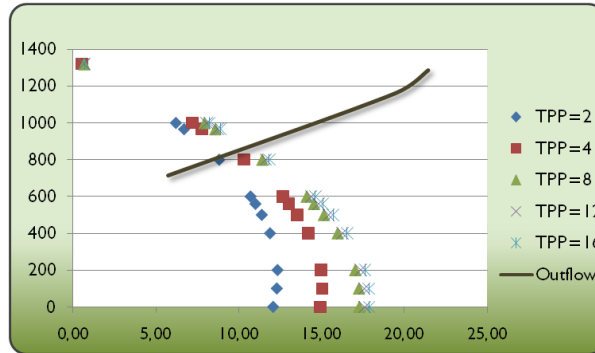
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: **G-68** Estado: Activo Localización: EW 1020334 - NS 1275810 Bloque: XI

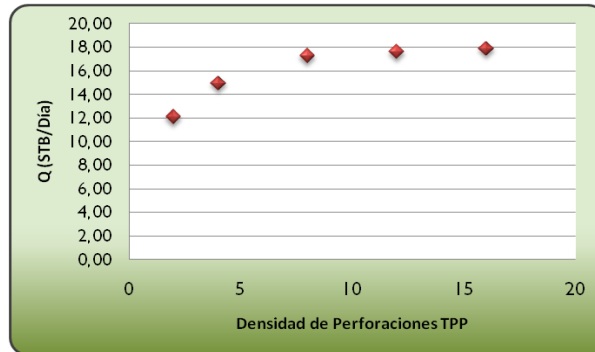
Observaciones : Pozo perforado en marzo del 1960, recañoneo en 1967 y 2003, y cambio de bomba y sarta en el 2007.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

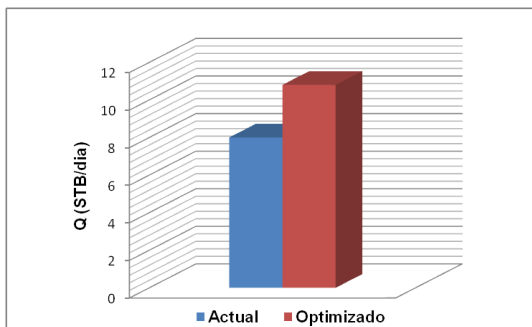
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
966	8	880	10,8



Densidad Óptima de Perforaciones

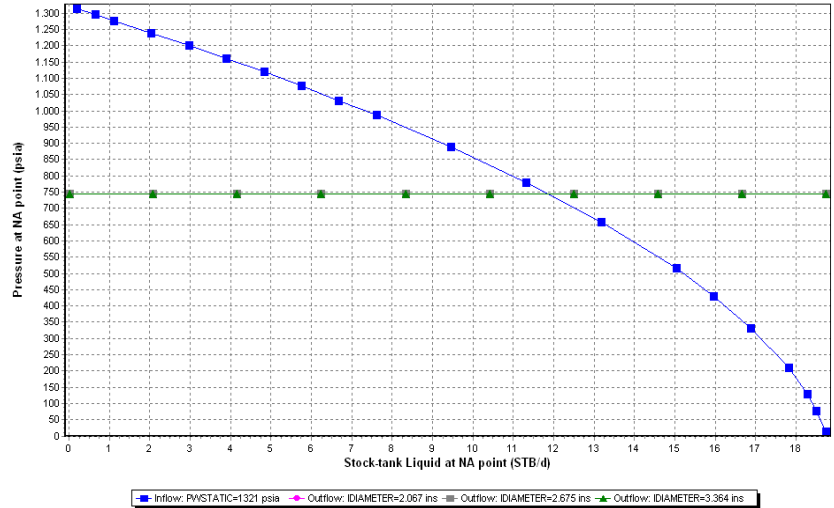


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



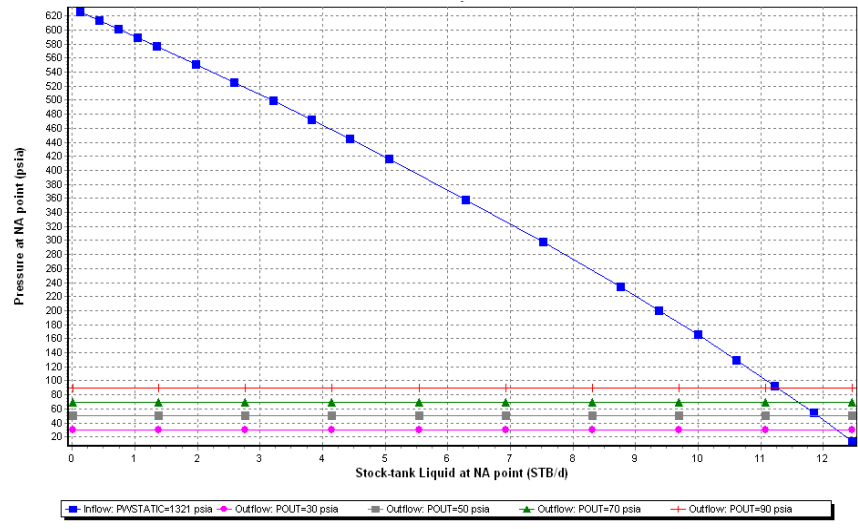
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

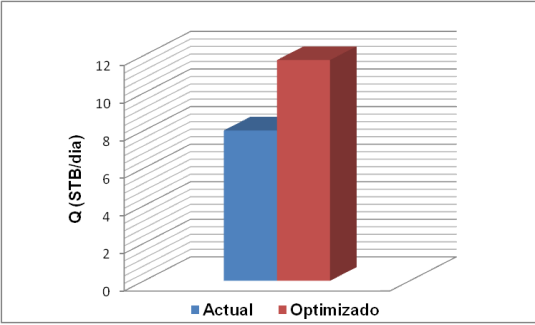
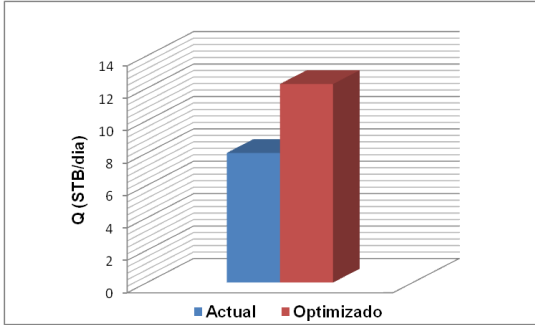
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
966	8	750	11,75



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	8	30	12,25



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1" data-bbox="326 352 857 674"> <caption>Data for Wellbore Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>8,8</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>12,8</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	8,8	Optimizado	12,8	 <table border="1" data-bbox="902 352 1433 674"> <caption>Data for Wellhead Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>8,8</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>13,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	8,8	Optimizado	13,5
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	8,8												
Optimizado	12,8												
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	8,8												
Optimizado	13,5												
<p>Análisis: Según lo observado este es un pozo con buen potencial de mejora, al observar inicialmente las perforaciones, se observa que bajo una densidad de perforaciones de 4TPP es posible aumentar la producción en un 35%, al pasar de 8 a 10,8 BPD, igualmente al estudiar con el nodo en el punto medio de las perforaciones se logra un aumento del 46,9% en el volumen producido, sin embargo es claro que el diámetro de tubería usado no genera cambios representativos. Finalmente al modificar la presión en el cabezal del pozo, disminuyéndola de 50 a 30 PSI, se logra un aumento del 53,1% pasando de 8 a 12,25 barriles producidos.</p>													

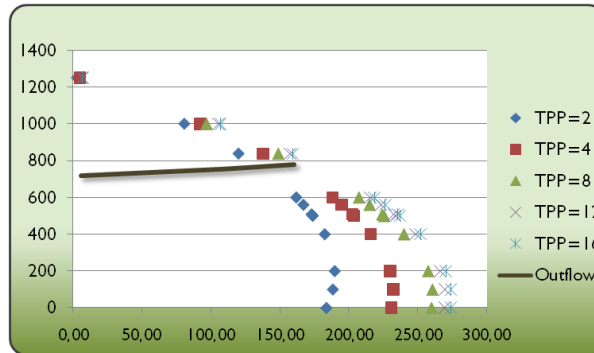
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: **G-71** Estado: Activo Localización: EW 1020500 - NS 1276358 Bloque: X

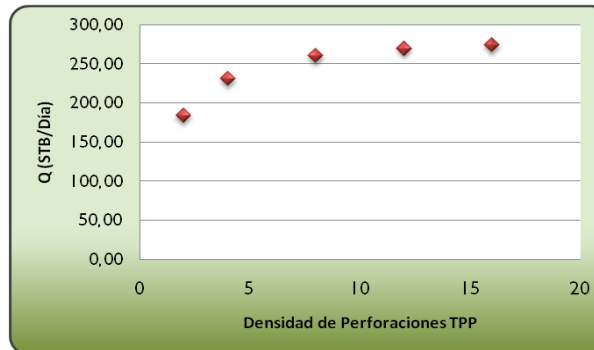
Observaciones : Pozo perforado y cañoneado en julio del 1960, recañoneado en 1967, y 1999, limpieza de arañas en 1965 y 2006, y cambio de sarta en el 2006.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

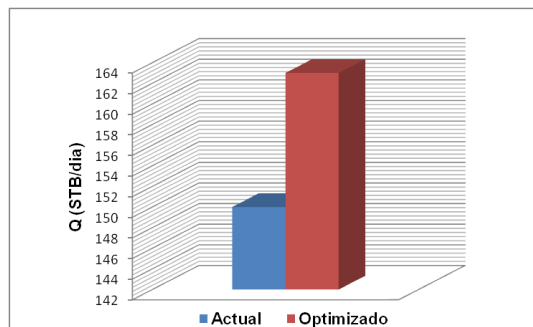
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
838	150	770	163



Densidad Óptima de Perforaciones

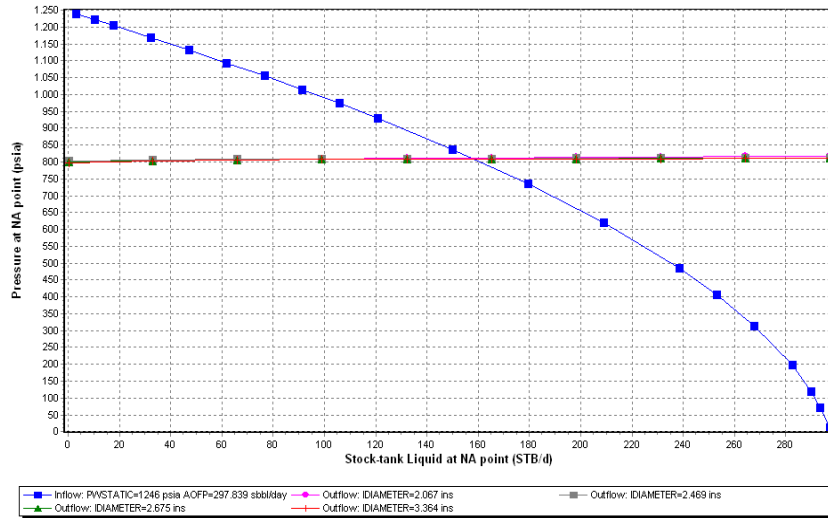


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



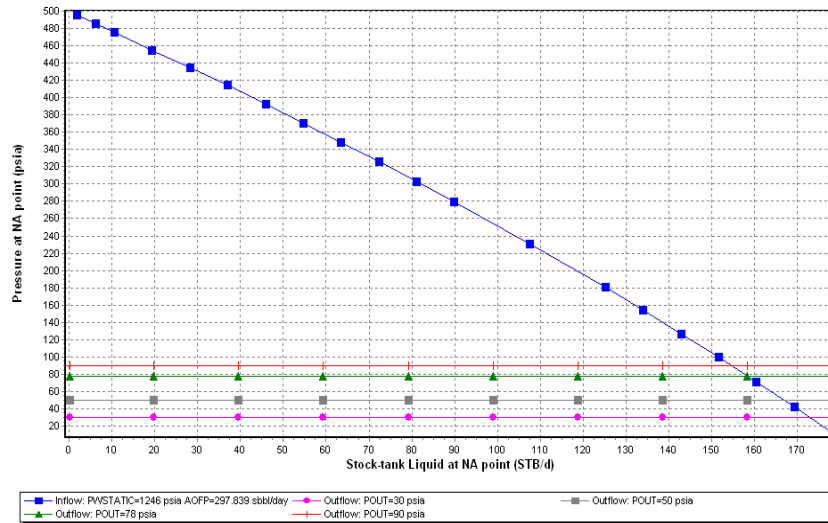
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

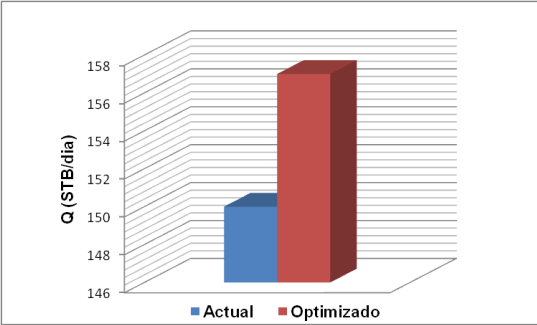
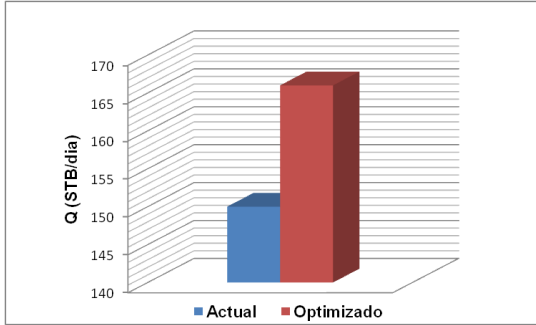
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
838	150	812	157



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
78	150	50	166



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <p>A 3D bar chart comparing 'Actual' and 'Optimizado' production rates at the wellbore node. The y-axis is labeled 'Q (STB/dia)' and ranges from 146 to 158. The 'Actual' bar is blue and reaches 150. The 'Optimizado' bar is red and reaches 156. A legend at the bottom identifies the bars.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>156</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/dia)	Actual	150	Optimizado	156	 <p>A 3D bar chart comparing 'Actual' and 'Optimizado' production rates at the head node. The y-axis is labeled 'Q (STB/dia)' and ranges from 140 to 170. The 'Actual' bar is blue and reaches 150. The 'Optimizado' bar is red and reaches 166. A legend at the bottom identifies the bars.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>166</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Production Q (STB/dia)	Actual	150	Optimizado	166
Scenario	Production Q (STB/dia)												
Actual	150												
Optimizado	156												
Scenario	Production Q (STB/dia)												
Actual	150												
Optimizado	166												
<p>Análisis: De acuerdo a los resultados obtenidos, la densidad de perforaciones ideal para este pozo sería 4 TPP, obteniéndose una producción de 163 Bb, frente a una de 150 Bb lo que representa un aumento del 8,7%. A su vez es claro que el diámetro de la tubería no afecta la producción, sin embargo si se optimizara incrementaría la producción un 4,67%(muy poco en realidad), lo que significa que presenta un comportamiento casi óptimo actualmente el pozo, y una disminución en la presión de cabeza pasando de 78 a 50 psi, generaría un aumento en 16 STB/D al pasar de 150 a 166 Bb lo que equivaldría al 10,7%.</p>													

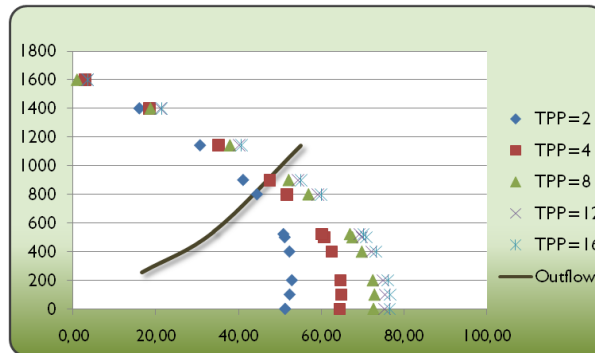
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-74	Estado: Activo	Localización: EW 1020660 - NS 1276614	Bloque: X
-------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

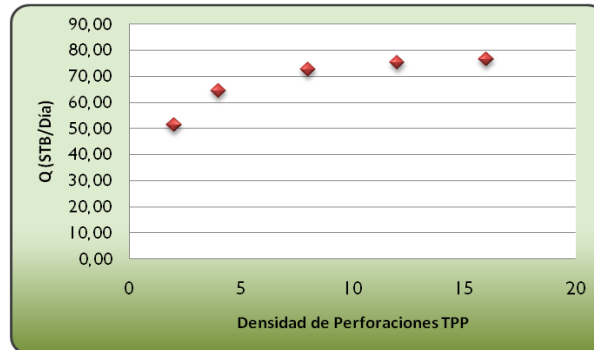
Observaciones : Pozo perforado en Octubre del 1960, recañoneo en 1966 y último cambio de sarta en el 2007.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

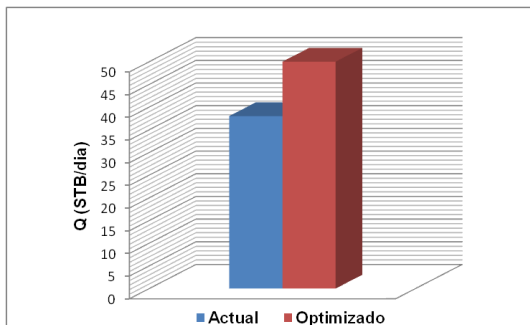
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1142	38	995	50



Densidad Óptima de Perforaciones

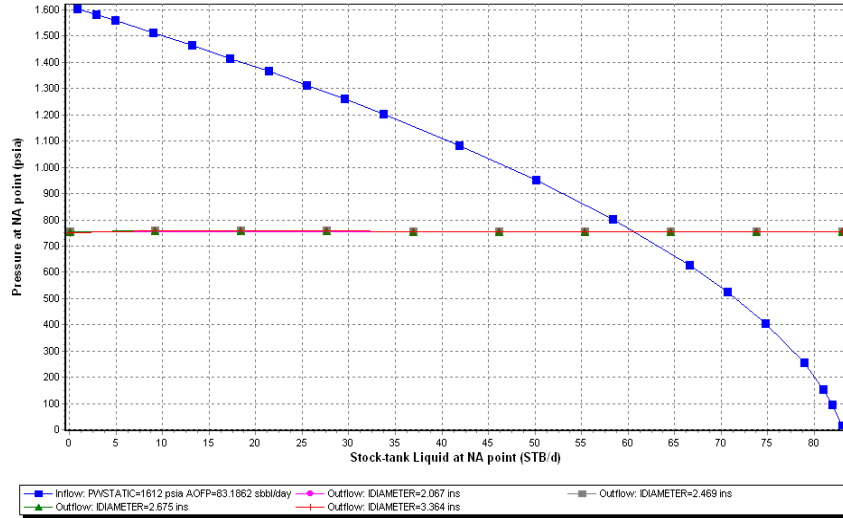


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



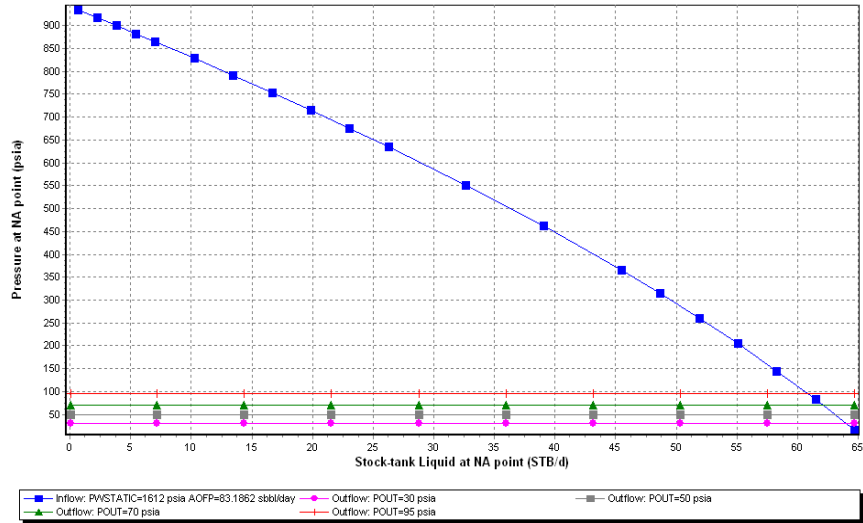
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

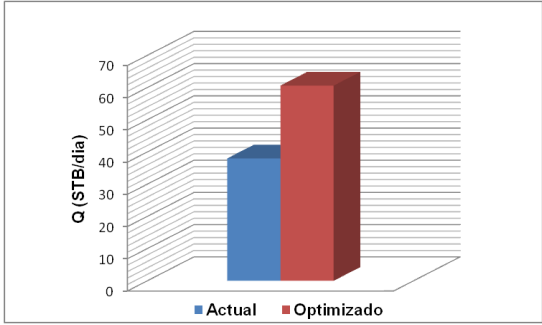
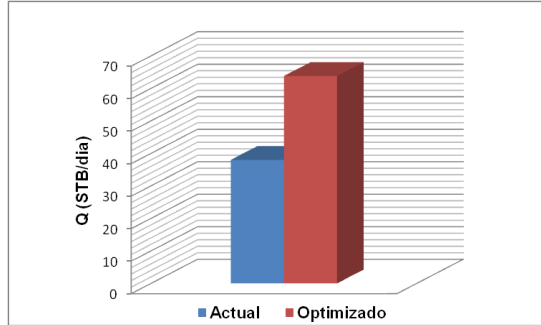
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1142	38	863	60,6



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
95	38	30	63,8



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Wellbore Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~42</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~65</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	~42	Optimizado	~65	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~42</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~68</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	~42	Optimizado	~68
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	~42												
Optimizado	~65												
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	~42												
Optimizado	~68												
<p>Análisis: El número de tiros por pie recomendado es de 12 TPP bajo el cual se tendría un incremento máximo de producción del 31,58% recuperándose hasta 12 barriles por día. Observando los resultados obtenidos con el Software para el nodo en el punto medio de las perforaciones se puede decir que el diámetro de la tubería no tiene una influencia significativa en el comportamiento de la producción ya que las curvas del outflow para cada diámetro se comportan de manera muy similar, pero si se pueden obtener las condiciones optimas de operación, para una Pwf de 863 psi se producirían 60,6 STB/Día, incrementándose la producción en un 59,47%. Para el nodo en cabezal si se reduce la presión en cabeza de 95 psi @ 30 psi se obtendría un incremento en la producción de hasta el 67,89%.</p>													

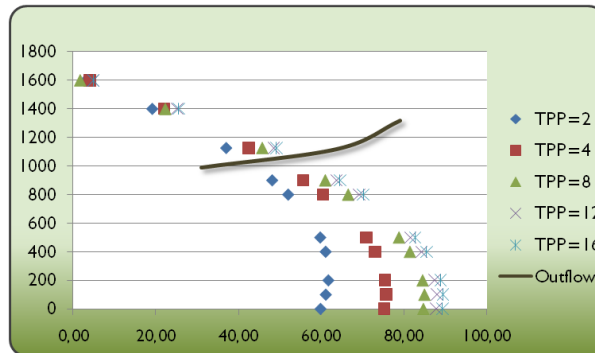
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: **G-75** Estado: Activo Localización: EW 1020829 - NS 1276355 Bloque: X

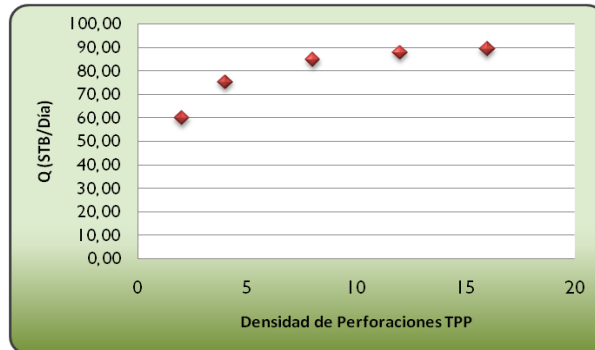
Observaciones : Pozo perforado en Julio de 1960, cañoneado a 4 TPP, recañoneo en 2000, y cambio de sarta/bomba y aislamiento de arenas en el 2009.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

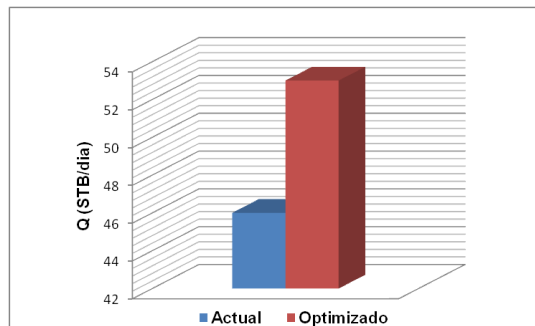
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1126	46	1080	53



Densidad Óptima de Perforaciones

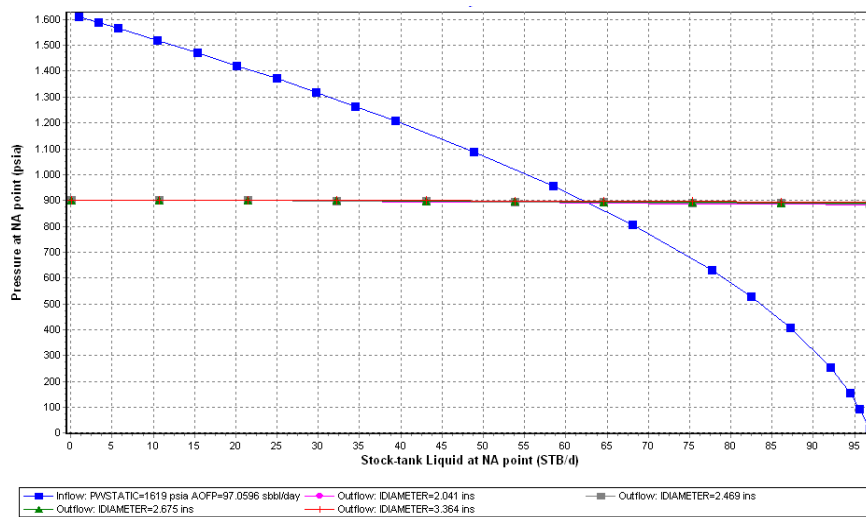


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



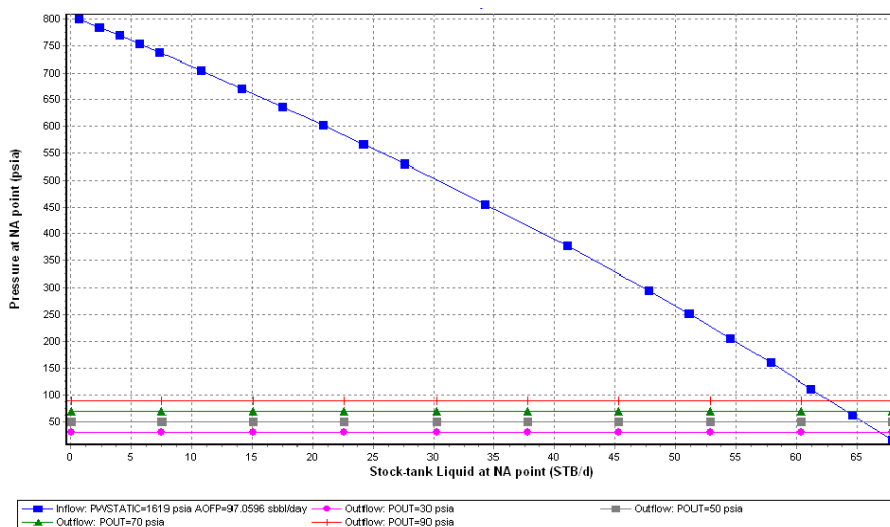
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

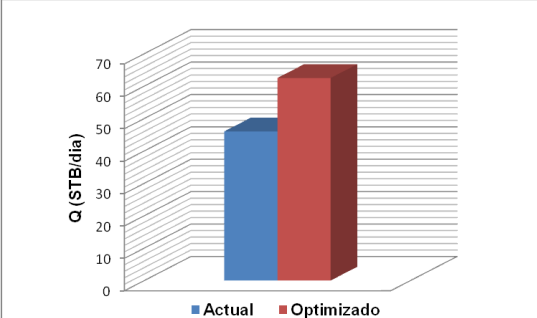
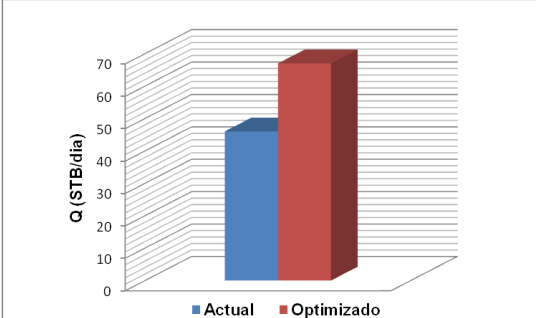
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1126	46	890	62,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	46	30	67



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Production (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>62.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Production (STB/día)	Actual	50	Optimizado	62.5	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Production (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>72.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Production (STB/día)	Actual	50	Optimizado	72.5
Condition	Production (STB/día)												
Actual	50												
Optimizado	62.5												
Condition	Production (STB/día)												
Actual	50												
Optimizado	72.5												
<p>Análisis: El número de tiros por pie recomendado es de 12 TPP con el cual se tendría un incremento máximo de producción del 15,2% y podrían recuperarse hasta 7 barriles diarios. Analizando los resultados obtenidos con el Software para el nodo en el punto medio de las perforaciones se deduce que el diámetro de tubería con el que se obtiene mayor producción es el de 2-3/8, aunque la diferencia no es ni de un barril con la tubería actual (2-1/2) por lo que no valdría la pena cambiarla, pero de este resultado si se pueden obtener las condiciones optimas de operación, que serían para una tasa de 62,5 STB/Día @ Pwf de 890, incrementándose la producción un 35,86%. Para el nodo en cabezal si se reduce la presión en cabeza de 90 psi @ 30 psi se obtendría un incremento en la producción del 45,6%.</p>													

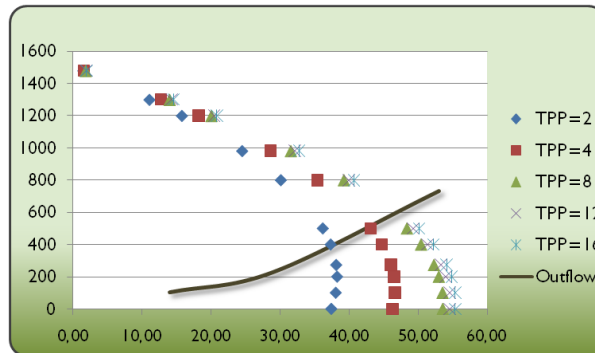
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-76	Estado: Activo	Localización: EW 1020834 - NS 1276871	Bloque: X
-------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

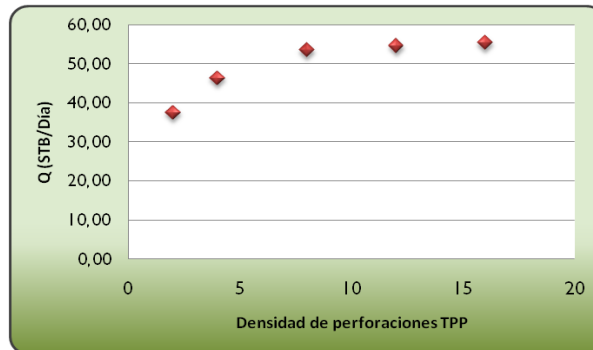
Observaciones : Pozo perforado en Marzo de 1962, recañoneo en 2010, aislamiento de arenas en 1967, y cambios de bomba/sarta en los últimos años.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

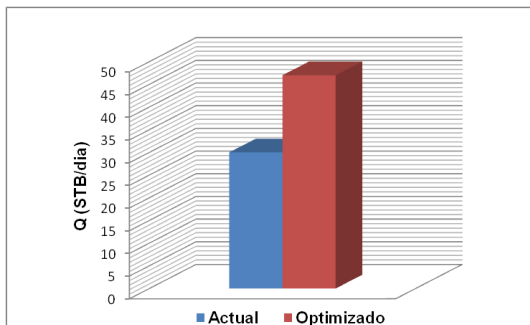
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
981	30	604	47



Densidad Óptima de Perforaciones

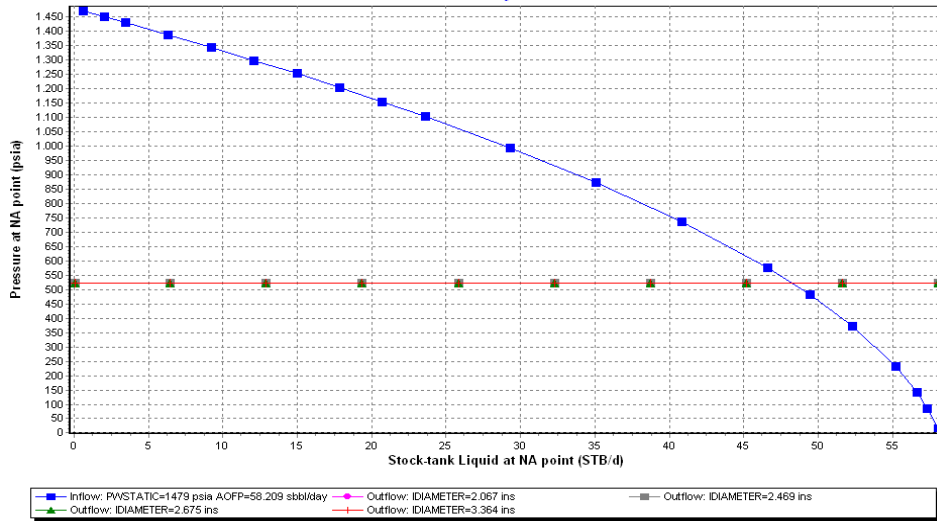


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



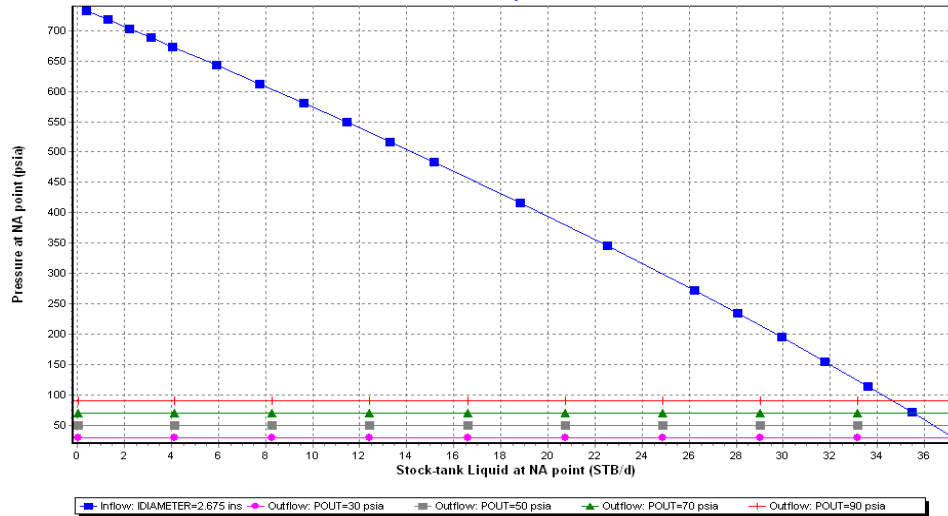
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

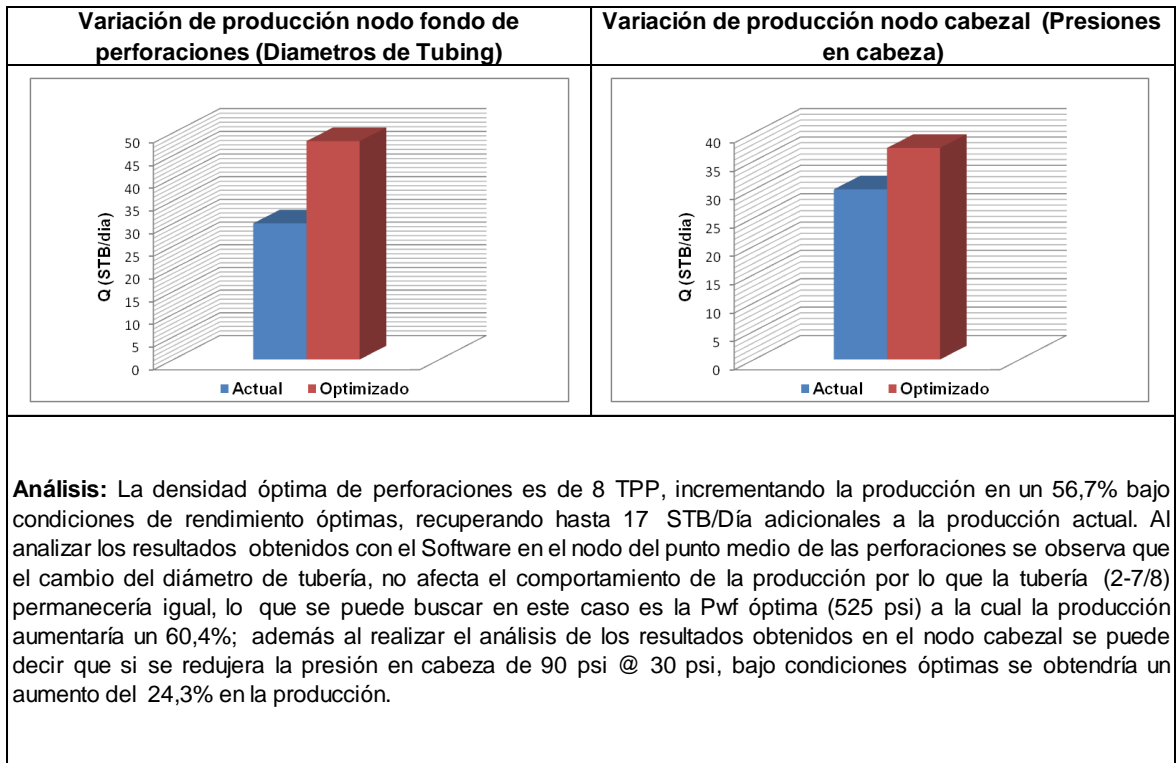
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
981	30	525	48,12



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	30	30	37,3





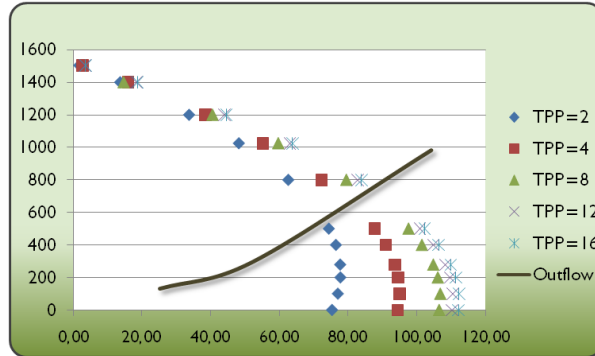
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-77	Estado: Activo	Localización: EW 1020992 - NS 1276613	Bloque: X
-------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

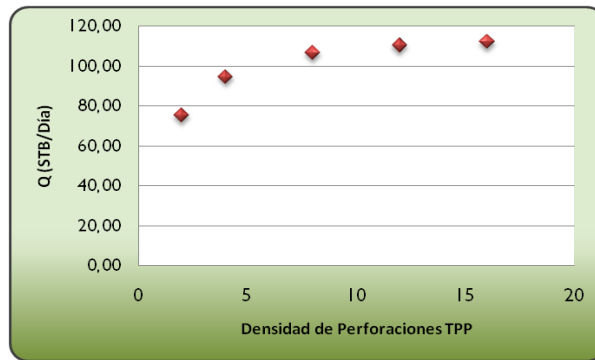
Observaciones : Pozo perforado en Agosto de 1962, recañoneo en 1966, se aislaron arenas en 1988 y se recañoneo a 4 TPP, el último cambio de sarta fue en el 2009.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

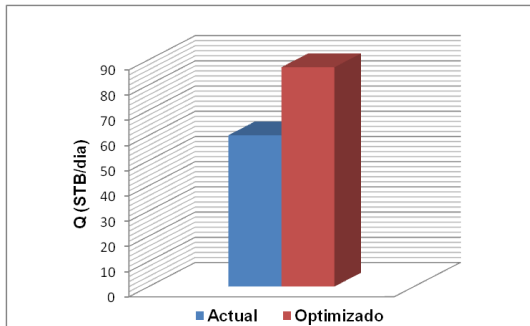
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1025	60	742	87



Densidad Óptima de Perforaciones

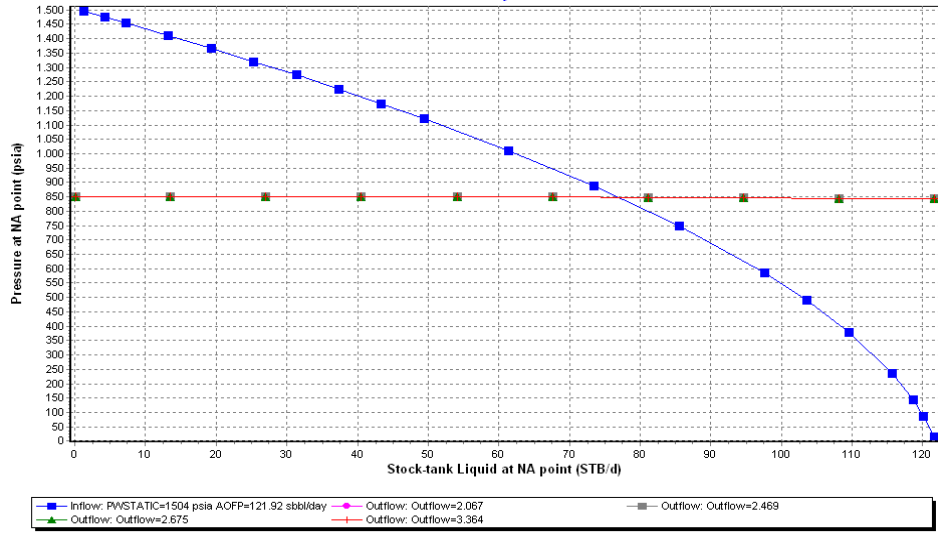


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



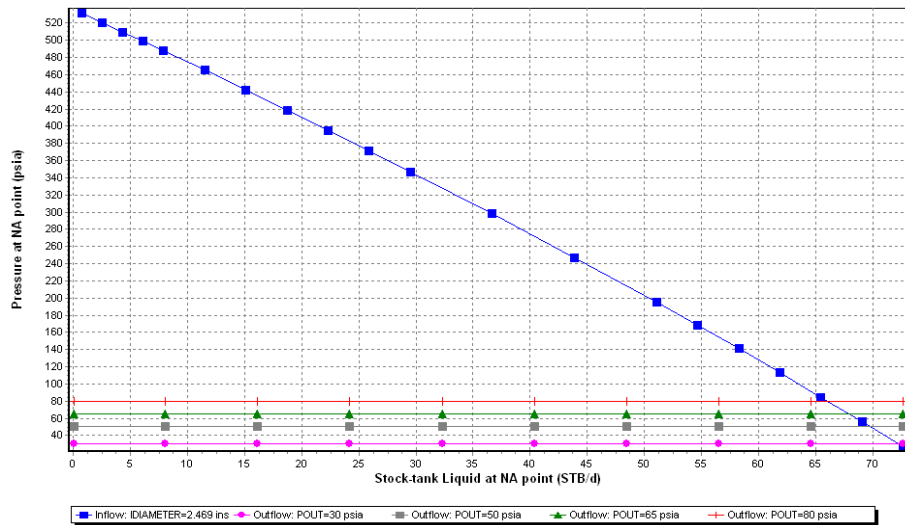
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

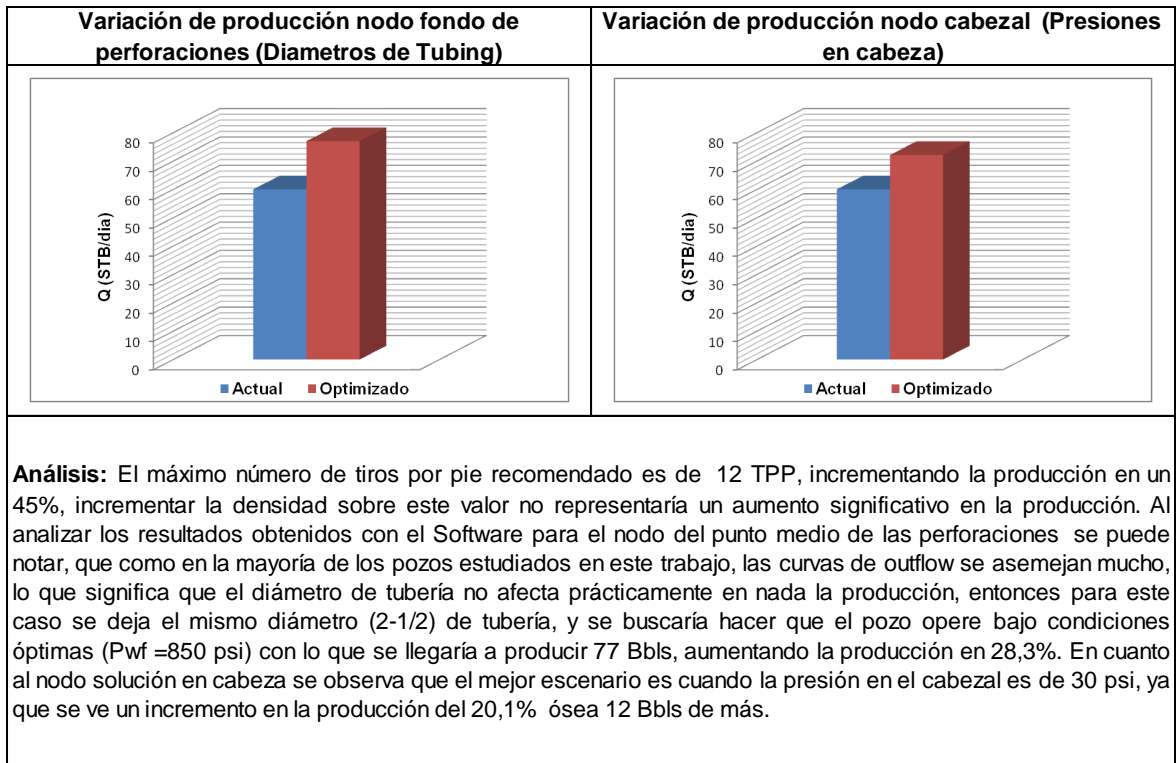
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1025	60	850	77



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
80	60	30	72,1





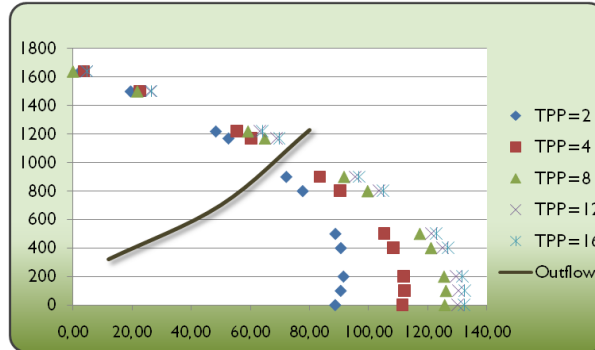
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-79	Estado: Activo	Localización: EW 1021141 - NS 1276873	Bloque: X
-------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

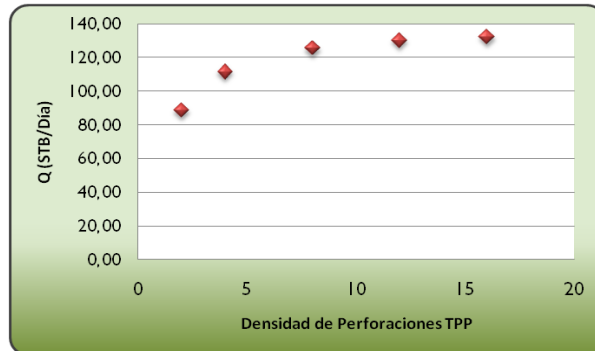
Observaciones : Pozo perforado en Abril de 1963, cañoneado a 2 TPP, recañoneo en 1966, 1999, 2003, 2009, limpieza de arenas en el 2007, y último cambio de sarta en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

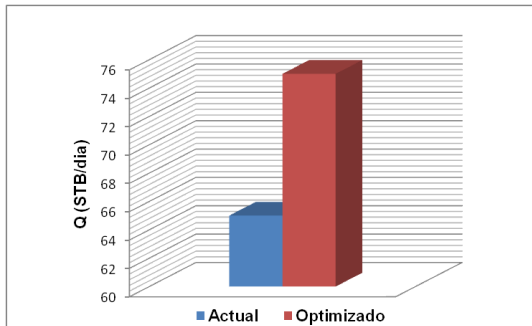
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1170	65	1120	75



Densidad Óptima de Perforaciones

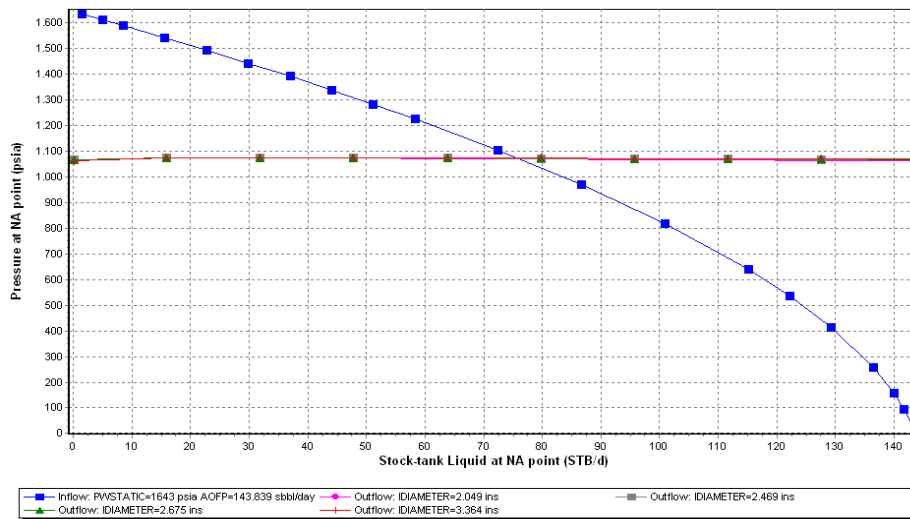


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



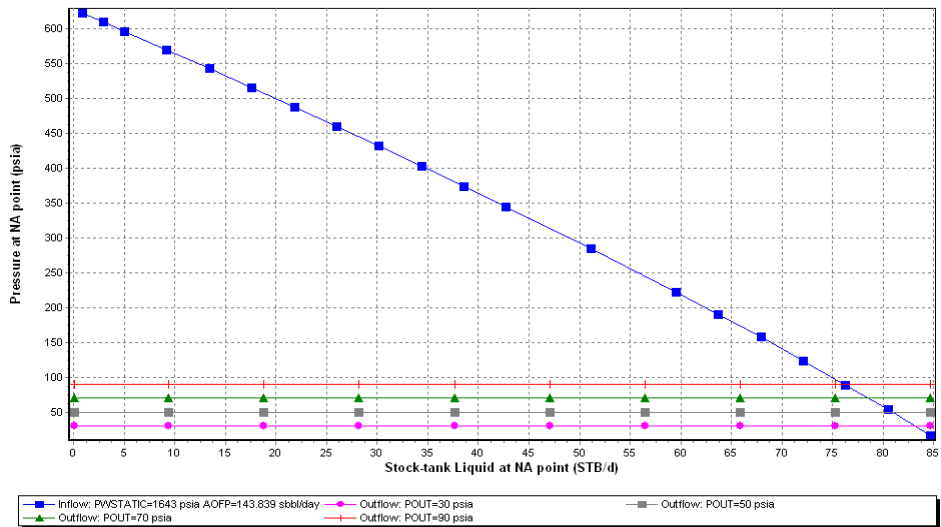
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

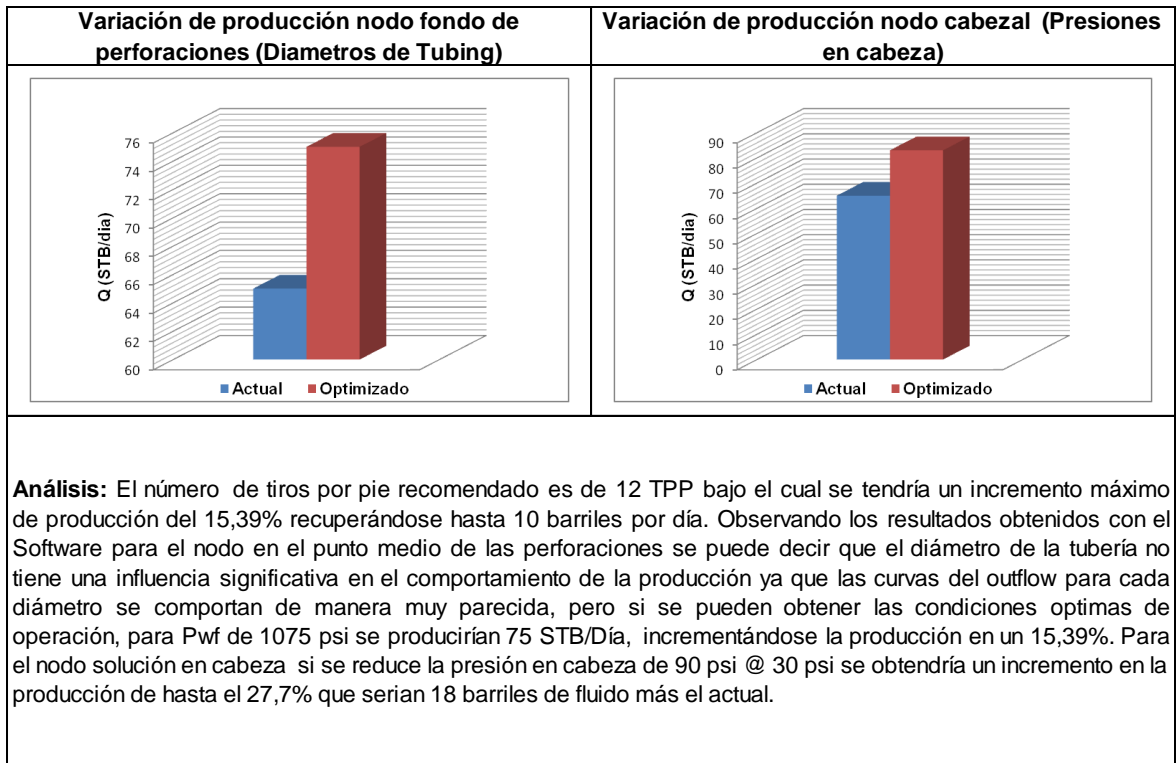
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1170	65	1075	75



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	65	30	83





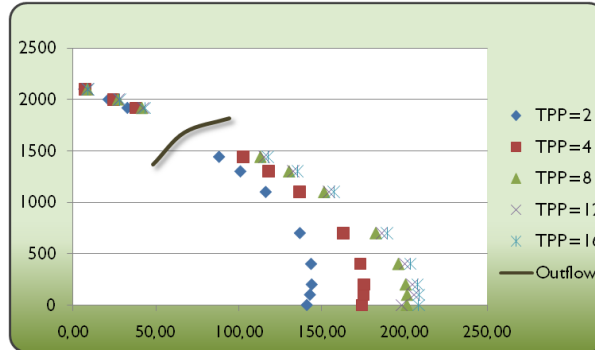
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-80	Estado: Activo	Localización: EW 1021239 - NS 1277369	Bloque: IX
-------------------	----------------	---------------------------------------	------------

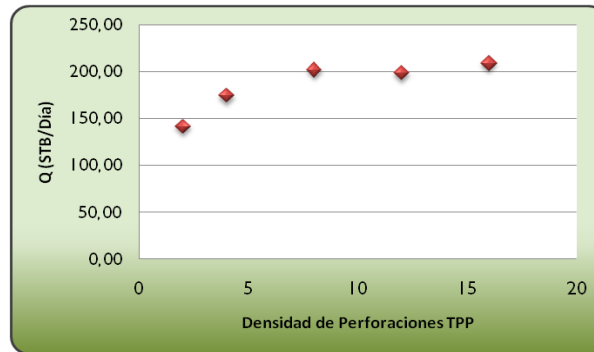
Observaciones : Pozo perforado en Julio de 1963, cañoneado inicialmente a 2 TPP, recañoneo en 1964, 1984, 2003 a 4 TPP, limpieza de arenas en el 2007, y último cambio de sarta en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

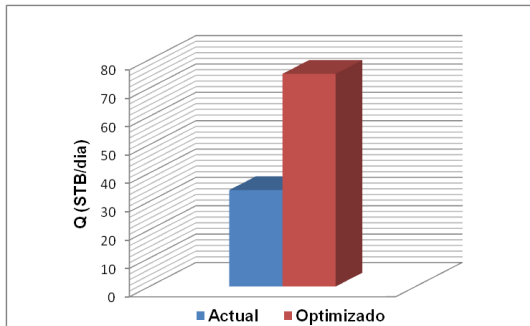
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1918	34	1700	75



Densidad Óptima de Perforaciones

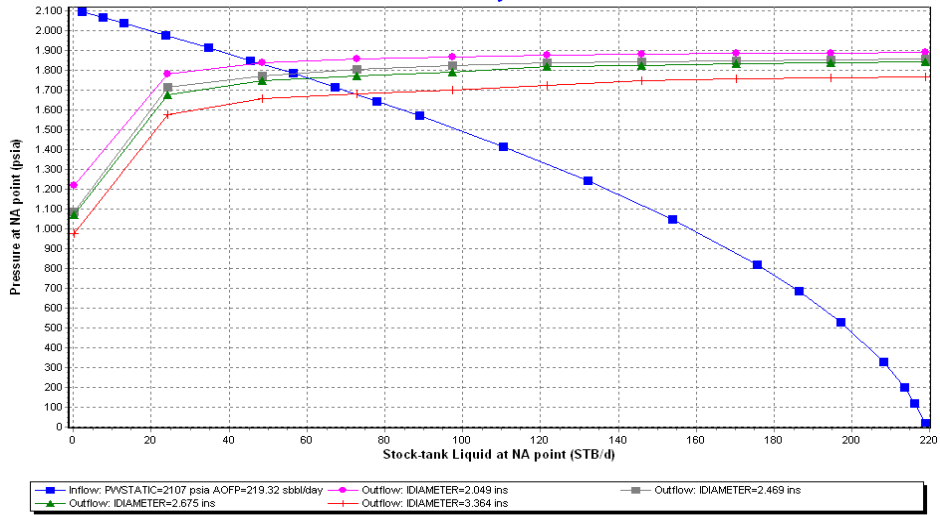


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



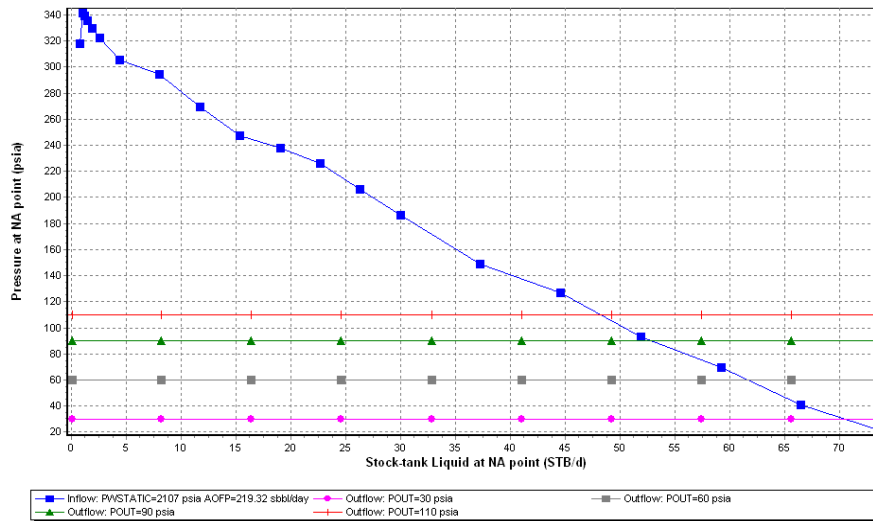
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

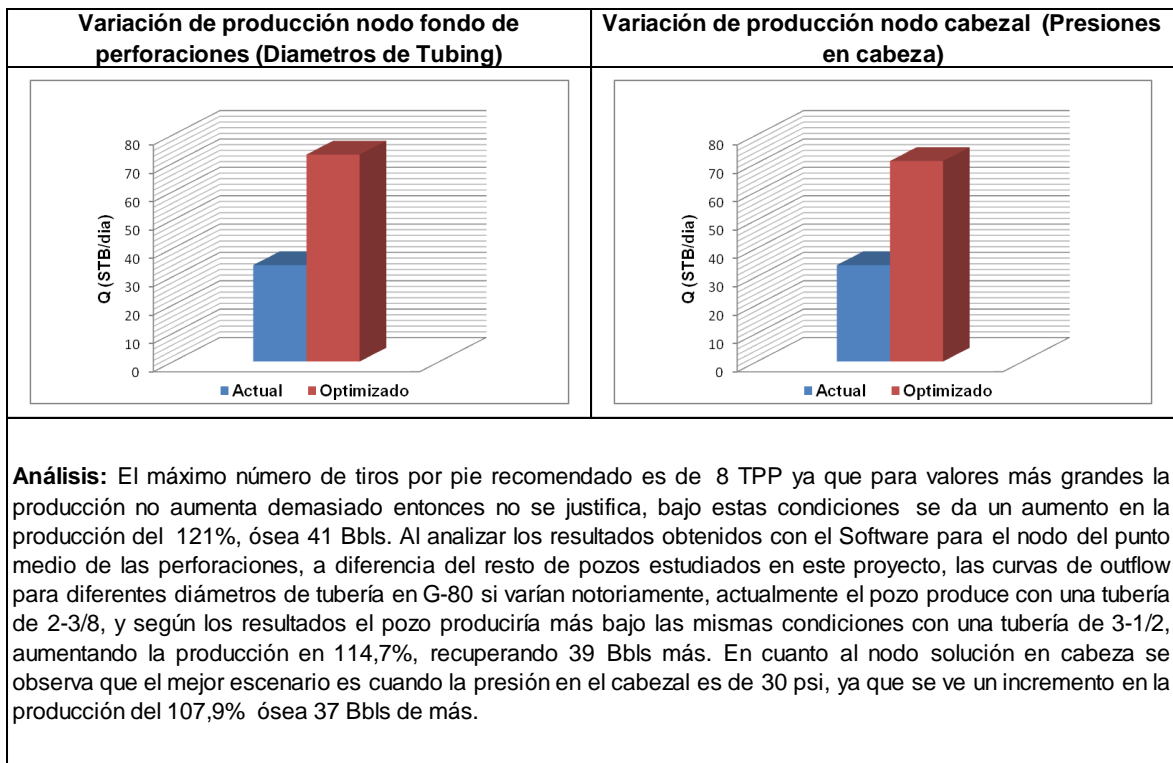
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1918	34	1675	73



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
110	34	30	70,7





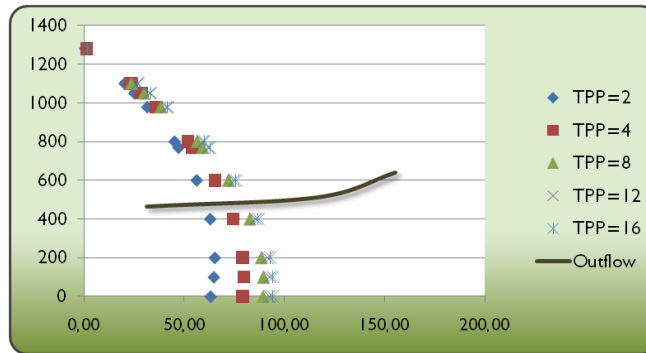
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-122	Estado: Activo	Localización: EW 1021508 - NS 1277620	Bloque: IX
--------------------	----------------	---------------------------------------	------------

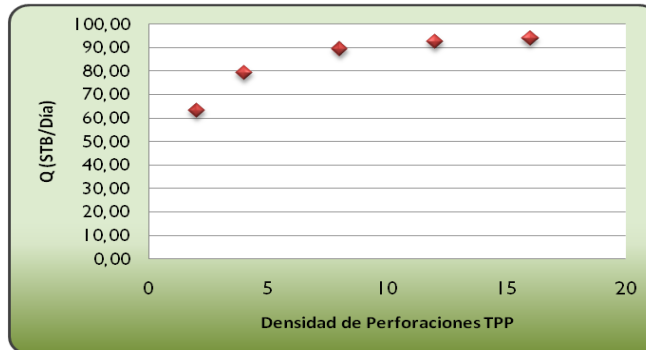
Observaciones : Pozo perforado en Noviembre de 1983, cañoneado a 4 TPP, se le realizo una estimulación mecánica en 1988, limpieza de arenas en 1995 y 2010, y cambio de sarta/bomba en el 2007.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

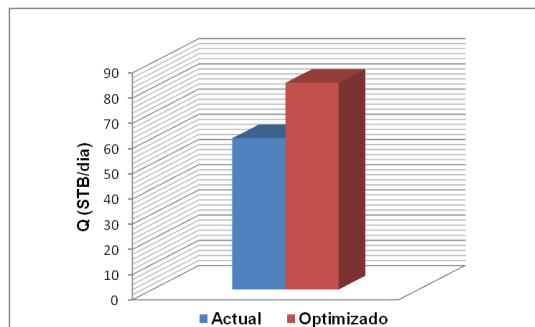
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
769	60	480	79



Densidad Óptima de Perforaciones

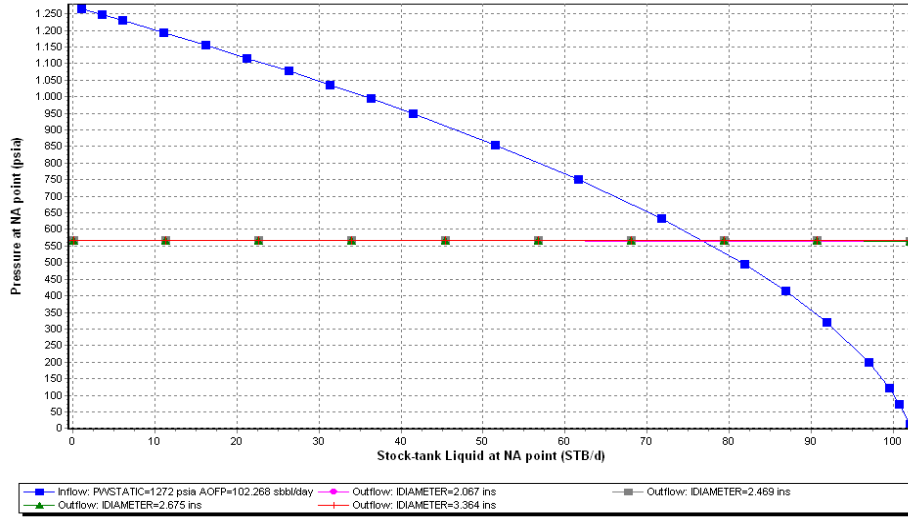


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



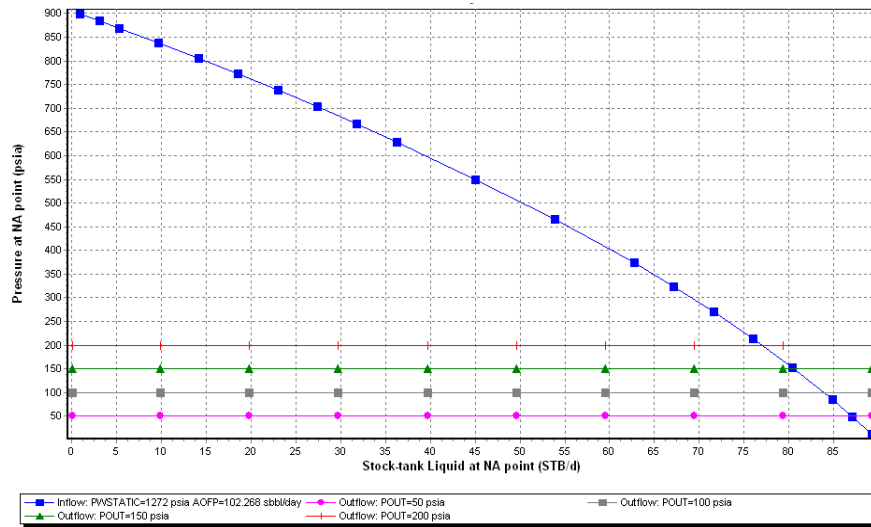
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

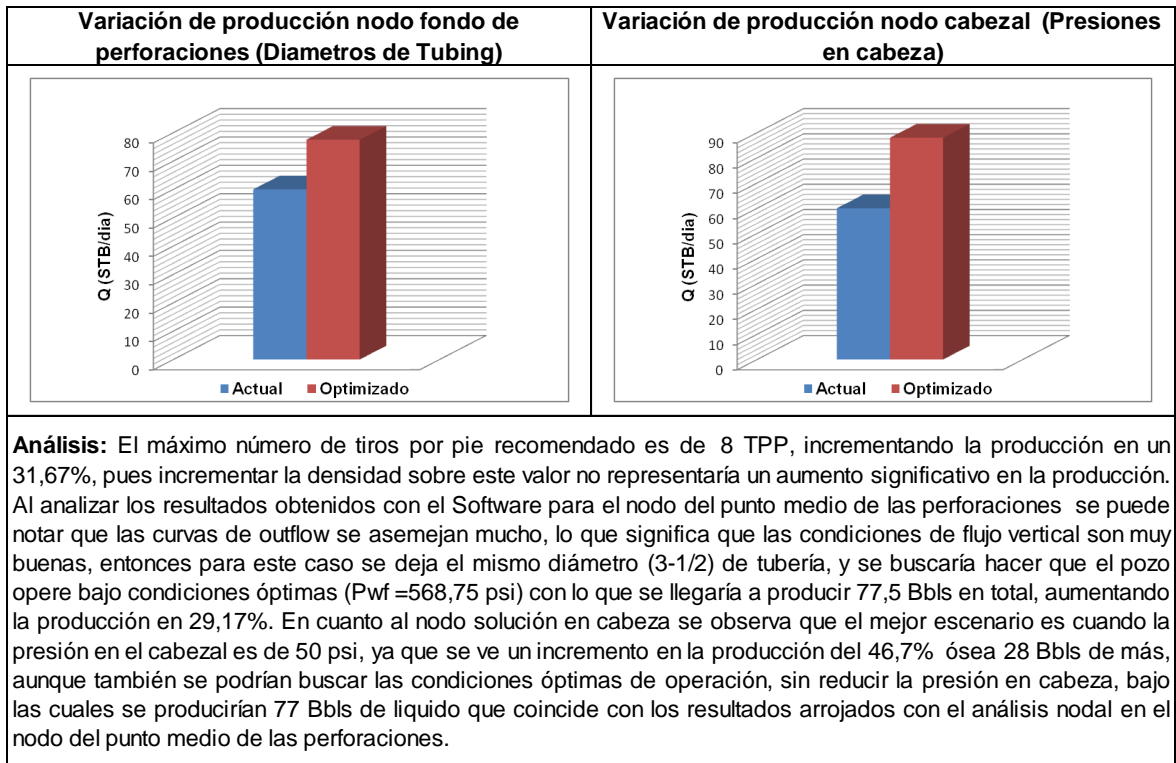
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
769	60	568,75	77,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
200	60	50	88





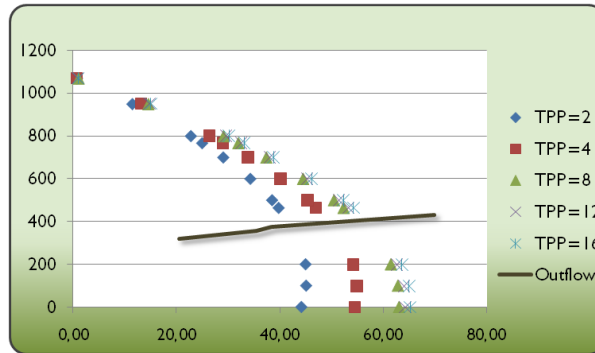
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-123	Estado: Activo	Localización: EW 1021501 - NS 1277627	Bloque: IX
--------------------	----------------	---------------------------------------	------------

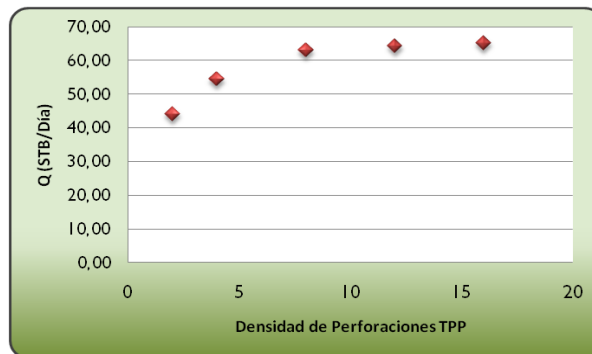
Observaciones : Pozo perforado en Diciembre de 1983, cañoneado a 4 TPP, recañoneo en 1999 a 4 TPP, cambio de sarta/bomba en el 2006 y 2010, recañoneo en el 2009.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

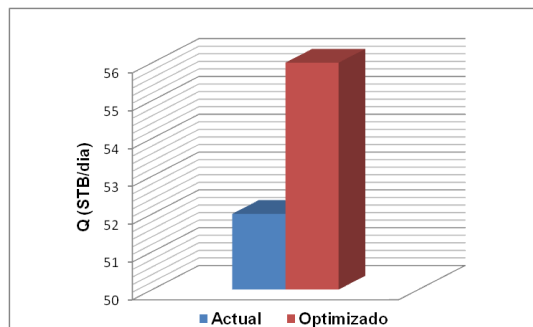
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
464	52	400	56



Densidad Óptima de Perforaciones

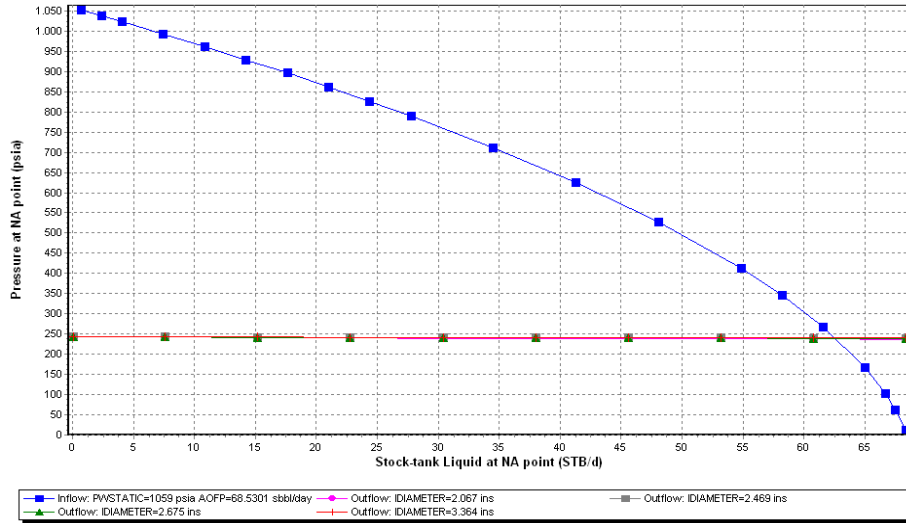


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



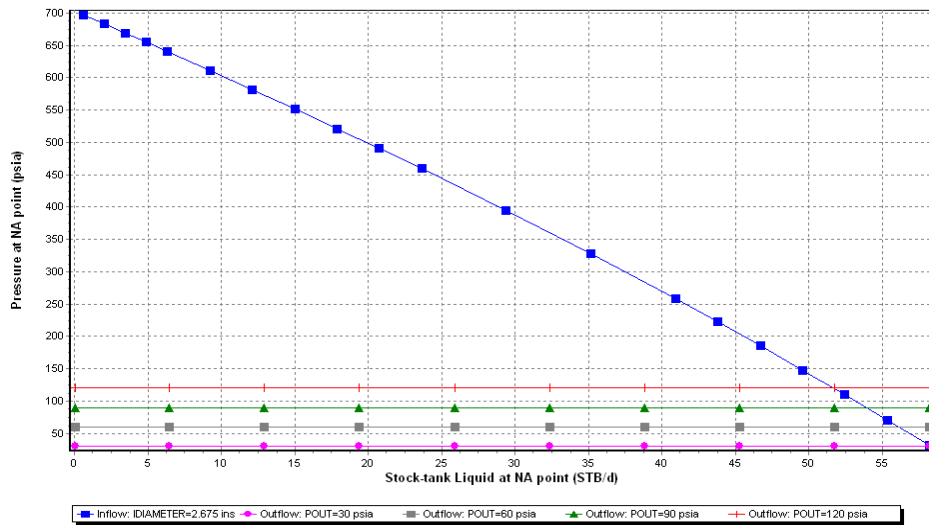
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

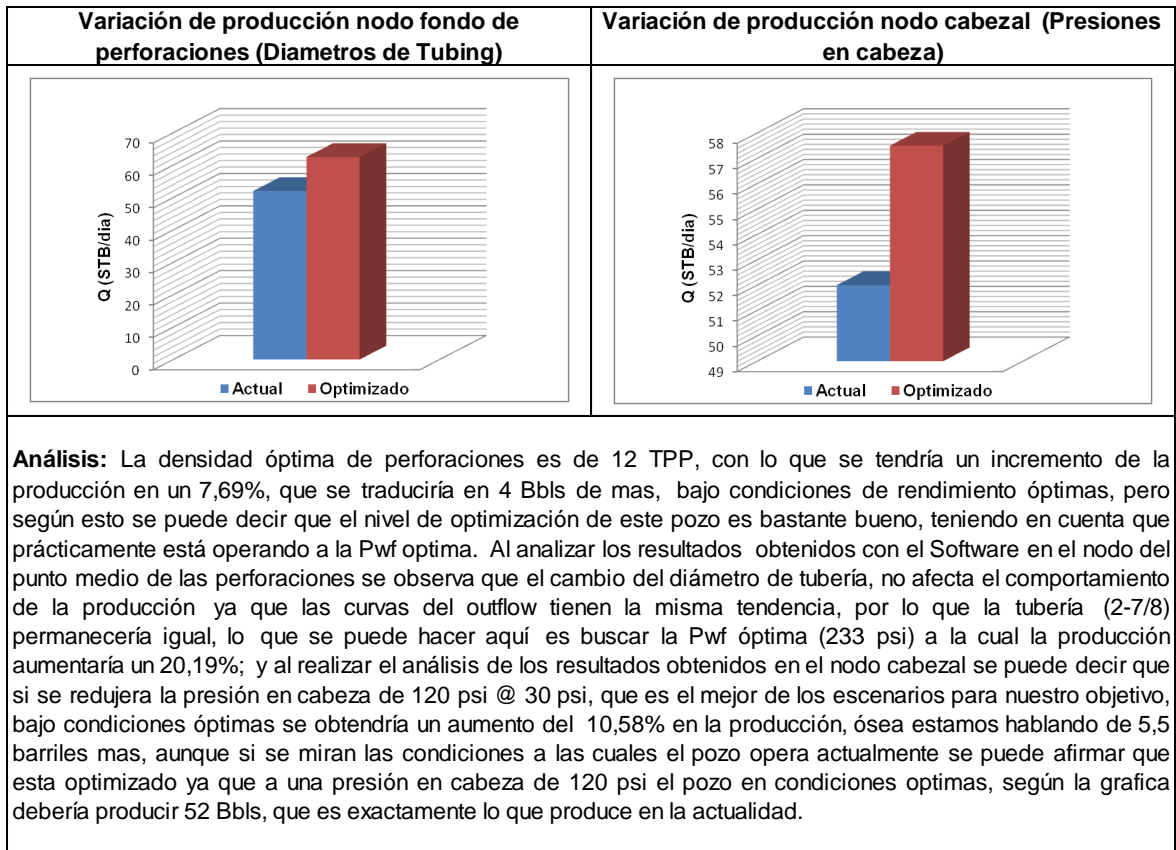
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
464	52	233	62,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
120	52	30	57,5





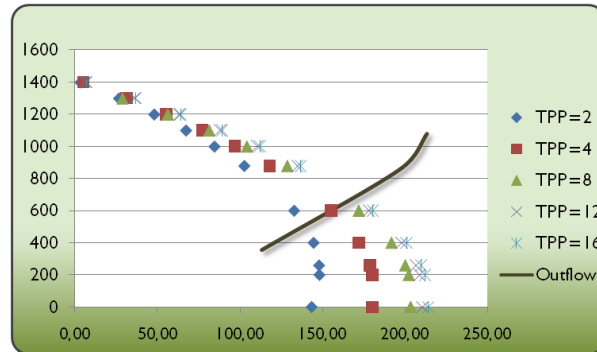
ANÁLISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-124	Estado: Activo	Localización: EW 1021018 - NS 1277016	Bloque: X
--------------------	----------------	---------------------------------------	-----------

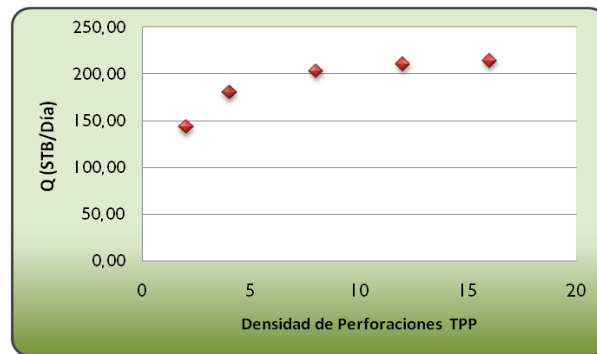
Observaciones : Pozo perforado en Junio del 2009, y cambio de bomba/sarta en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

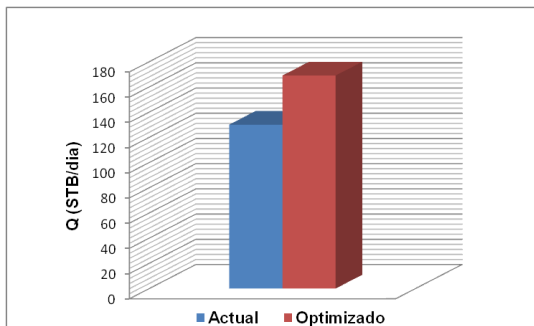
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
879	130	680	169



Densidad Óptima de Perforaciones

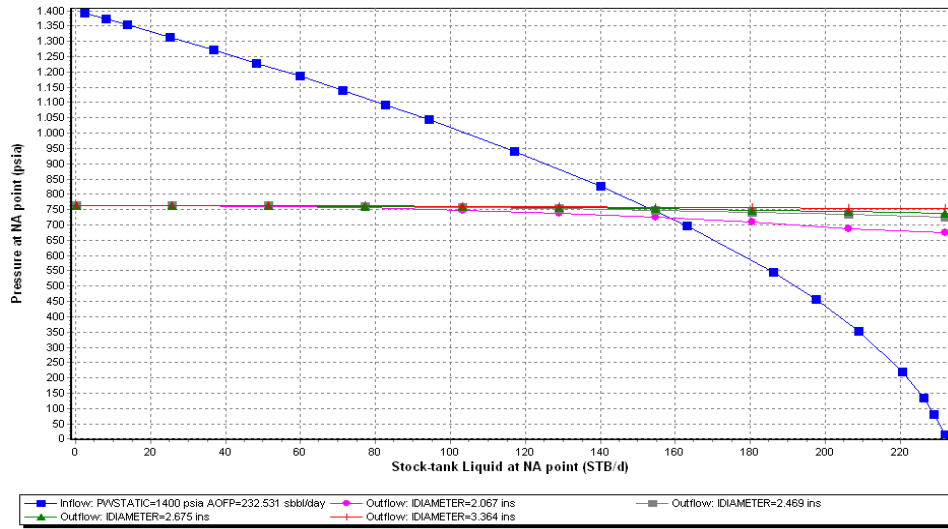


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



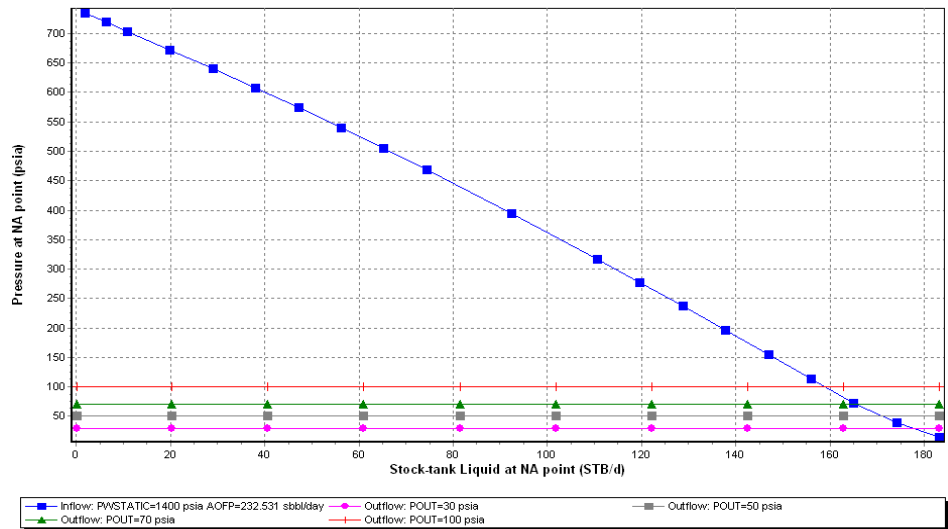
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

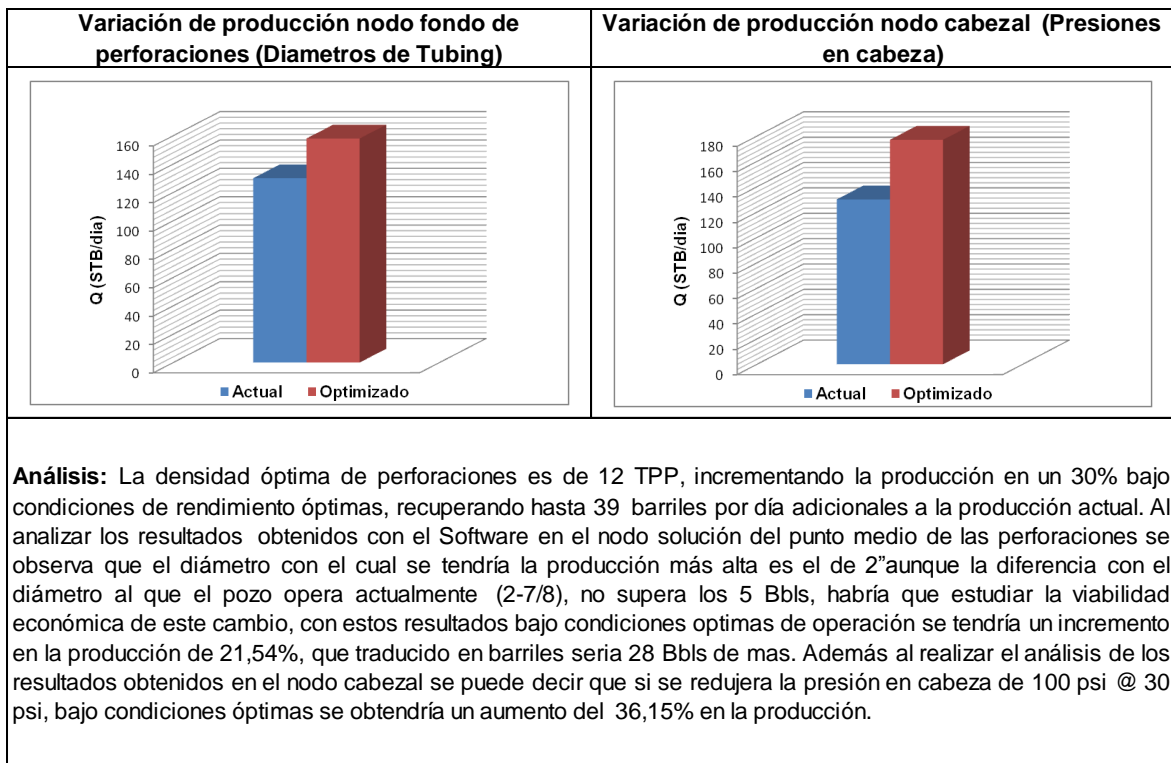
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
879	130	768,7	158



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
100	130	30	177





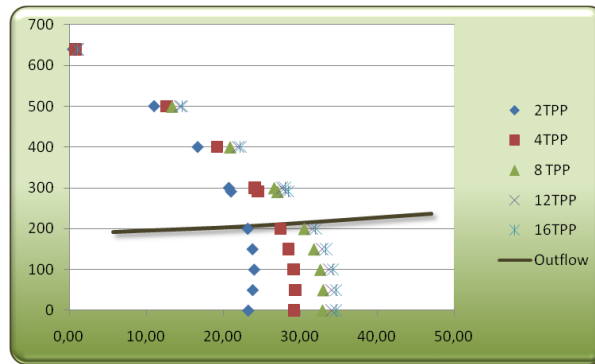
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: **G-125** Estado: Activo Localización: EW 1020993 - NS 1274985 Bloque: XII

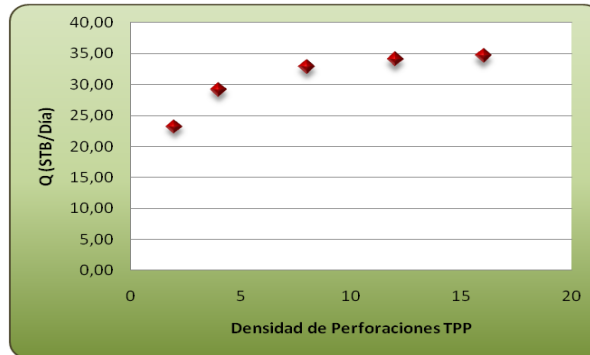
Observaciones : Pozo perforado en septiembre del 2007, y cañoneado a 4 TPP, recañoneo en 2009, limpieza de arenas y aislamientos.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

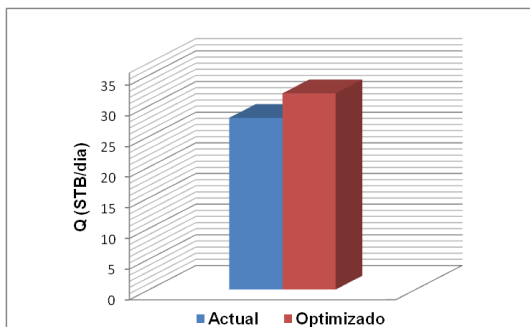
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
291	28	210	31,3



Densidad Óptima de Perforaciones

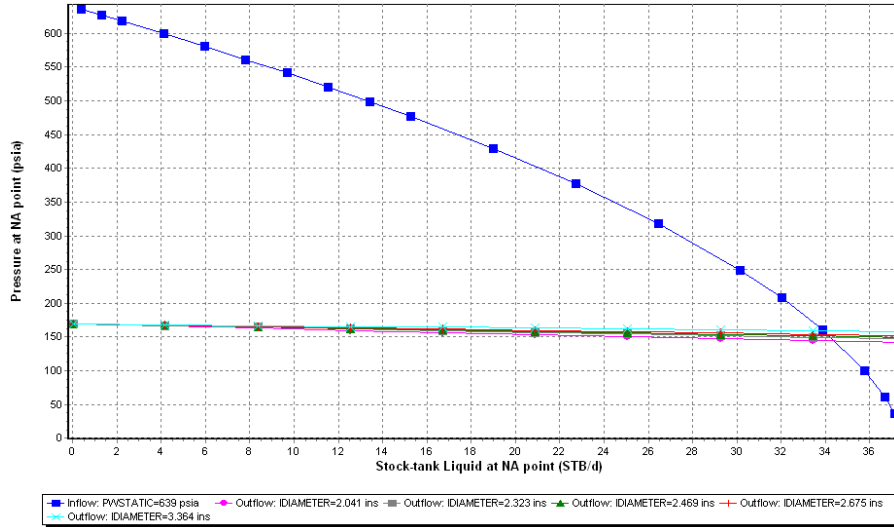


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



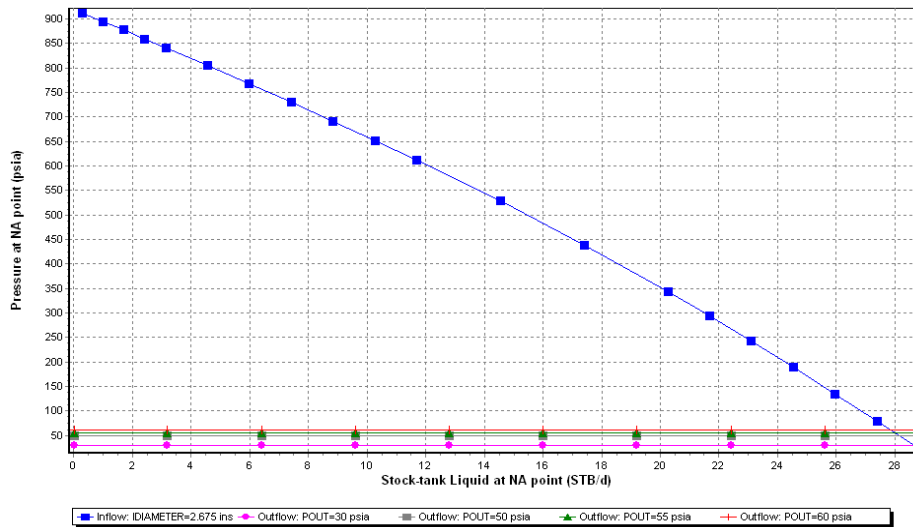
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

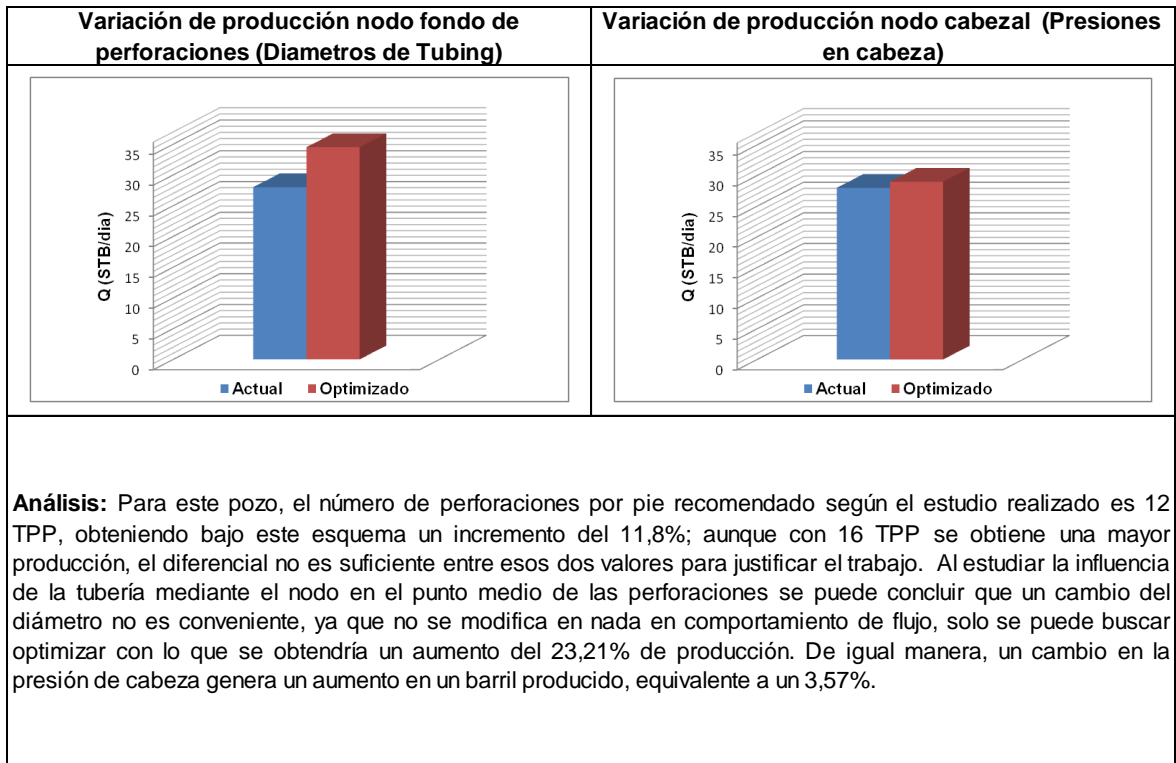
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
291	28	137,6	34,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	28	30	29





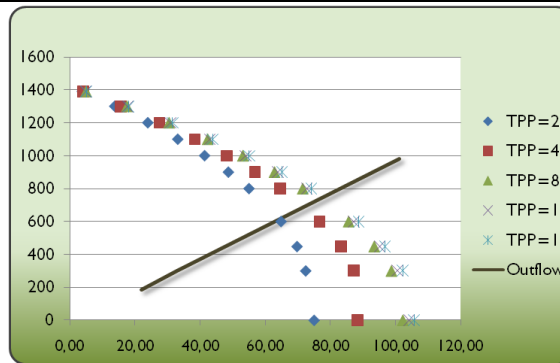
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: **G-130** Estado: Activo Localización: EW 1020783 - NS 1276209 Bloque: X

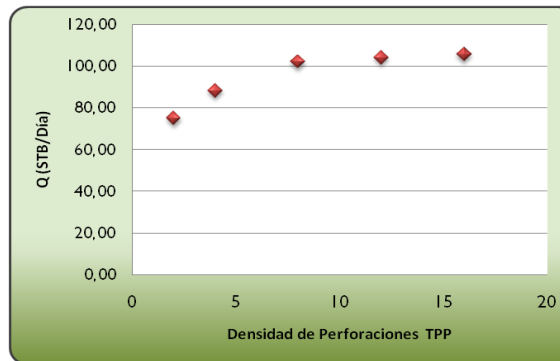
Observaciones : Pozo perforado en febrero del 2009, y cañoneado a 6 TPP, recañoneo y aislamiento en 2009, limpieza de arenas cada año.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

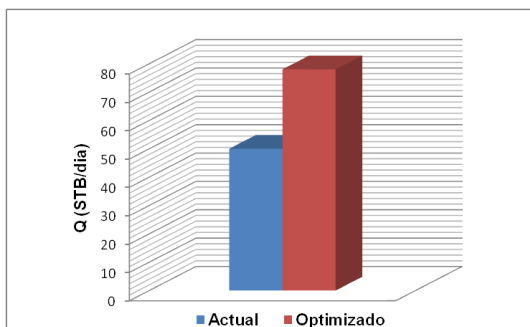
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
997	50	760	78



Densidad Óptima de Perforaciones

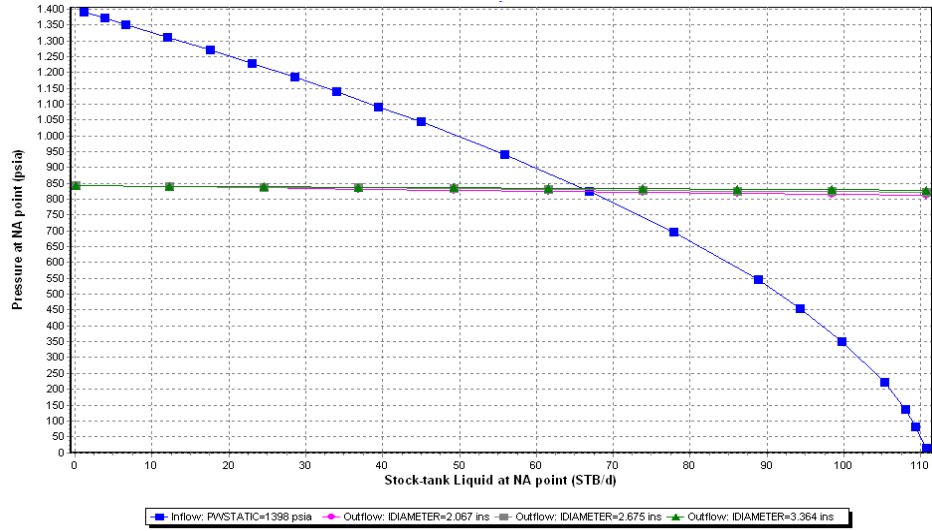


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



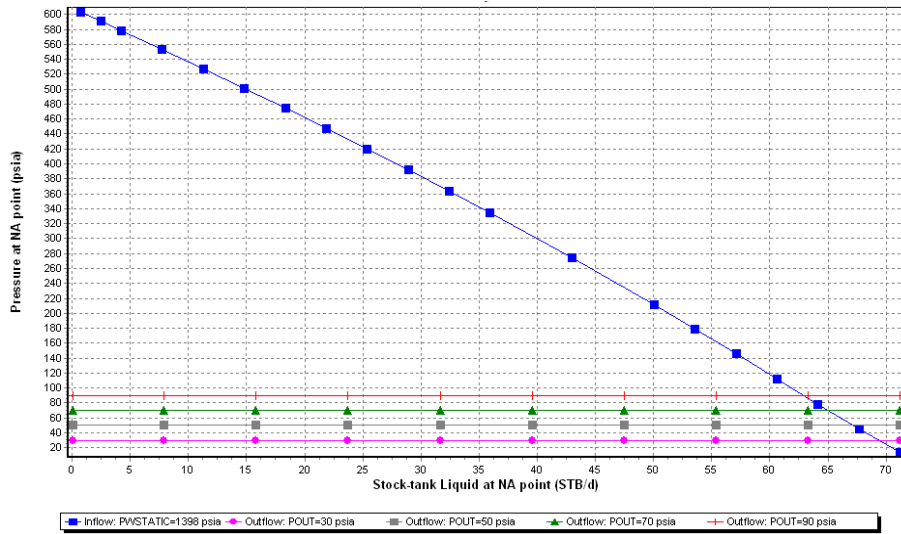
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

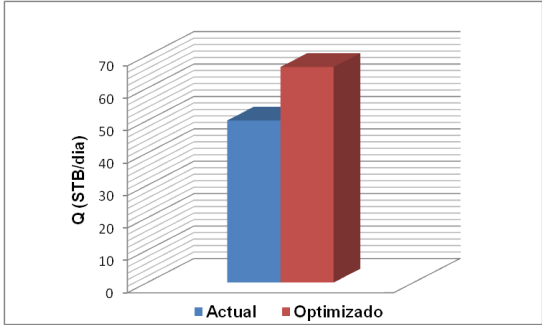
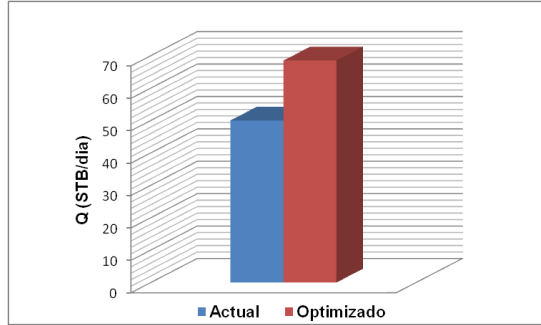
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
997	50	825	66,5



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	50	30	68,5



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1" data-bbox="321 352 859 674"> <caption>Data for Variación de producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>66,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	50	Optimizado	66,5	 <table border="1" data-bbox="898 352 1435 674"> <caption>Data for Variación de producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Producción Q (STB/día)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>68,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Producción Q (STB/día)	Actual	50	Optimizado	68,5
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	50												
Optimizado	66,5												
Condición	Producción Q (STB/día)												
Actual	50												
Optimizado	68,5												
<p>Análisis: Según los resultados, este pozo no requiere ninguna modificación en los tiros por pie, ya que el análisis muestra que una adecuada densidad sería de 8TPP, y el pozo se encuentra cañoneado con 6 TPP. Algo similar se observa en el diámetro de la tubería, ya que como se demuestra en la gráfica, esta no presenta variación en la producción ante los distintos diámetros planteados, pero si se podría optimizar ya que según la grafica el pozo en condiciones optimas debería producir 66,5 STB/Día, aumentando la producción en un 33%. La presión en cabeza puede generar un aumento del 37% si se logra una disminución de 20 Psi, al pasar de 50 a 68,5 Barriles al día.</p>													

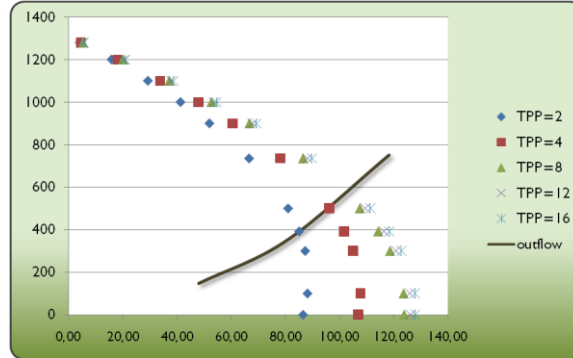
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-133	Estado: Activo	Localización: EW 1021345 - NS 1277384	Bloque: IX
--------------------	----------------	---------------------------------------	------------

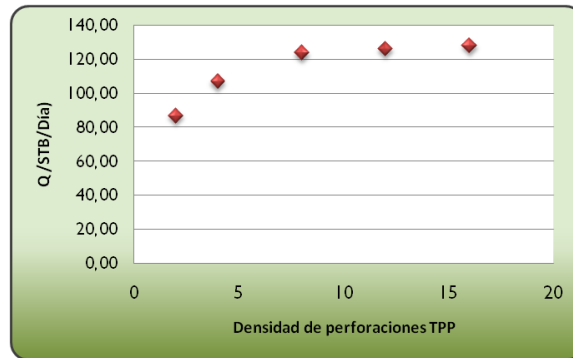
Observaciones : Pozo perforado en Febrero del 2008, cañoneado a 5 TPP, y se realizo un fracturamiento en Octubre del 2008.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

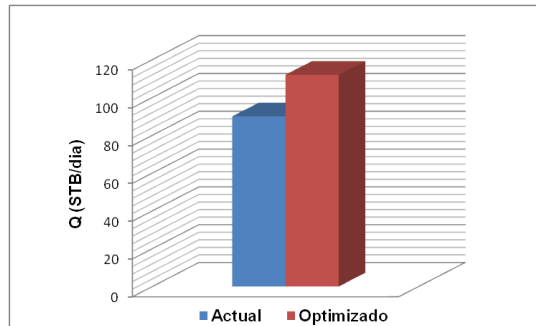
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
735	90	600	112



Densidad Óptima de Perforaciones

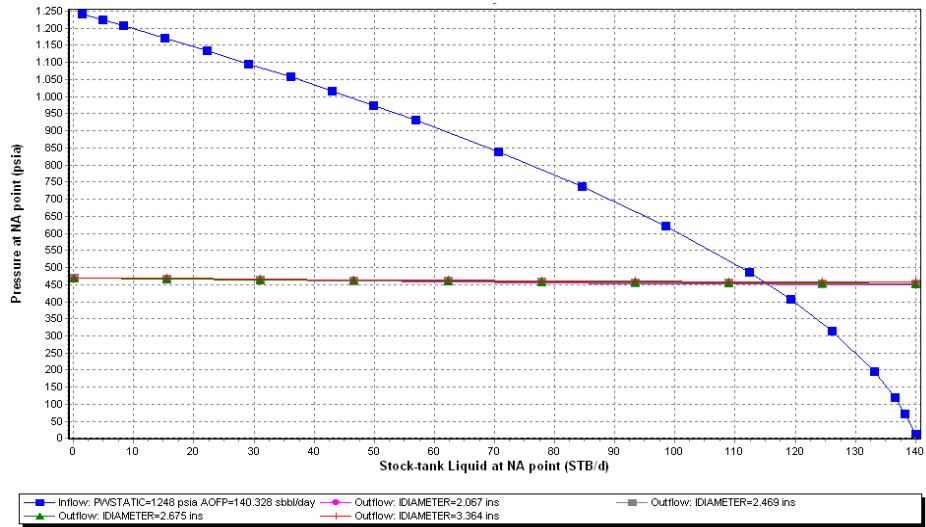


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



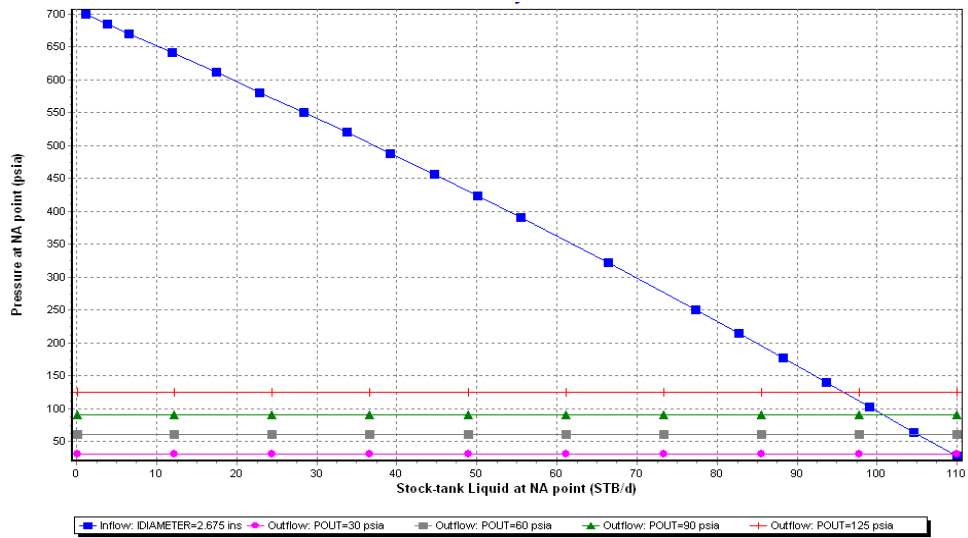
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

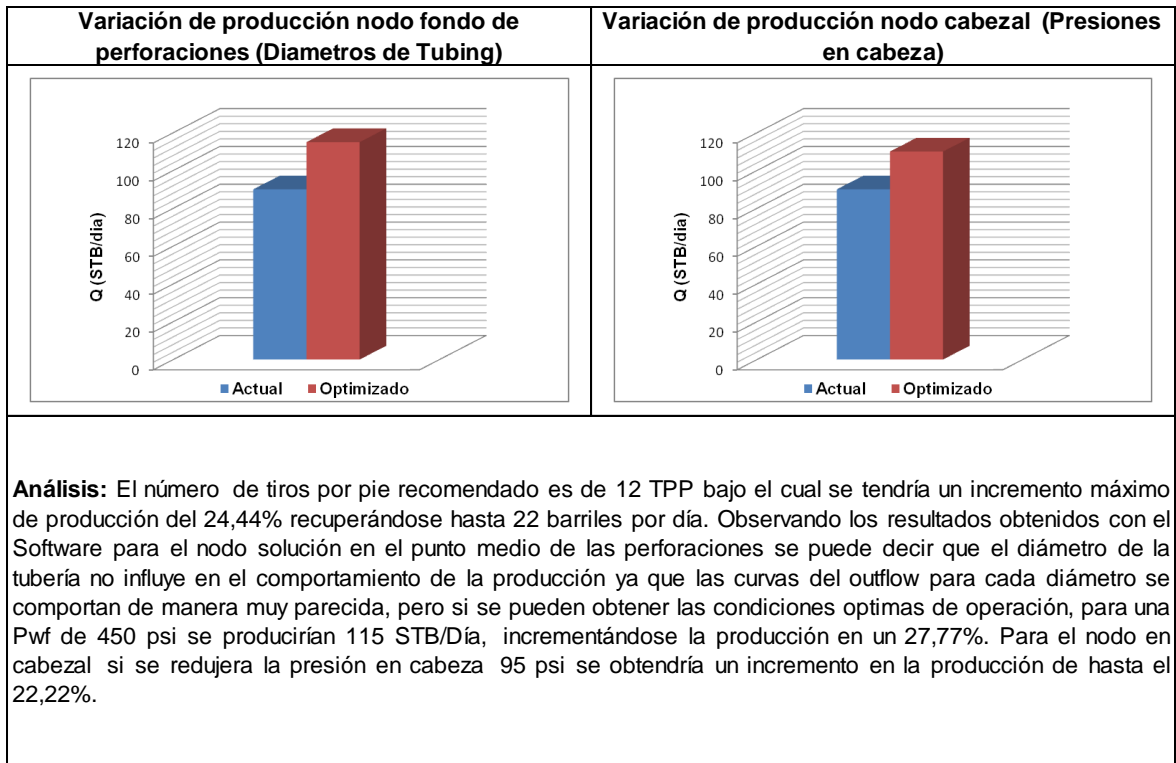
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
735	90	450	115



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
125	90	30	110





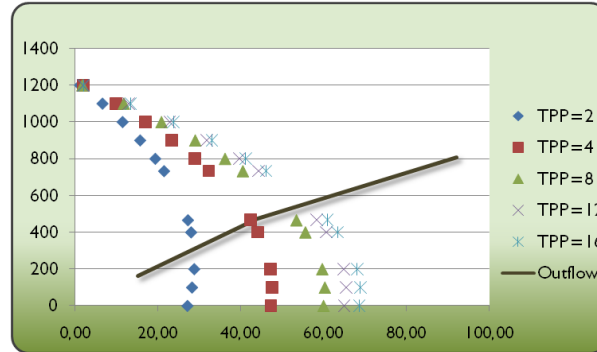
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-134	Estado: Activo	Localización: EW 1020175 - NS 1275791	Bloque: XI
--------------------	----------------	---------------------------------------	------------

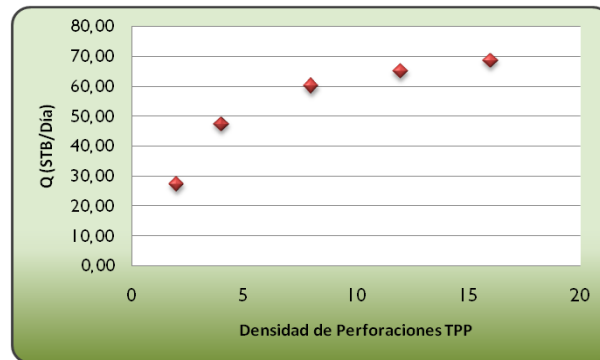
Observaciones : Pozo perforado en noviembre del 2007, y cañoneado a 5 TPP, se realizo un fracturamiento hidráulico en febrero del 2008, recañoneo en 2008, limpieza de arenas, cambio de sarta y cañoneo adicional en el 2009

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

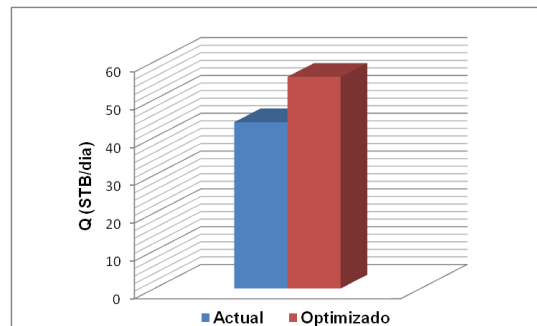
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
773	44	560	56



Densidad Óptima de Perforaciones

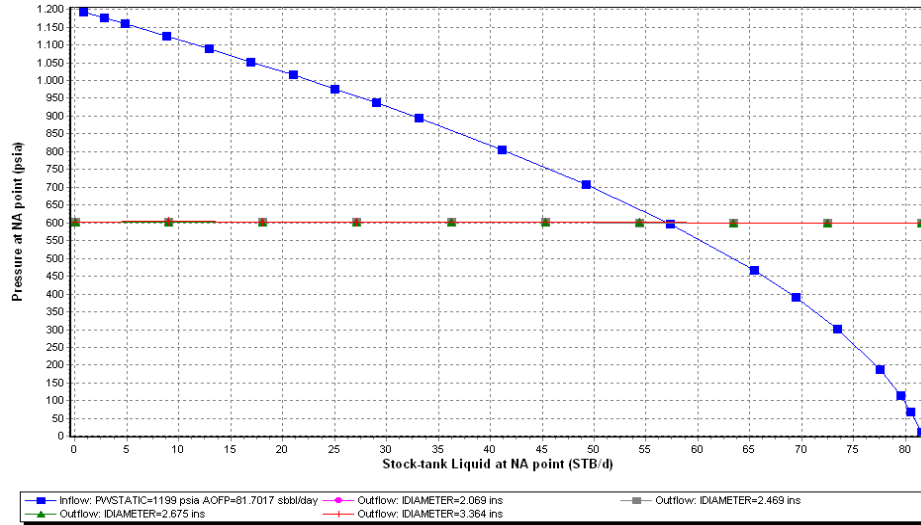


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



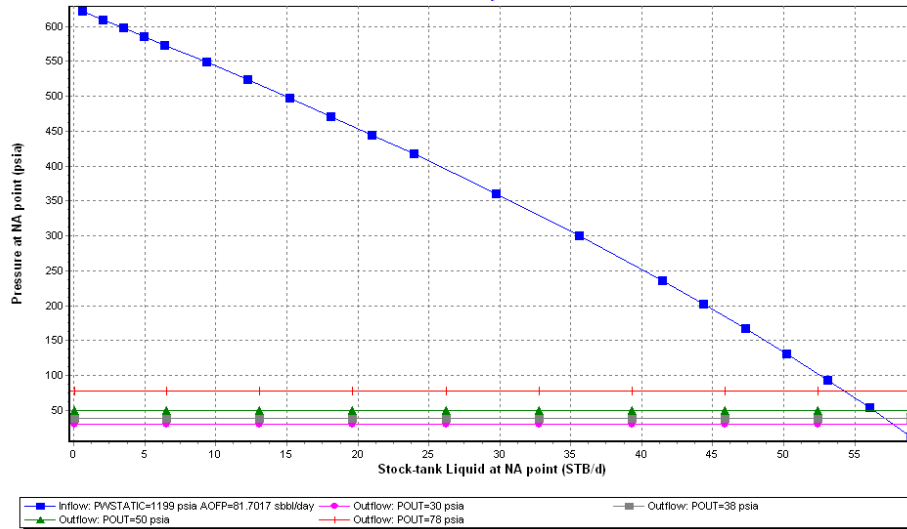
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

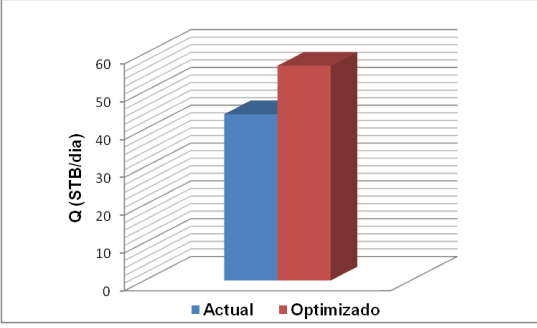
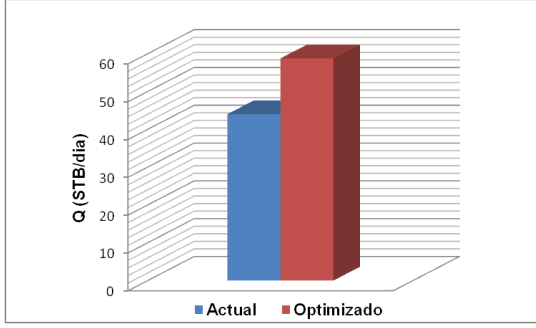
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
773	44	600	56,8



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
38	44	30	58,75



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)
 <p>A 3D bar chart comparing 'Actual' and 'Optimizado' production rates. The y-axis is labeled 'Q (STB/dia)' and ranges from 0 to 60. The 'Actual' bar is blue and reaches approximately 48. The 'Optimizado' bar is red and reaches approximately 60. A legend at the bottom identifies the bars as 'Actual' and 'Optimizado'.</p>	 <p>A 3D bar chart comparing 'Actual' and 'Optimizado' production rates. The y-axis is labeled 'Q (STB/dia)' and ranges from 0 to 60. The 'Actual' bar is blue and reaches approximately 48. The 'Optimizado' bar is red and reaches approximately 60. A legend at the bottom identifies the bars as 'Actual' and 'Optimizado'.</p>
<p>Análisis: Este pozo presenta una oportunidad de mejora si se aumenta su densidad de perforaciones al pasar de 5 TPP a 8TPP, lo que representaría un aumento del 27,3% en la producción. En cuanto al diámetro de tubería, se comporta de manera similar que la mayoría de los pozos estudiados, no presentando alteración ante los distintos diámetros, y si se llevara a condiciones óptimas la producción aumentaría un 29,10%. Mientras que la presión de cabeza podría significar un aumento del 33,5% en la producción si se consigue una disminución de 8 Psi en este valor.</p>	

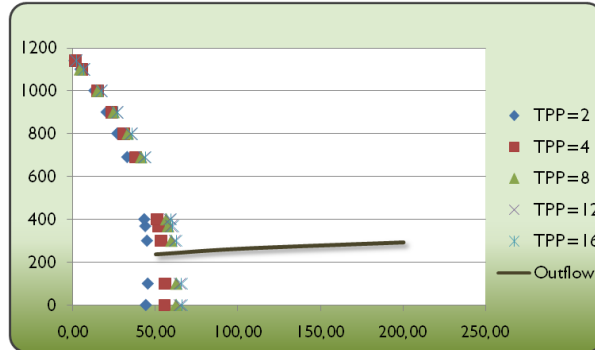
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-135	Estado: Activo	Localización: EW 1020543 - NS 1275995	Bloque: XI
--------------------	----------------	---------------------------------------	------------

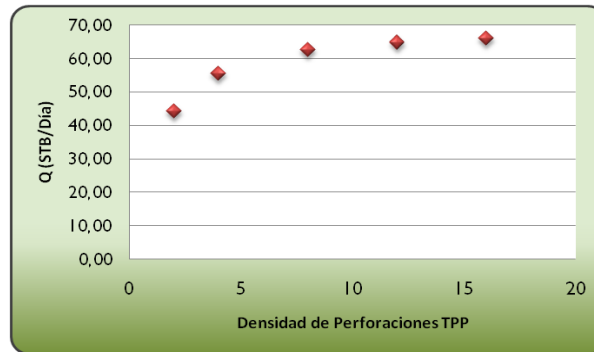
Observaciones : Pozo perforado en Enero del 2008, cañoneado a 5 TPP, se le realizo un mini fracturamiento en el 2008, recañoneo en Marzo del 2008, se hizo otro fracturamiento en Noviembre del mismo año, un trabajo de estimulación y limpieza de arenas en el 2009, y último cambio de sarta en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

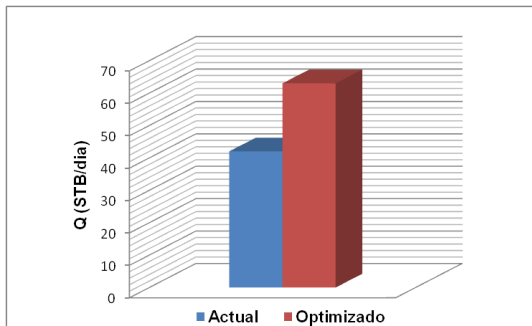
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
690	42	240	63



Densidad Óptima de Perforaciones

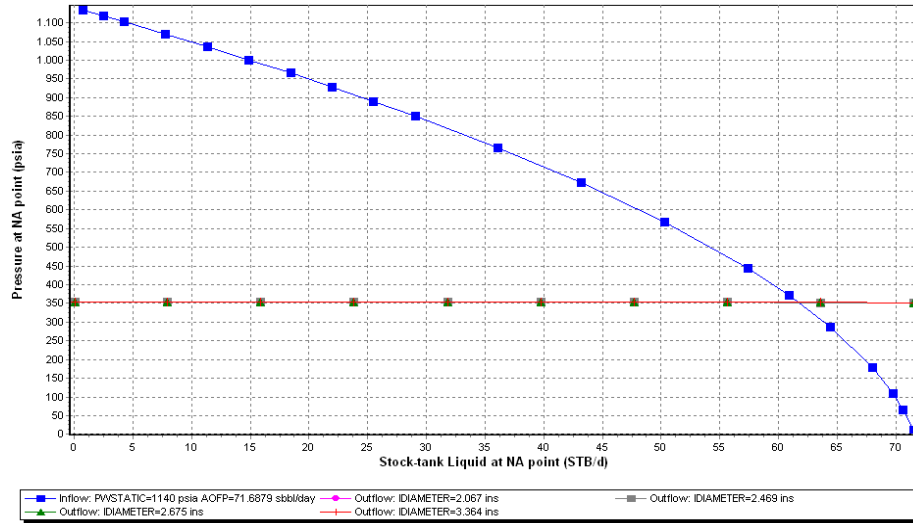


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



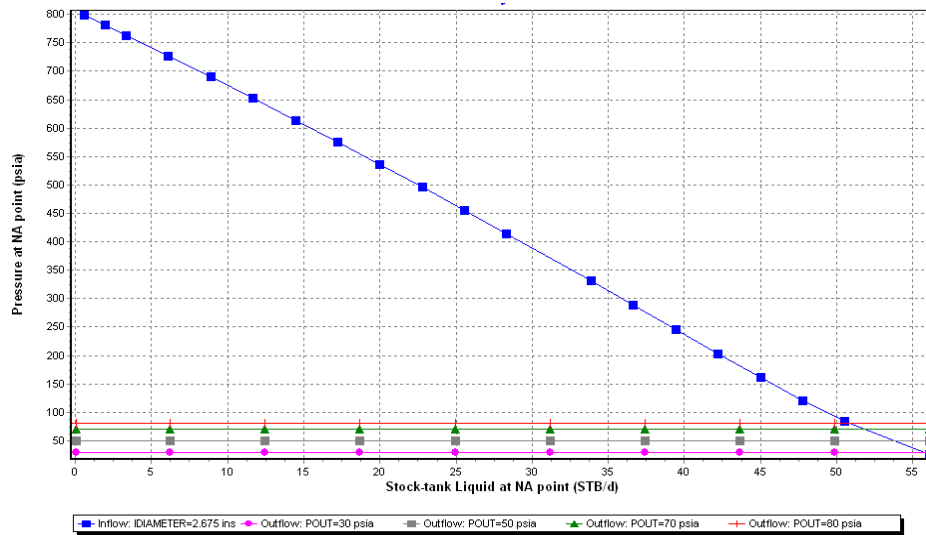
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

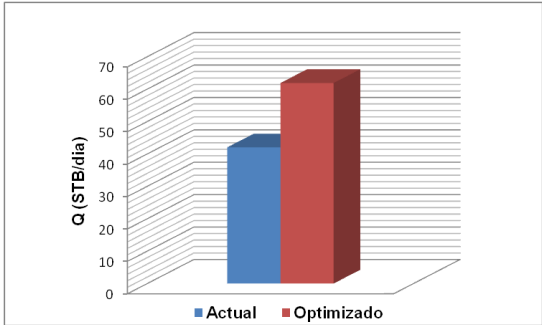
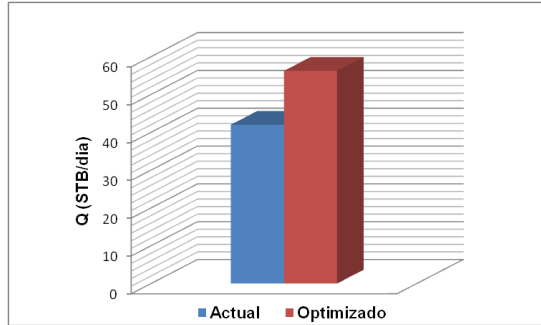
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
690	42	350	61,87



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
65	42	30	56,25



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diametros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Wellbore Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~48</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~69</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Production Q (STB/dia)	Actual	~48	Optimizado	~69	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Production Q (STB/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~48</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~64</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Production Q (STB/dia)	Actual	~48	Optimizado	~64
Condition	Production Q (STB/dia)												
Actual	~48												
Optimizado	~69												
Condition	Production Q (STB/dia)												
Actual	~48												
Optimizado	~64												
<p>Análisis: La densidad óptima de perforaciones es de 12 TPP, incrementando la producción en un 50% bajo condiciones de rendimiento óptimas, recuperando hasta 21 STB/Día adicionales a la producción actual. Al analizar lo hecho con el Software en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el cambio del diámetro de tubería, no influye en el comportamiento de la producción razón por la cual la tubería (2-7/8) permanecería igual, lo único que se puede buscar en este caso es la Pwf óptima (350 psi) a la cual la producción aumentaría un 47%; y por ultimo al realizar el análisis de los resultados obtenidos en el nodo cabezal se concluye que si se redujera la presión en cabeza de 65 psi @ 30 psi, bajo condiciones óptimas se obtendría un aumento del 33,9% en la producción.</p>													

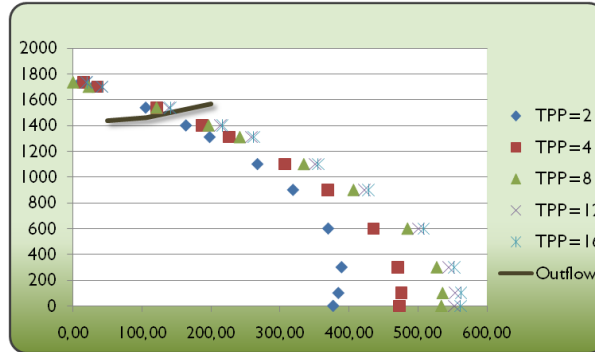
ANÁLISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-136	Estado: Activo	Localización: EW 1020277 - NS 1275414	Bloque: XII
--------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

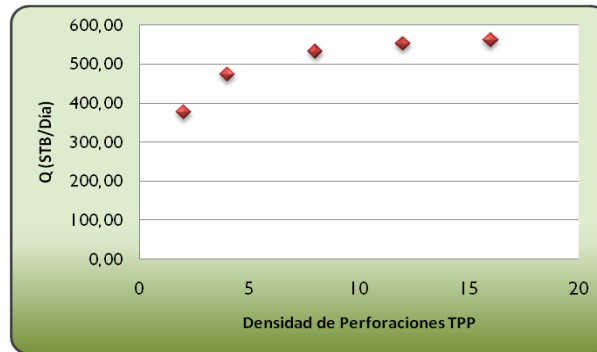
Observaciones : Pozo perforado en Agosto del 2007, cañoneado a 5 TPP, cambio de sarta/bomba en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

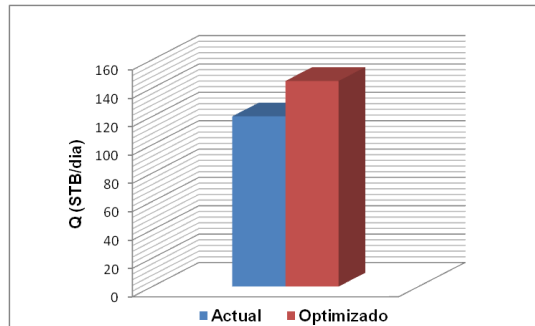
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1538	120	1500	140



Densidad Óptima de Perforaciones

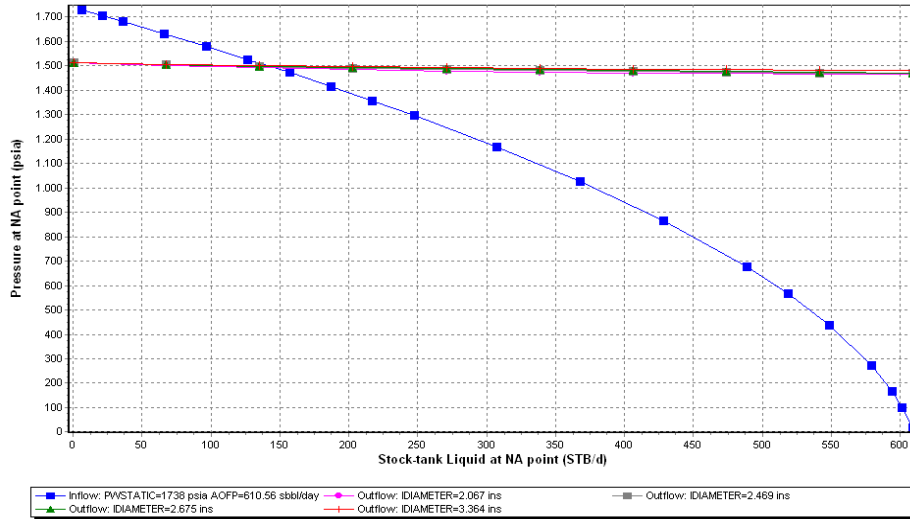


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



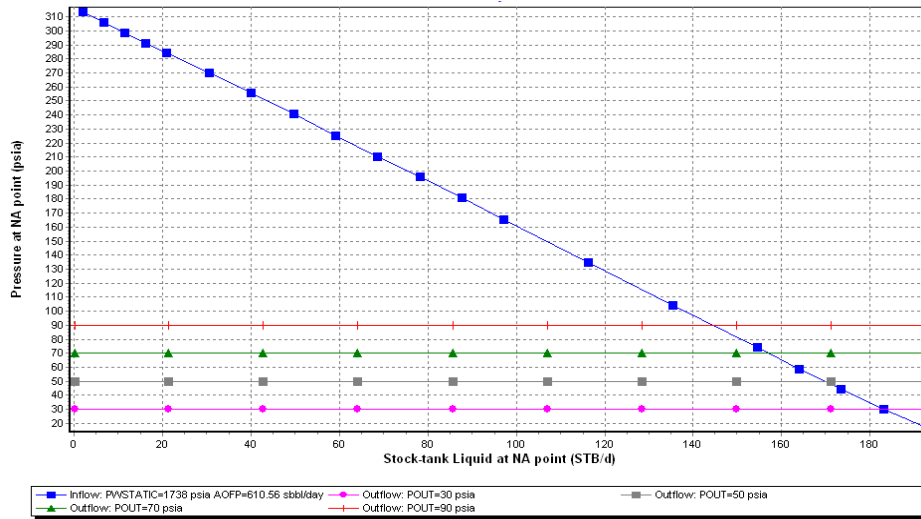
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

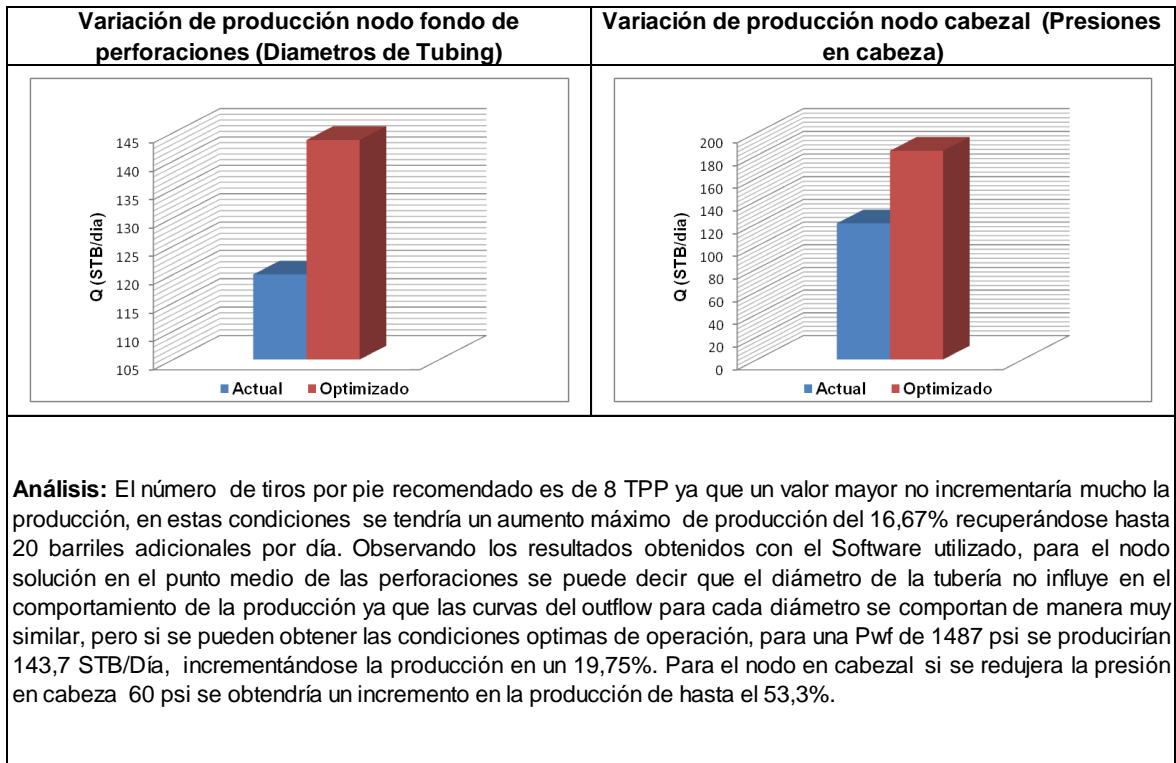
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1538	120	1487	143,7



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	120	30	184





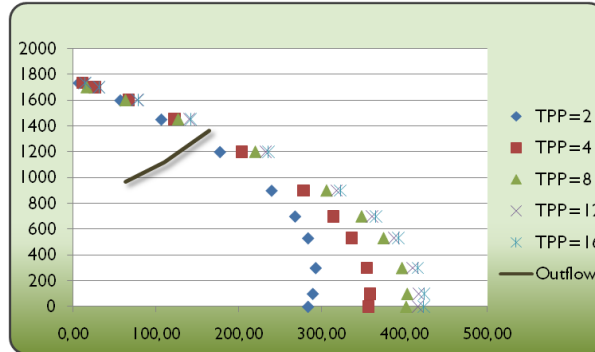
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-137	Estado: Activo	Localización: EW 1020279 - NS 1275395	Bloque: XII
--------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

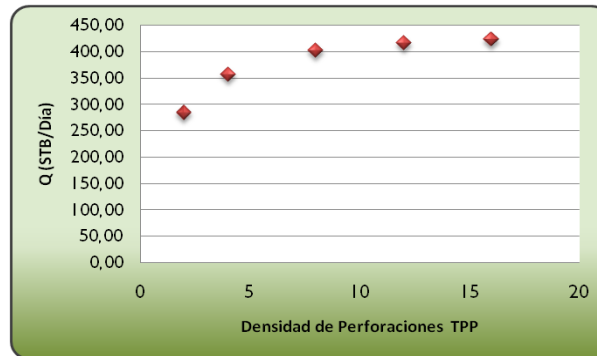
Observaciones : Pozo perforado en septiembre del 2008, cañoneado a 6 TPP, se realizo fracturamiento en el 2008, ha presentado varios colapsos, limpieza de arenas y cambio de sarta en 2009 y 2010, recañoneo en 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

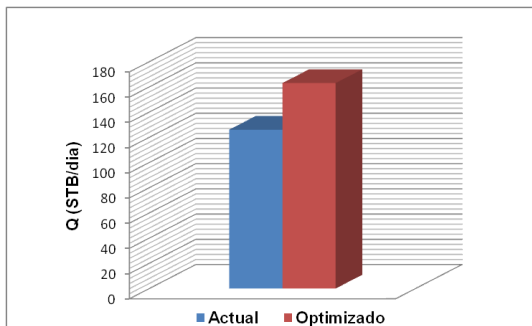
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1452	126	1360	163



Densidad Óptima de Perforaciones

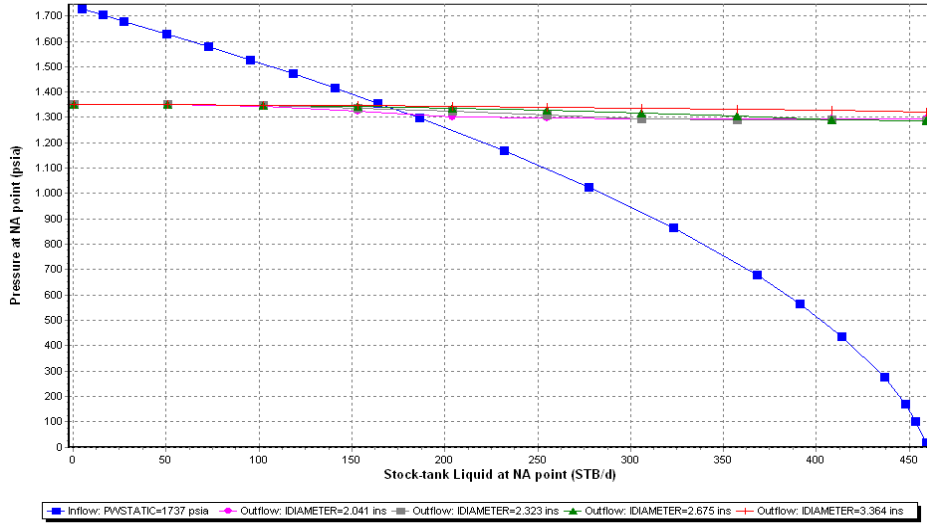


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



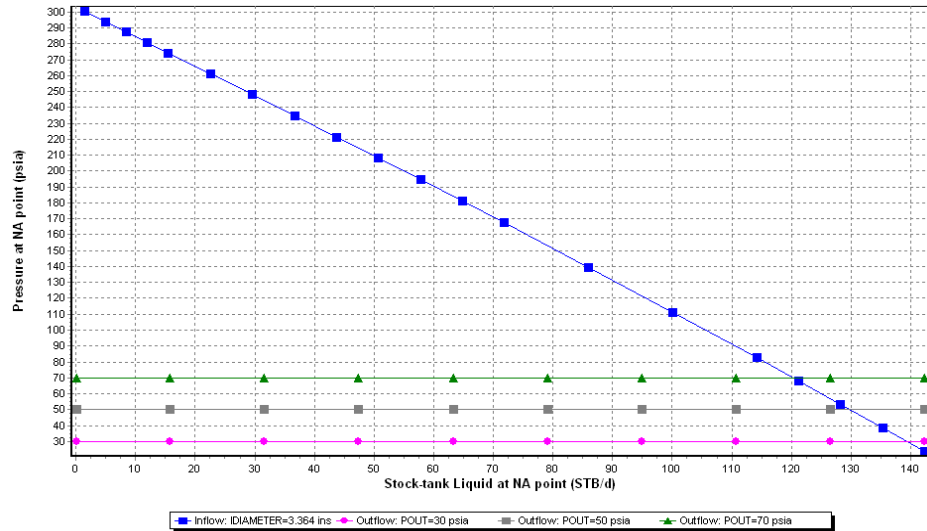
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

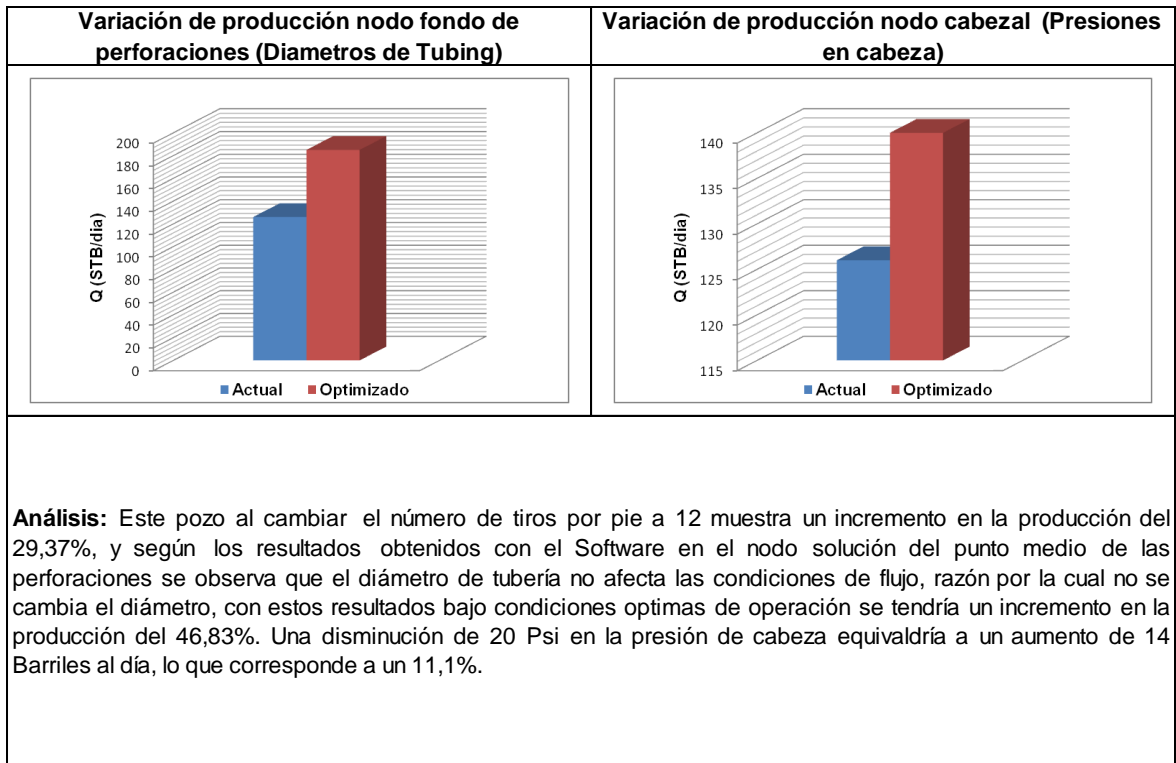
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1452	126	1317	185



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	126	30	140





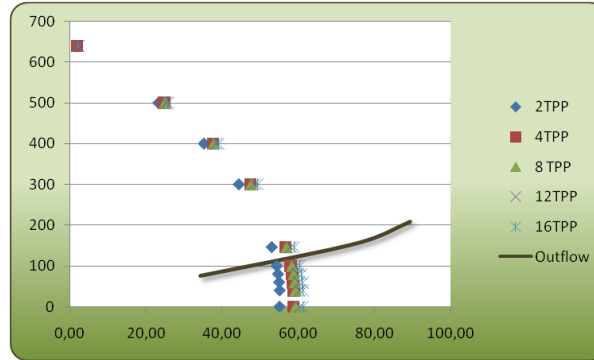
ANÁLISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-139	Estado: Activo	Localización: EW 1020205 - NS 1275792	Bloque: XII
--------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

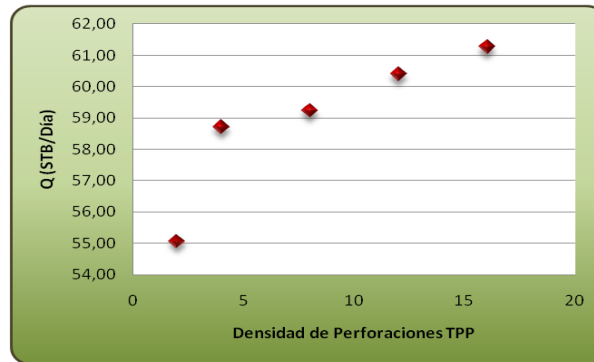
Observaciones : Pozo perforado en enero del 2009, cañoneado a 5 TPP, recañoneo en julio del 2009, limpieza de arenas y cambio de sarta en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

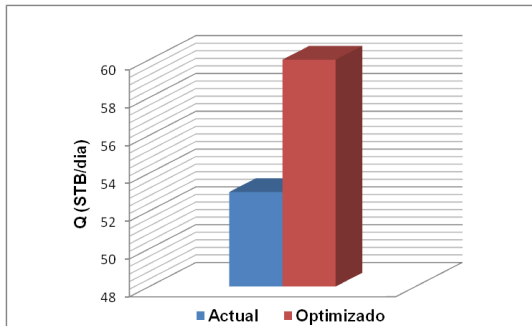
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
231	53	121	60



Densidad Óptima de Perforaciones

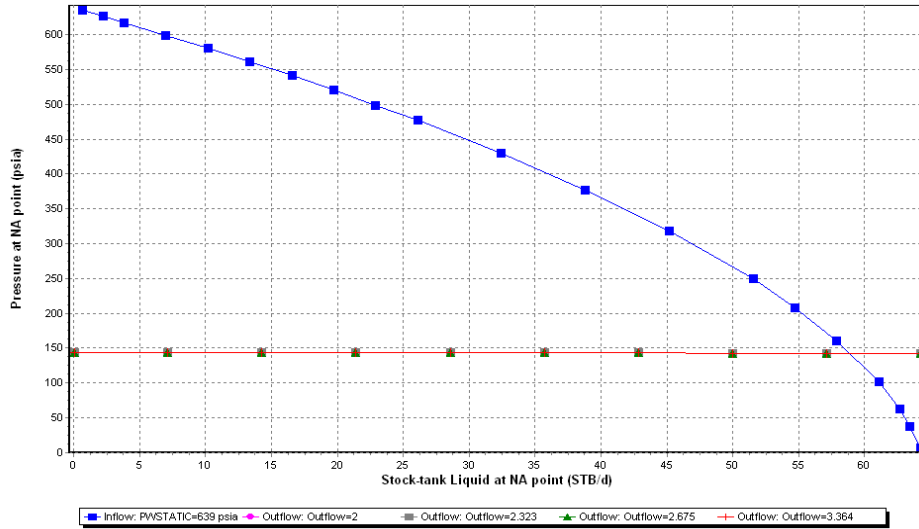


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



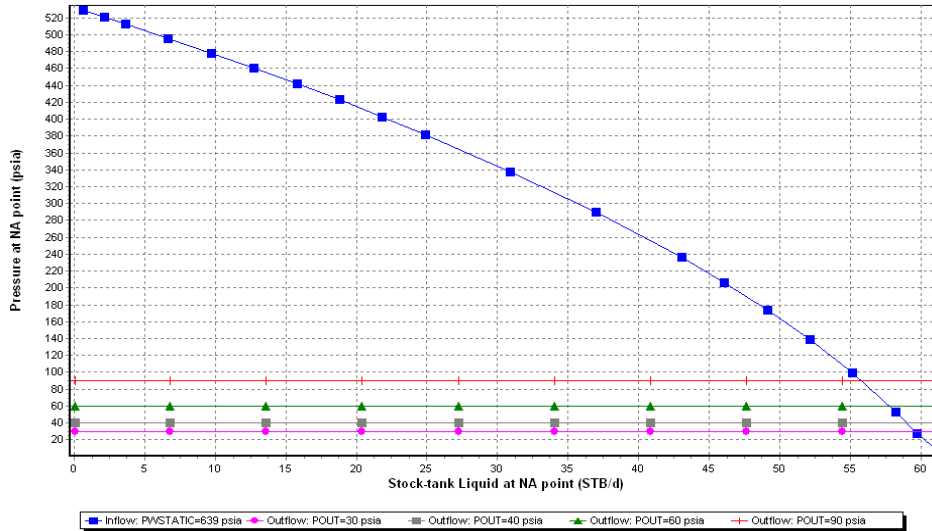
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

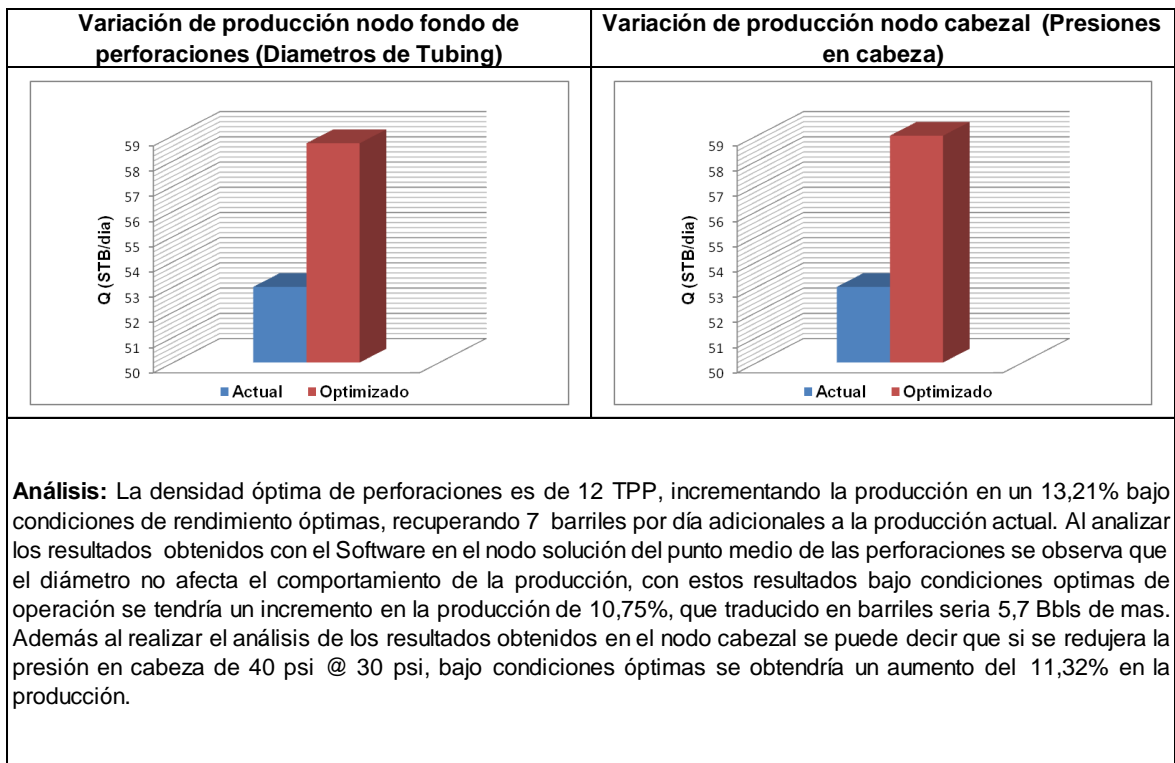
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
231	53	141,5	58,7



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
40	53	30	59





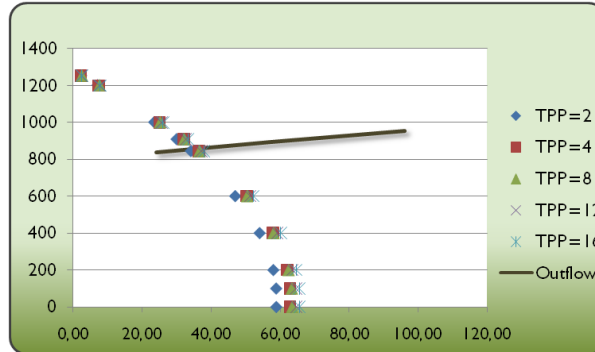
ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO GALÁN

Pozo: G-140	Estado: Activo	Localización: EW 1020353 - NS 1275150	Bloque: XII
--------------------	----------------	---------------------------------------	-------------

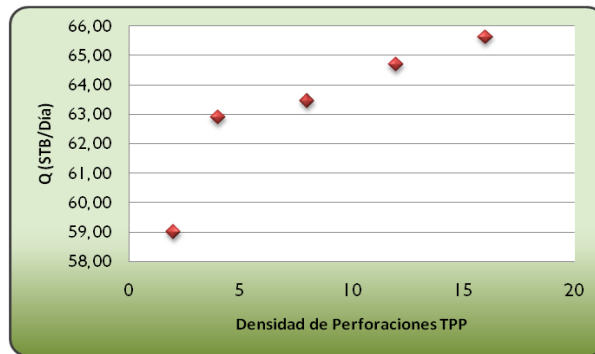
Observaciones : Pozo perforado en Enero del 2009, cañoneado a 5 TPP, cambio de sarta en el 2009, y aislamiento en el 2010.

Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

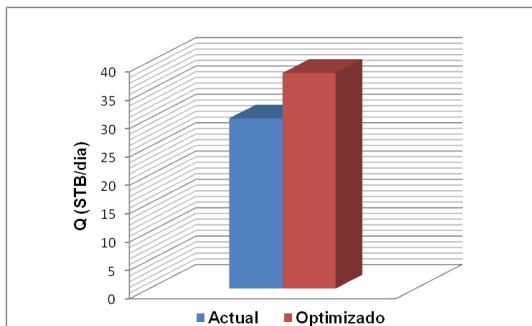
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
908	30	860	37



Densidad Óptima de Perforaciones

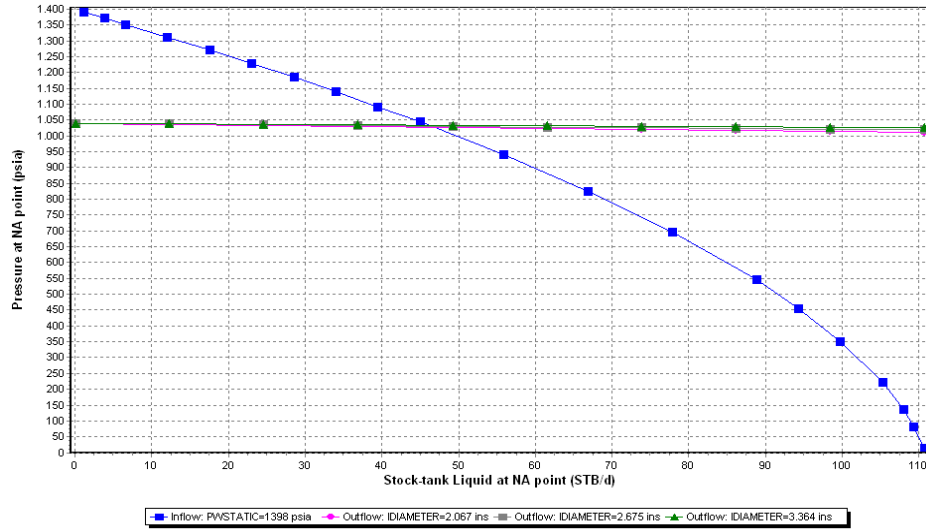


Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



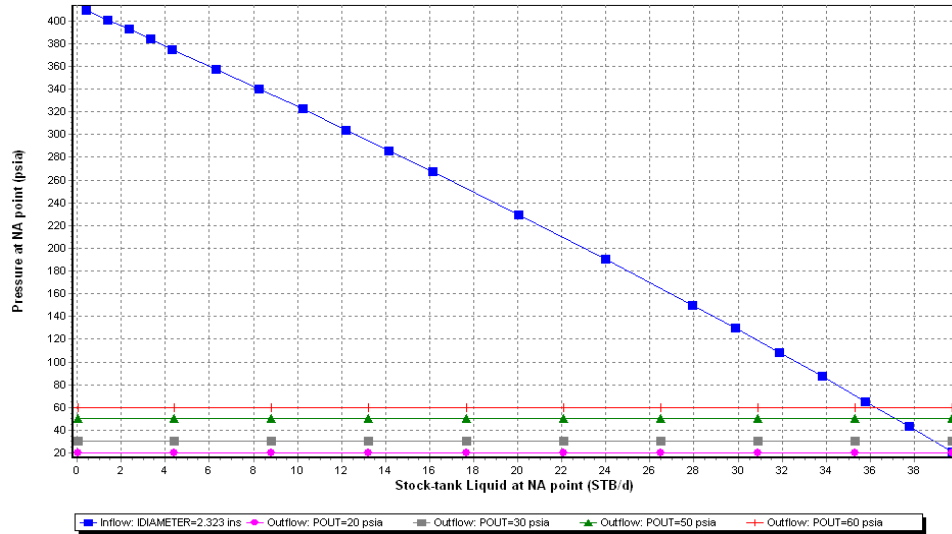
Nodo Solución : Punto medio de las perforaciones

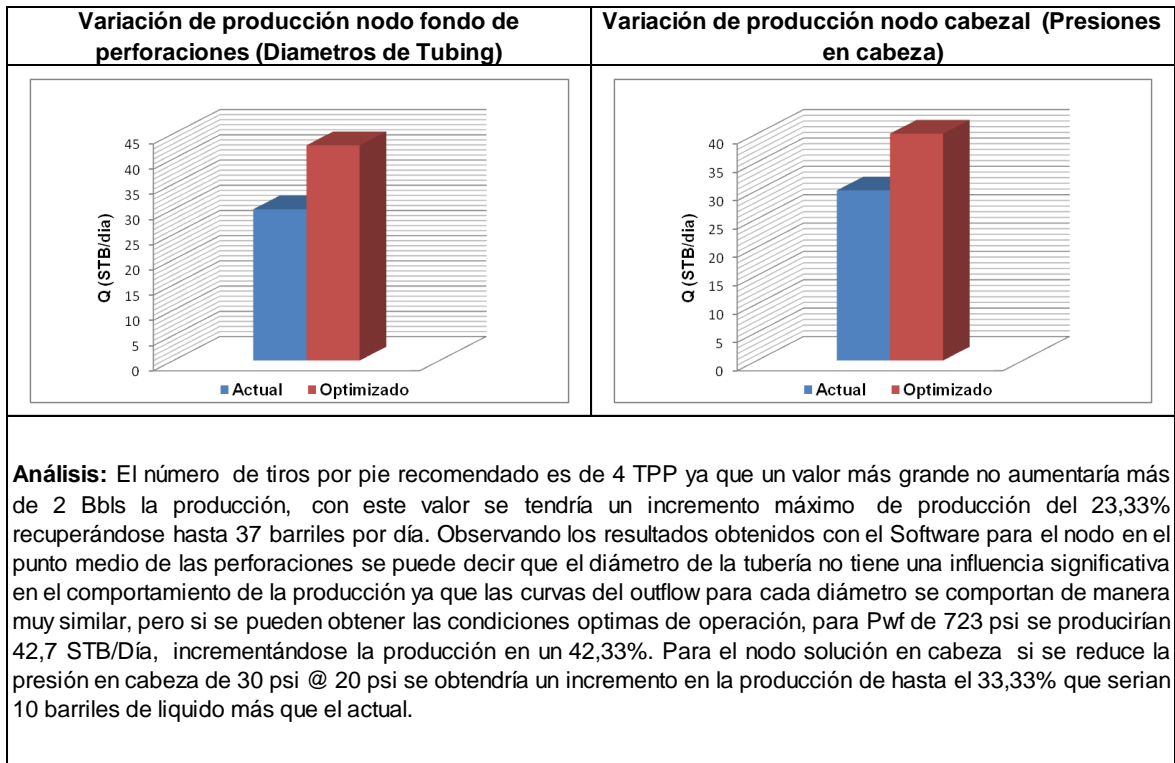
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
908	30	723	42,7



Nodo Solución : Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
30	30	20	40





Con el fin de determinar cómo varía la producción cambiando las condiciones de superficie, se realizaron varias simulaciones en PIPESIM bajo diferentes escenarios modificando los diámetros de las líneas de flujo, los resultados son reportados en las siguientes tablas y graficados de tal manera que se puedan comparar las tasas de flujo para cada uno de los arreglos.

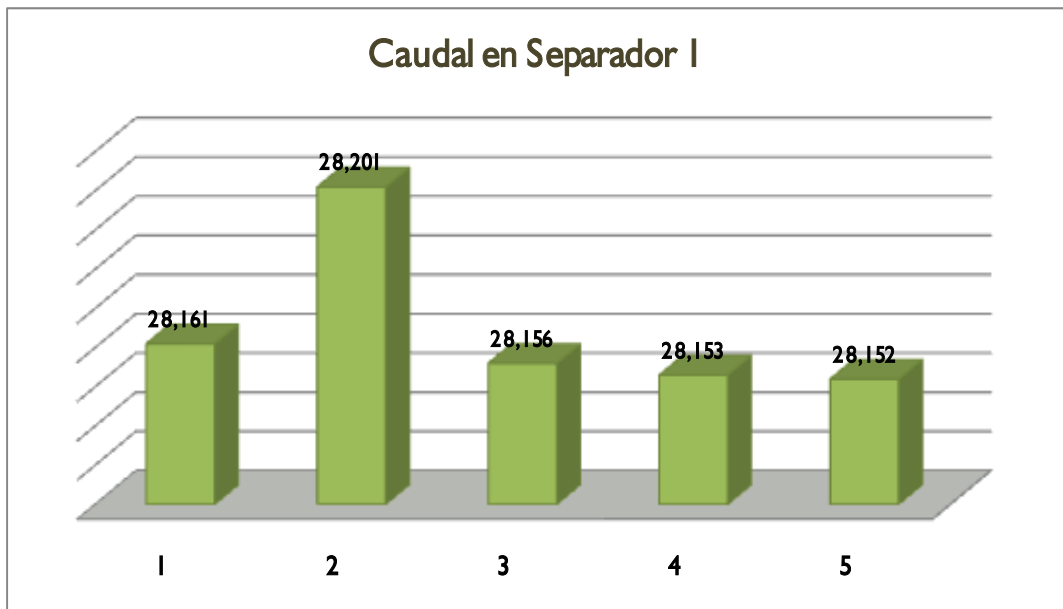
Para facilitar el estudio la red fue sub-dividida en 4 redes ya que en la realidad el campo Galán cuenta con tres colectores que llegan cada uno independientemente a su respectivo separador, y un pozo que llega de manera individual al cuarto separador, razón por la cual los datos son reportados por separador. A continuación se muestra como están distribuidos los pozos por separador, y posteriormente los resultados obtenidos en cada simulación, partiendo de las condiciones actuales y luego probando diferentes configuraciones en cuanto a diámetros de líneas se refieren.

Tabla 23. Comportamiento de la producción en Separador 1.

Separador I		
Condiciones	Línea de flujo	Caudal
Actual	3,068	28,161
Sim 1	2,067	28,201
Sim 2	4,026	28,156
Sim 3	5,047	28,153
Sim 4	6,065	28,152

Fuente. Autores.

Figura 44. Comportamiento de la producción en Separador 1.



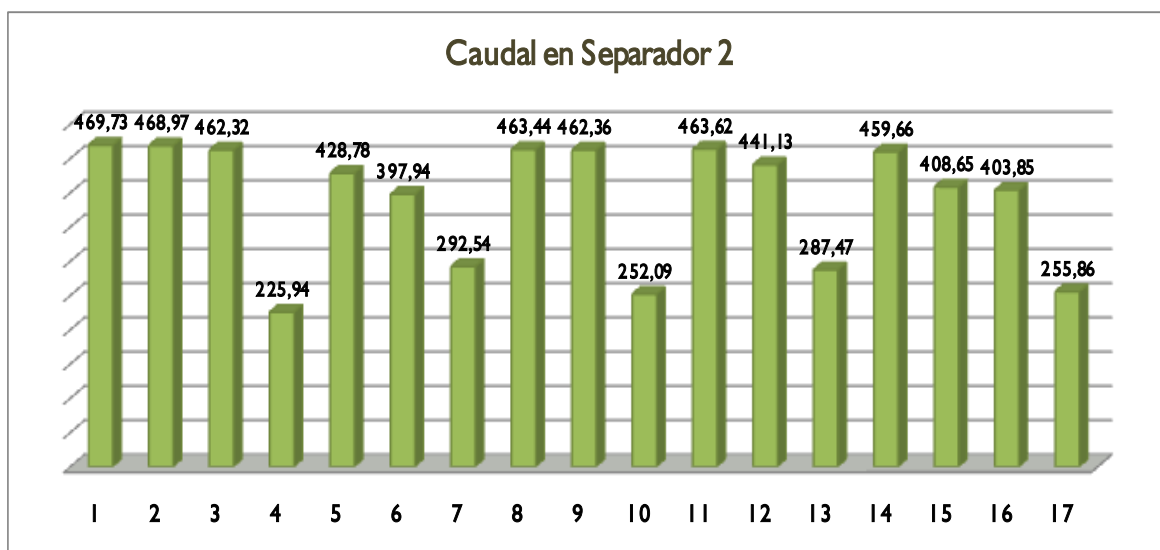
Fuente. Autores.

Tabla 24. Comportamiento de la producción en Separador 2.

Separador 2				
Condiciones	Línea pozo	Línea a colec	Línea a sep	Caudal
Actual	3,068	6,065	3,068	469,73
Sim 1	3,068	5,047	3,068	468,97
Sim 2	3,068	3,068	3,068	462,32
Sim 3	3,068	2,067	3,068	225,94
Sim 4	2,067	5,047	2,067	428,78
Sim 5	2,067	6,065	2,067	397,94
Sim 6	2,067	4,026	2,067	292,54
Sim 7	4,026	6,065	4,026	463,44
Sim 8	4,026	4,026	4,026	462,36
Sim 9	4,026	2,067	4,026	252,09
Sim 10	5,047	6,065	5,047	463,62
Sim 11	5,047	3,068	5,047	441,13
Sim 12	5,047	2,067	5,047	287,47
Sim 13	6,065	6,065	6,065	459,66
Sim 14	6,065	4,026	6,065	408,65
Sim 15	6,065	3,068	6,065	403,85
Sim 16	6,065	2,067	6,065	255,86

Fuente. Autores.

Figura 45. Comportamiento de la producción en Separador 2.



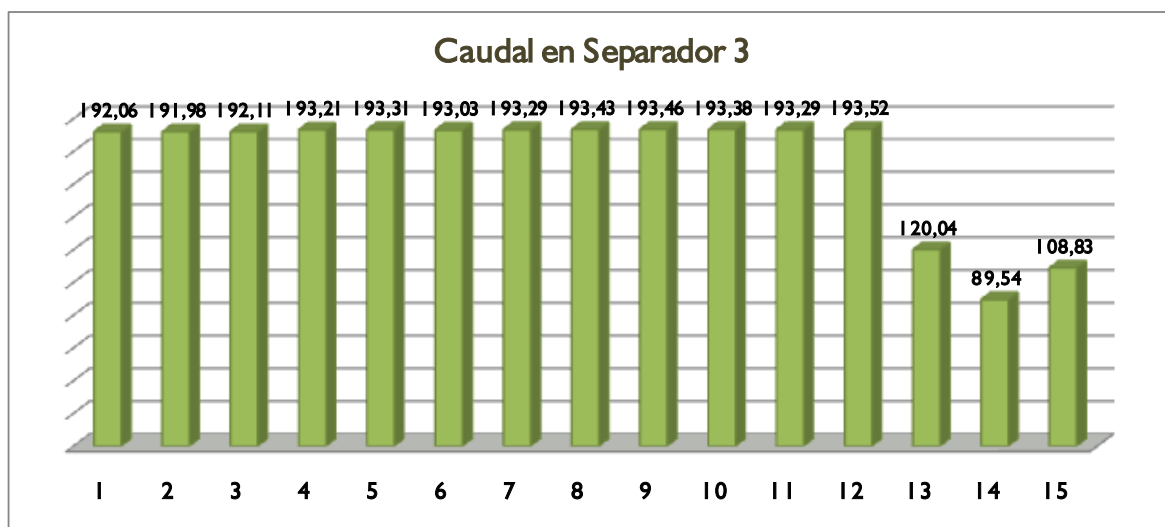
Fuente. Autores.

Tabla 25. Comportamiento de la producción en Separador 3.

Separador 3						
Condiciones	Línea pozo	Línea pozo	Línea princ	Línea princ	Línea a sep	Caudal
Actual	3,068	2,067	3,068	2,067	3,068	192,06
Sim 1	3,068	3,068	4,026	3,068	4,026	191,98
Sim 2	3,068	4,026	6,065	4,026	6,065	192,11
Sim 3	4,026	2,067	3,068	2,067	3,068	193,21
Sim 4	4,026	3,068	4,026	3,068	4,026	193,31
Sim 5	4,026	4,026	6,065	4,026	6,065	193,03
Sim 6	5,047	2,067	3,068	2,067	3,068	193,29
Sim 7	5,047	3,068	4,026	3,068	4,026	193,43
Sim 8	5,047	4,026	6,065	4,026	6,065	193,46
Sim 9	6,065	2,067	3,068	2,067	3,068	193,38
Sim 10	6,065	3,068	4,026	3,068	4,026	193,29
Sim 11	6,065	4,026	6,065	4,026	6,065	193,52
Sim 12	2,067	2,067	3,068	2,067	3,068	120,04
Sim 13	2,067	3,068	4,026	3,068	4,026	89,54
Sim 14	2,067	4,026	6,065	4,026	6,065	108,83

Fuente. Autores.

Figura 46. Comportamiento de la producción en Separador 3.



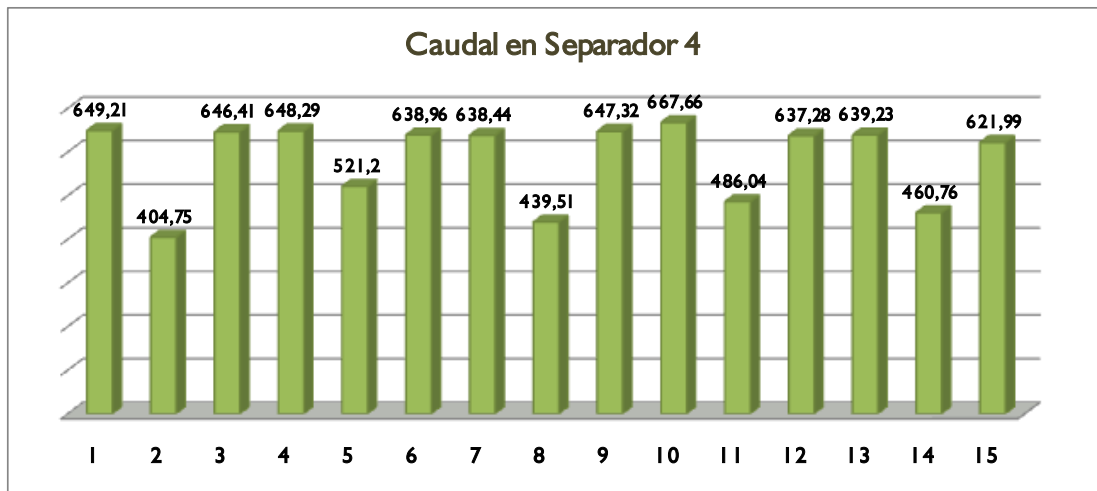
Fuente. Autores.

Tabla 26. Comportamiento de la producción en Separador 4.

Separador 4						
Condiciones	Línea pozo	Línea pozo	Línea princ	Línea Princ	Línea a sep	Caudal
Actual	3,068	2,067	3,068	4,026	6,065	649,21
Sim 1	3,068	2,067	2,067	3,068	4,026	404,75
Sim 2	3,068	2,067	3,068	4,026	5,047	646,41
Sim 3	4,026	3,068	3,068	4,026	6,065	648,29
Sim 4	4,026	3,068	2,067	3,068	4,026	521,2
Sim 5	4,026	3,068	3,068	4,026	5,047	638,96
Sim 6	5,047	4,026	3,068	4,026	6,065	638,44
Sim 7	5,047	4,026	2,067	3,068	4,026	439,51
Sim 8	5,047	4,026	3,068	4,026	5,047	647,32
Sim 9	6,065	5,047	3,068	4,026	6,065	667,66
Sim 10	6,065	5,047	2,067	3,068	4,026	486,04
Sim 11	6,065	5,047	3,068	4,026	5,047	637,28
Sim 12	2,067	3,068	3,068	4,026	6,065	639,23
Sim 13	2,067	3,068	2,067	3,068	4,026	460,76
Sim 14	2,067	3,068	3,068	4,026	5,047	621,99

Fuente. Autores.

Figura 47. Comportamiento de la producción en Separador 4.

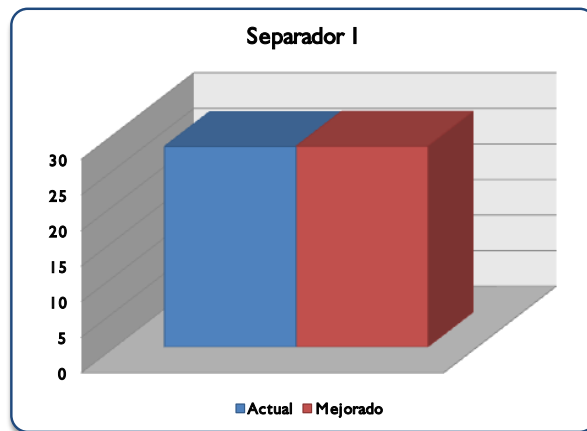


Fuente. Autores.

En las siguientes gráficas se puede observar la configuración que mejor producción presenta para cada red y la comparación con el arreglo actual.

Figura 48. Mejor escenario para optimización de la producción del separador

1.

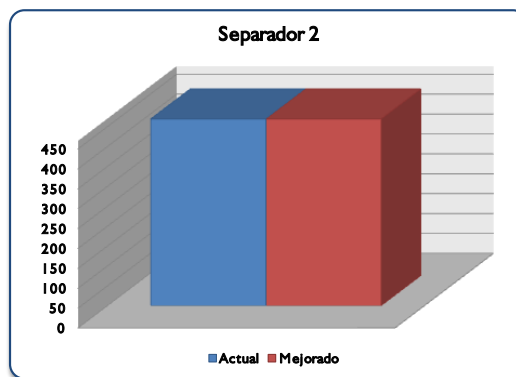


Fuente. Autores.

Para la red 1 el arreglo que mejor rendimiento muestra es el ensayado en la primera prueba “Sim1” con un diámetro de línea de 2”, aumentando en un 0.14%, lo que implica que el volumen no incrementa de manera significativa, indicando que el arreglo actual permite un adecuado manejo del fluido producido.

Figura 49. Mejor escenario para optimización de la producción del separador

2.

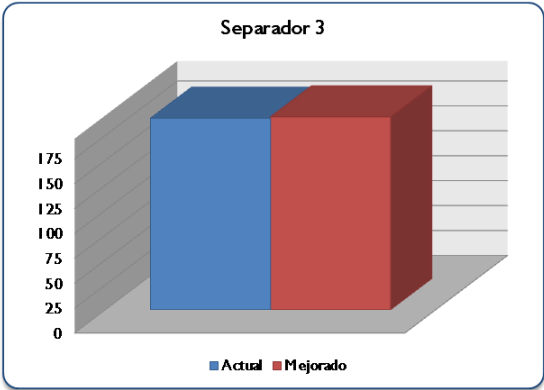


Fuente. Autores.

En la segunda red como se pudo apreciar en la tabla 24 (Separador 2), la configuración que mejor producción presenta es la actual, por lo que no se sugieren cambios en cuanto a los diámetros de las líneas en la red.

Figura 50. Mejor escenario para optimización de la producción del separador

3.

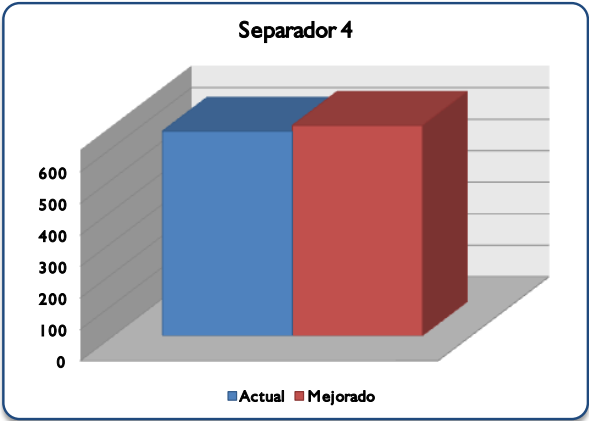


Fuente. Autores.

En esta red que comprende los pozos cuyo fluido llega al separador 3, el arreglo que mejor se comporta es el estudiado en la simulación 11 "Sim11", incrementando el caudal en un barril y medio (0.76%) en comparación con la actual, en vista de que la producción no se ve tan afectada con este cambio la mejor decisión es no hacer modificaciones.

Figura 51. Mejor escenario para optimización de la producción del separador

4.



Fuente. Autores.

En la cuarta red, con la configuración de diámetros probada en la simulación número nueve (Sim9) la producción aumenta 18,5 barriles (2.85%), este incremento ya es significativo, habría que estudiar la posibilidad de hacer el cambio de líneas, para ver si es económicamente viable.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el fin de evaluar la factibilidad de aplicar los trabajos sugeridos en este proyecto, se realizó un análisis económico por medio del estudio de diferentes indicadores, los cuales son empleados para demostrar la conveniencia de la implementación del estudio integrado de producción en el campo Galán, desde el punto de vista de la generación de utilidades económicas para el dueño y el operador del campo.

La evaluación económica que se utilizó tiene en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo, basados en la valoración de la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN).

Según lo anterior, se lleva a cabo con un análisis conjunto de las variables estudiadas en el capítulo anterior, con el fin de proponer algún tipo de intervención que lleve al mejoramiento de la producción del campo.

5.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja, en finanzas y economía, es la acumulación neta de activos en un periodo dado, que por ende constituye un indicador importante del desempeño de un proyecto de inversión. Fundamentalmente es el resultado de la diferencia de los ingresos y los egresos de un proyecto, para un periodo de tiempo determinado.

- **Ingresos**

Los ingresos corresponden a las ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos producidos por cada uno de los

pozos activos que constituyen el campo Galán. Es de esperarse que al realizar una inversión, el conjunto de las utilidades en el tiempo exceda el conjunto de costos de inversión y de operación de los trabajos propuestos.

- Egresos

Los egresos hacen referencia al conjunto de desembolsos que deben ser tenidos en cuenta en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso particular se tuvo en cuenta:

Costos de inversión

Costos de operación

Impuestos devengados al estado

Regalías por explotación de recursos naturales (20% de la producción).

5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD

- Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos, tanto positivos como negativos, en un proyecto. De forma analítica, el VPN mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas, o sea, el valor presente neto refleja el aumento o disminución de la ganancia de los inversionistas al participar en algún proyecto.

El valor numérico del indicador mencionado, se puede interpretar de varias formas, dando lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto.

$VPN < 0$

Para casos en los que los datos de VPN son negativos, no es viable desarrollar el proyecto, ya que se tiene que la inversión para la implementación del proyecto no será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.

$VPN = 0$

Para este caso, la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo.

$VPN > 0$

Cuando el VPN es positivo, las utilidades que representan la implementación del proyecto son mayores a los costos de inversión, de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.

- Tasa de interés oportuno (TIO)

Es la tasa de interés a la cual una empresa o un grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. La Tasa de interés oportuno es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación. Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de Oportunidad está fijada alrededor del 15%.

- Tasa interna de retorno (TIR)

Corresponde a la tasa de interés que hace igual a cero el valor presente neto de un proyecto. Esta es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto, o la rentabilidad que el proyecto permite generar a un dólar, mientras que se encuentre invertido en el proyecto. Frecuentemente se habla de tasa interna de retorno como la Rentabilidad del proyecto, si los fondos que libera el proyecto se reinvierten a una tasa de interés igual a esa tasa interna de retorno. Esto es, la rentabilidad final del proyecto durante cierto periodo, depende finalmente de la forma como se inviertan los fondos que libera el proyecto en fechas anteriores a su culminación.

- Relación costo beneficio

La relación costo beneficio hace referencia al grado de ganancia que ha tenido cada dólar invertido en un determinado proyecto. Si el valor obtenido para la relación costo beneficio es mayor a uno (1) se entiende que la inversión del proyecto ha tenido cierto nivel de utilidad, lo cual justifica que el proyecto se lleve a cabo.

5.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para la realización del análisis económico de cada pozo se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

- OPEX
- CAPEX
- Relación Ingresos – Egresos
- Flujo de caja

5.3.1 OPEX

Para los costos operacionales de los trabajos propuestos se tuvo en cuenta el tipo de intervención a cada pozo y el tiempo que dura cada una de estas:

- Fracturamiento hidráulico
- Cañoneo
- Estimulación

5.3.2 CAPEX

Para calcular este parámetro se tuvo en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo del área de llanito es de \$17 dólares. Posteriormente con la producción incremental se calculó el costo total de la producción tomando un escenario en particular, cuando la inversión puede recuperarse en 36 meses,

alcanzando una relación costo beneficio mayor o igual a uno (1) durante dicho periodo de tiempo.

5.3.3 Relación ingresos – egresos

Los egresos son sacados del CAPEX para cada pozo. Los ingresos se obtienen de la producción incremental por el precio del barril, tomando como referencia que el precio para el crudo del campo Galán es de 50 dólares.

A los ingresos mensuales se les aplica un descuento del 35% de impuesto de renta. Luego, se calcula la utilidad obtenida después de impuestos. Al igual que el porcentaje de regalías, el porcentaje de impuestos afecta en gran medida la rentabilidad de este tipo de proyectos.

5.3.4 Flujo de caja

Finalmente, para calcular el flujo de caja, se resta al costo total de las intervenciones en cada pozo, OPEX, la utilidad encontrada en la Relación ingresos – egresos para calcular el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación costo beneficio, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 15%.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO

Por disposición de Ecopetrol S.A., se presenta solamente el flujo de caja para los pozos prospecto a ser recañoneados:

Tabla 27. Flujo de caja para Campaña de Recañoneo.

	Galán 68		Galán 76		Galán 125	
	12 Meses	24 Meses	12 Meses	24 Meses	12 Meses	24 Meses
BLS NETOS INCORPORADOS	3.898	2.985	6.070	4.648	5.751	4.403
MARGEN EN USD	118.293	85.755	184.228	133.553	174.531	126.524
COSTOS TRABAJO EN USD	134.95		134.948		134.948	
POTENCIAL ACTUAL DEL POZO	7		28		4	
DURACIÓN DEL TRABAJO EN DÍAS	8		8		8	
DIFERIDA POZO EN USD	1.700		6.798		971	
FLUJO DE CAJA	136.647		141.746		120.140	
VPN	36.903		128.538		120.140	
TIR	0,34		82		80	
EFI	0,27		91		88	
Tiempo de Repago en días	422		281		284	

Fuente. Autores.

5.4.1 Análisis económico para la campaña de Fracturamiento Hidráulico

5.4.2 Costos asociados a intervención por Fracturamiento Hidráulico

Costos operativos: Los costos operativos hacen referencia a los costos de movilización de equipos, personal y materiales para la intervención, movilización entre el campo y la unidad de bombeo. Los costos son provenientes por la empresa prestadora de servicios.

Tabla 28. Costos asociados a Movilización de equipo para Fracturamiento.

MOVILIZACIÓN	VALOR UNITARIO (US/DÍA)
Movilización inicial y desmovilización final de los equipos y personal	2.000,00
Movilización de equipos entre pozos (Fracturamiento)	85.000,00
Movilización de equipos entre campos (Fracturamiento)	20.000,00

Fuente. SÁCHICA J. A., Amaya R., "Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A."

La empresa prestadora de servicios suministra una tarifa con los costos directos e indirectos de los equipos de Frac y Mini-Frac, derivados de la ejecución de la actividad y/o suministros de todo el equipo de Fracturamiento.

Tabla 29. Costos asociados a equipos para Fracturamientos Hidráulicos.

CARGO BÁSICO DE EQUIPO	VALOR UNITARIO (US/DÍA)
Equipos de Fracturamiento (Frac y Mini-Frac)	10.000,00
Equipos para bombeo	8.000,00
Equipos de química para fracturamiento	20.000,00

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

En la siguiente tabla se muestran los costos establecidos para la ejecución de operaciones de fracturamiento hidráulico y Mini-Frac, y a su vez también incluye tarifas para bombeo de propante y material de control de backflow en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Tabla 30. Costos para operaciones de Fracturamientos Hidráulicos.

SERVICIOS DE OPERACIÓN	VALOR UNITARIO (US/DÍA)
Lavado ácido de tubería (por pozo)	1.500,00
Fracturamiento, incluye Mini-Frac y Frac	8.000,00
Prueba de tubería por Frac	1.500,00
Bombeo de fluidos	3.000,00
Bombeo de solventes – incluye unidad de bombeo y personal durante 4 días.	4.500,00
Limpieza e inspección de tubería de Frac	27,00
Fracturamiento – química	6.000,00
Cargo por corrida tubería de fracturamiento	32.000,00

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

Independientemente de las condiciones o duración del fracturamiento, los valores son fijos para todas las operaciones, el valor total de estos es de 187.500 dólares. Los costos variables son los siguientes para la campaña:

Tabla 31. Costos variables para Fracturamientos Hidráulicos.

DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO (US/DÍA)
Bombeo de Carbolita 20/40 o 16/20	0,10
Preparación o mezcla de fluidos de fracturamiento – Incluye Mini-Frac y Frac	3,00
Carbolita 20/40 16/20 (Libra)	1,10
Fluido de fracturamiento polimérico 30Lb tipo XL-Borate (BlS)	24,00

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

El total de las intervenciones por fracturamiento hidráulico es calculado con la suma de las variables según el caso:

Tabla 32. Costo total para Fracturamiento Hidráulico.

Pozo	Propante (Lbs)	Propante (USD)	Fluido de fractura (bls)	Fluido de fractura (US\$)	Costo total (US\$)
Galán 137	87.097	95.806	1.389	33.336	316.642

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

5.4.3 Costos asociados a equipo

Para realizar operaciones previas al fracturamiento se utilizan 3 equipos, que realizan cementaciones, cañoneos y/o recañoneos, instalaciones y retiros de diseños de producción, entre otras.

Tabla 33. Costos asociados a equipos para Fracturamiento Hidráulico.

EQUIPOS DIRECTOS	VALOR UNITARIO (US/DÍA)
Ecopetrol Workover Rig	5.892,46
Equipo activo (Cuadrilla y tubería Petroworks)	11.311,00
Equipo activo (Cuadrilla y tubería Pride)	11.361,00

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

El promedio de gastos de equipo es de US\$ 356.168,00, mientras que el valor para todos los pozos fue de 1.424.672,00.

5.4.4 Costos asociados a producción diferida

Se habla de producción diferida cuando el pozo esta fuera de línea, dejando de producir en un periodo determinado de tiempo, medida en barriles que estaba aportando el pozo antes de la intervención (valor obtenido de las nueve formas oficiales del ministerio para reporte de producción).

Tabla 34. Costos asociados a producción diferida, Galán 137.

Pozo	Tiempo (días)	Producción diferida (bls)	Perdidas por diferida (bls)	Pérdidas Totales por diferida (US\$)
Galán 137	25	126	3150	157500

Fuente.Sáchica J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”

El valor en dólares de “Pérdidas totales por diferida” es calculado con un valor de 50 dólares por barril, el valor de venta en los pozos del Campo Galán.

5.4.5 Costos totales

Luego de evaluar los costos anteriores, los costos totales son:

Tabla 35. Costos totales asociados a Fracturamiento Hidráulico, Galán 137.

Pozo	Costos operacionales (US\$)	Costos equipo (US\$)	Producción diferida (US\$)	Costos totales (US\$)
Galán 137	316.642	228.462	157.500	702.604

Fuente. Sáchica J. A., Amaya R., "Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A."

Como referencia, el costo total de la campaña de fracturamiento hidráulico del Área Llanito, desde el año 2005 es de 16.522.931,5 dólares, para un total de 28 fracturamientos en 23 pozos.

5.4.6 Análisis de la inversión.

Después de revisar las bases de costos de los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados durante la última década para el activo Llanito, se obtuvo un valor promedio de inversión representativo de la muestra tomada.

Como resultado se obtuvo:

Tabla 36. Valores promedio de inversión para fracturamiento hidráulico, Galán 137.

Costos operacionales (US\$)	Costos equipo (US\$)	Producción diferida (US\$)	Costos totales (US\$)
244.648	258.463	55.875	558.985

Fuente. Autores.

El costo operacional se obtuvo de promediar los valores de la ejecución de los trabajos donde se realizó solamente el trabajo de fracturamiento. Para el costo asociado al equipo de workover, se tuvo en cuenta el equipo de San Antonio ya

que su tarifa diaria es bastante representativa del costo actual de un equipo de reacondicionamiento.

Con respecto a la producción diferida, para el fracturamiento hidráulico se tuvo en cuenta el promedio los tiempos de equipo donde no hubo otras intervenciones.

5.4.7 Flujo de caja de la campaña de Fracturamiento

Luego de tener los costos totales se realizó el flujo de caja para la campaña de fracturamiento donde fueron incluidos los costos en los cuales incurrió el proyecto y se asociaron todos los factores económicos relacionados.

Tabla 37. Capex – Fracturamiento Hidráulico.

CAPEX FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
TIEMPO DEL POZO PARADO (DÍAS)	22
DURACIÓN DE LA INTERVENCIÓN (DÍAS)	20
COSTO INY (SERVICIO) (USD)	\$ 230.000
COSTO EQUIPO (USD)	\$ 267.000
COSTO DIF (USD)	\$ 48.664
TOTAL	\$ 545.664

Fuente. Autores.

De acuerdo al escenario planteado, los resultados financieros fueron los siguientes:

Tabla 38. Capex – Fracturamiento Hidráulico.

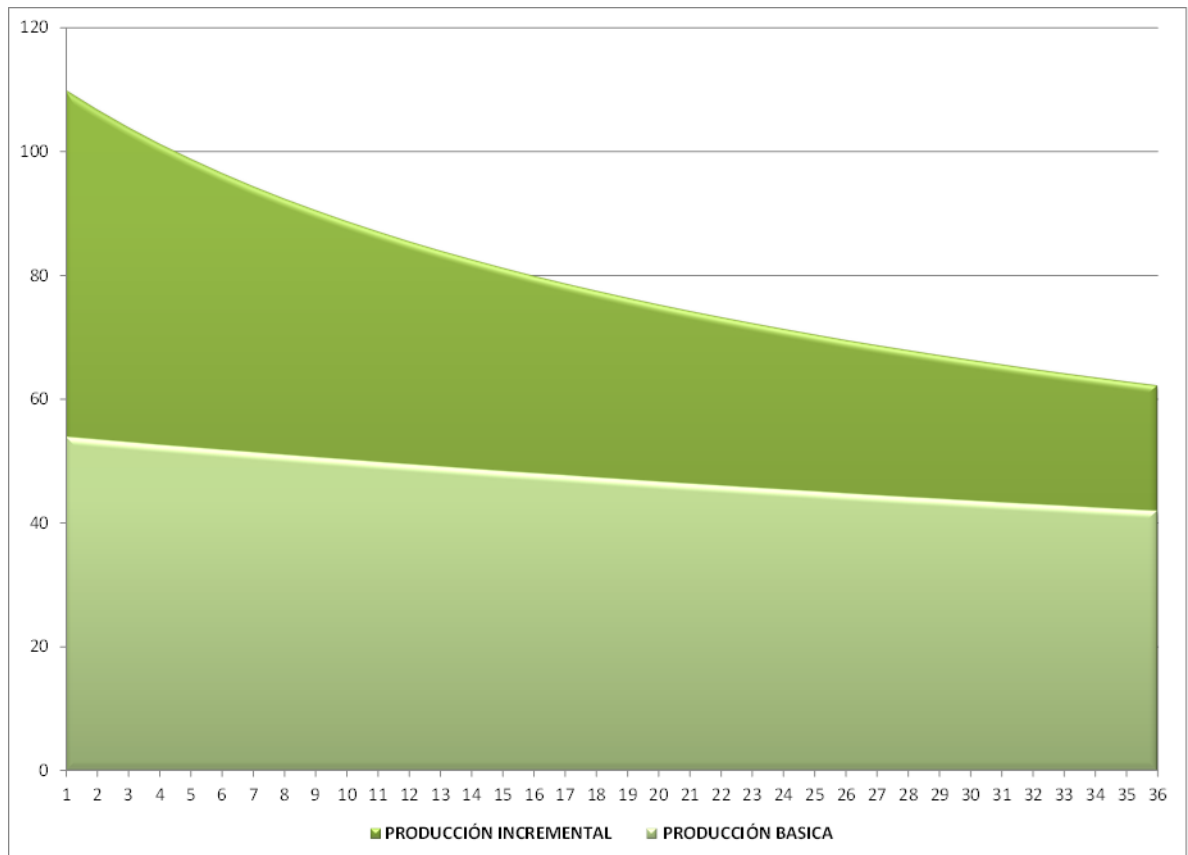
FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (36 MESES)			
INVERSIÓN (USD)	\$ 563.528		
INCREM. INICIAL PETROLEO (BPPD)	56		
PRODUCCIÓN ACUMULADA (BLS)	35.004		
PAY OUT (MESES)	36		
PERIODO DE EVALUACIÓN (MESES)	12	24	36
TIO	15%	15%	15%
VPN (USD)	-\$ 274.155	-\$ 105.586	\$ 4.791
TIR	-9%	-1%	1%
TVR	-4%	-0,5%	0,0%
RELACIÓN (BENEFICIO/COSTO)	0,6	0,9	1,0

Fuente. Autores.

Como se puede observar, el indicador de VPN solo es positivo para el periodo de evaluación de 36 meses, con un valor de ganancia de 4.791 dólares; un incremental de 56 BOPD y una producción acumulada de 36.0 Bls. La relación costo beneficio es equivalente a uno (1.0) para los 36 meses de efectuado el tratamiento.

Para mostrar la producción incremental requerida con respecto a la producción básica manejada, se muestra la figura 53,

Figura 52. Producción incremental versus producción básica para la campaña de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente. Autores.

El área bajo la curva verde oscura representa la producción incremental en barriles, luego de realizado el fracturamiento hidráulico.

6. CONCLUSIONES

- Es esencial desarrollar diferentes estudios que puedan llegar a caracterizar el comportamiento de la producción del Campo Galán, sabiendo que cuenta con un buen potencial de reservas.
- Es indispensable tener un banco de datos que cuente con una considerable cantidad de información de los pozos en el área de estudio, ya que constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis de ingeniería.
- Se recomienda diseñar un plan de seguimiento a los datos reportados en los trabajos hechos a los pozos para que los estados mecánicos de los pozos permanezcan actualizados.
- A la hora de sugerir cualquier tipo de intervención a los pozos, es importante tener en cuenta el mayor número de variables posibles, con el fin de poder realizar un control de calidad a los resultados obtenidos.
- Para cubrir los costos generados en un fracturamiento hidráulico, como en el caso de Galán 137, es necesario que los resultados del incremento de la producción sea bastante elevado.
- La densidad óptima de cañoneo para la mayoría de los pozos está alrededor de 6 u 8 TPP, y que por sobre ese valor, el incremento en la producción es prácticamente nulo.
- La configuración actual de los sistemas de producción se ajustan a las condiciones de operación óptimas que sugiere el análisis nodal, por ende, los

sistemas de producción del campo son los más adecuados para continuar su desarrollo.

- El Análisis Nodal debería considerarse un paso obligatorio en cualquier metodología cuyo fin sea aumentar la producción de los pozos, ya sea por recañoneos, fracturamientos hidráulicos o simplemente producción.

BIBLIOGRAFÍA

BEGGS, H.D., "Production Optimization Using Nodal TM Analysis", 2nd ed. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 2003.

CABEZA, J., Puello S. C., "Evaluación técnico-económico del resultado de las estimulaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito de Ecopetrol S.A.", Tesis de grado, UIS, 2011.

CASTILLO, G., "Optimización de la Producción Conjunta de Petróleo de las Arenas K1 y K2 del Campo Apiay", Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2010.

CHOW, C.V.and ARNONDIN, M.C., "Managing risks using integrated production models: Process description", JPT (2000) 52 No. 3, 54-57.

CHOW, C.V., MATHERSHEAD, J.C., DEGOLYER and MACNAUGHTON, "Case History: Field Development Design Using A Risk-Based Integrated Production Model", JPT (2003) 55 No. 1, 61-67.

DÍAZ, R. J. "Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado", Tesis de grado, UIS, 2009.

ECONOMIDES, Michael J. HILL, A. Daniel. EHLIG-ECONIMIDES, Christine. Petroleum production systems. Prentice Hall, PRT. 1994.

GUO, Boyun, PH.D. LYONS, William, PH.D. GHALAMBOR, Ali, PH.D. Petroleum production engineering: A computer-assisted approach, Elsevier science & technology books, 2007.

LÓPEZ, Oscar F y **SILVA**, Stefanía. “Interpretación de pruebas de ascenso de presión empleando técnicas convencionales y modernas: Aplicación campos Galán y Gala”, Tesis de grado, UIS, 2009.

LOZANO, G. Eduardo. “Estudio integrado de yacimientos campos Llanito – Gala. Ecopetrol”.Bogotá, 2003.

OZDOGAN, U., **KEATING** J.F., and **KNOBLES**, M., “Recent advances and practical applications of integrated production modeling at Jack Asset in deepwater Gulf of Mexico”, SPE 113904, Presented in SPEEuropec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Italy, 9-12 June 2008.

SÁCHICA, J. A., Amaya R., “Análisis técnico-económico de los fracturamientos hidráulicos realizados en el campo Llanito, Gala y Galán de Ecopetrol S.A.”, Tesis de grado, UIS, 2010.

SATTER, Abdus, Ph.D. **THAKUR**, Ganesh, PhD. Integrated Petroleum Reservoir Management. PennWell Books.Tulsa, Oklahoma. 1994.

SILVA, De Jesús. Bernardo A. Análisis de colapsos campos Galán y Casabe. Yondó, 1987.

STOISITS,R.F., “Dynamic Production System Nodal Analysis”. SPE 24791.Washington, USA. 1995.

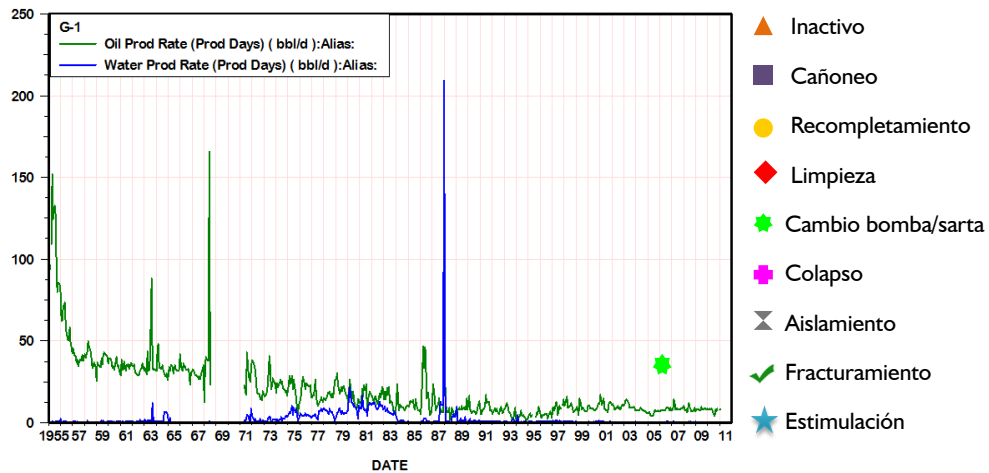
TÉLLEZ, Wilson Eduardo. **VILLARREAL**, Roberto José. Determinación de potenciales de producción a partir de registros de pozo. Aplicación campo Colorado, Tesis de grado, UIS, 2008.

ANEXOS

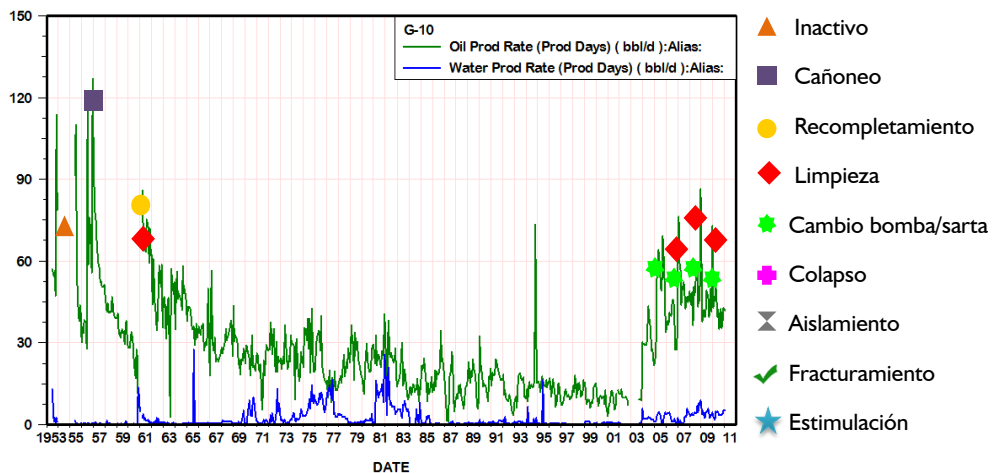
ANEXO A. HISTORIAL DE INTERVENCIONES – POZOSACTIVOS

Este anexo muestra las gráficas de producción en el tiempo de aceite y agua, para cada uno de los pozos activos del campo Galán, mostrando las intervenciones que se les ha practicado a los pozos y cómo afectan la producción de fluidos.

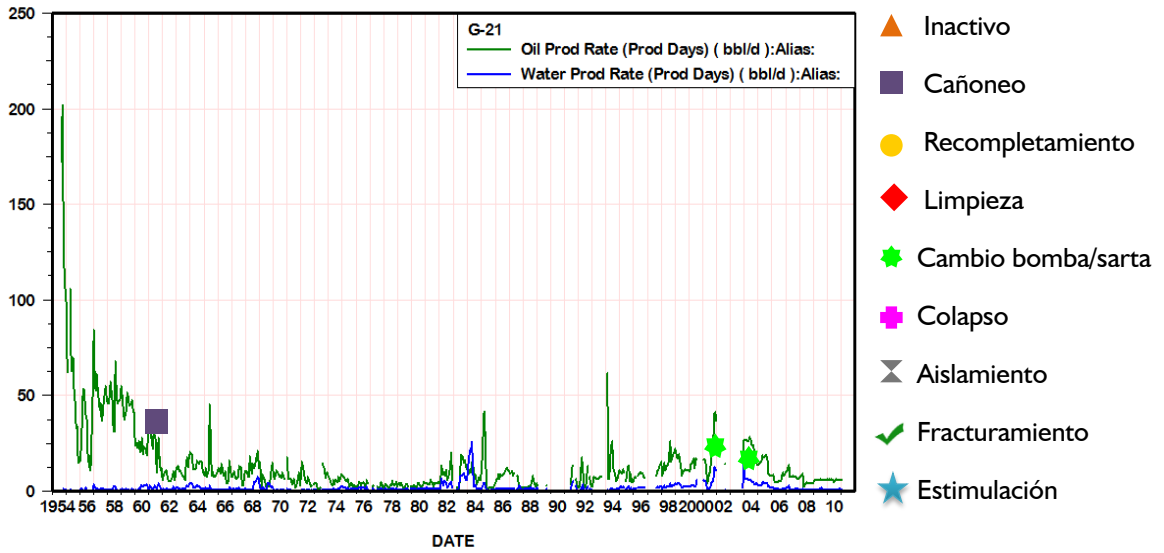
Galán 1



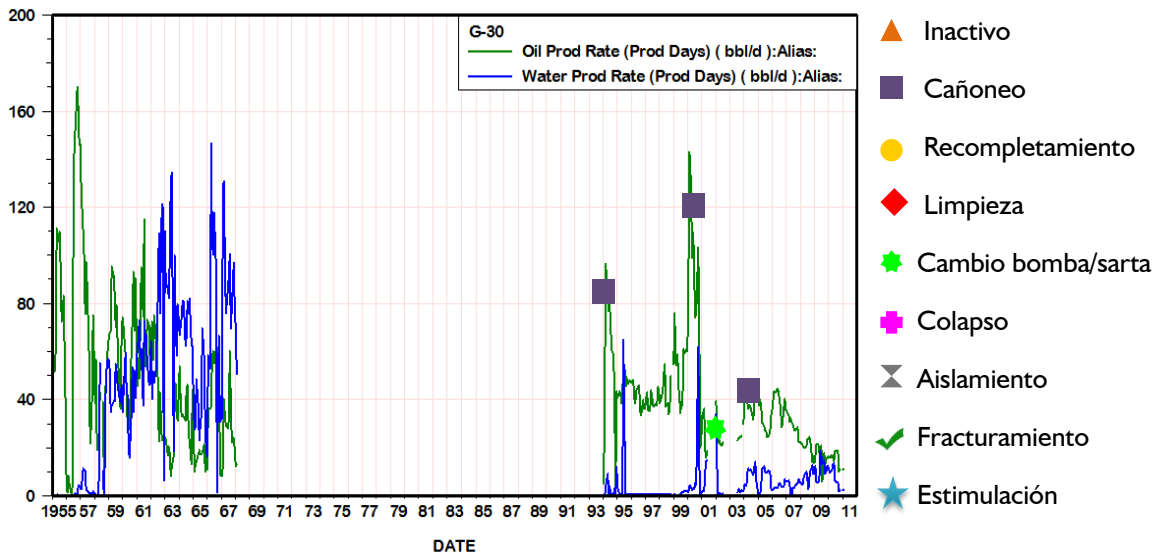
Galán 10



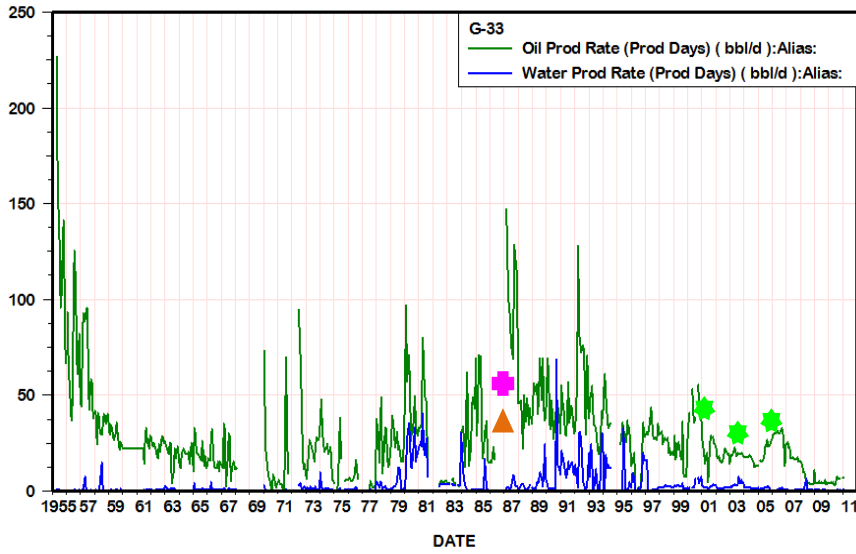
Galán 21



Galán 30

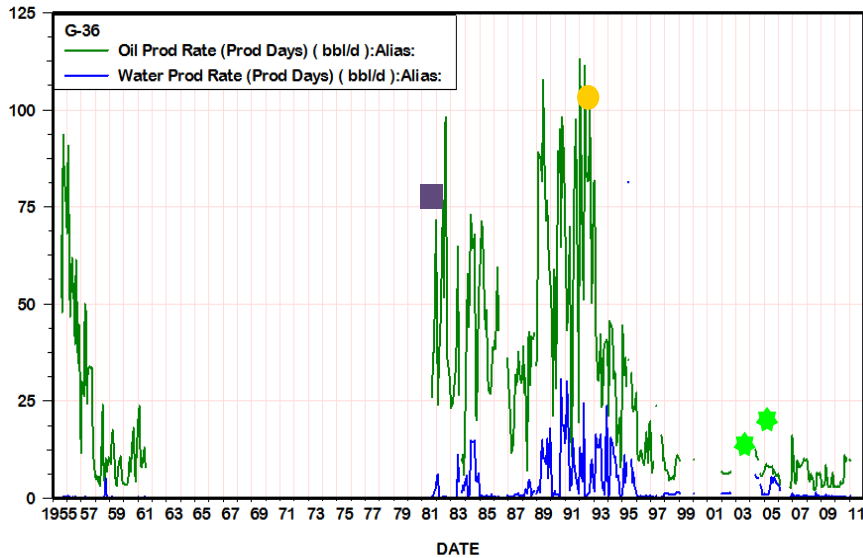


Galán 33



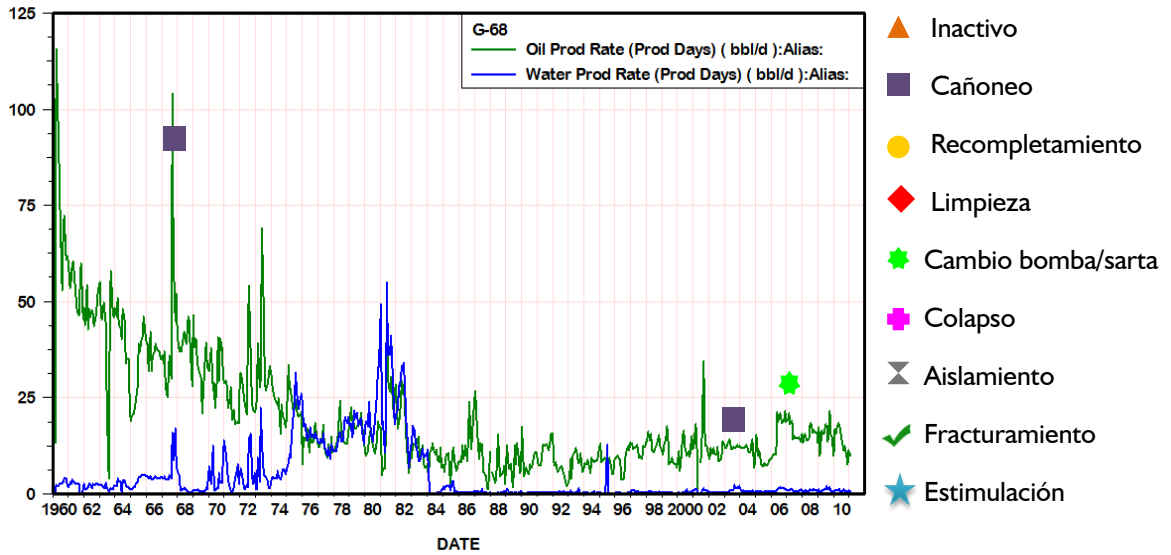
- ▲ Inactivo
- Cañoneo
- Recompletamiento
- ◆ Limpieza
- ★ Cambio bomba/sarta
- ✦ Colapso
- ⊗ Aislamiento
- ✓ Fracturamiento
- ★ Estimulación

Galán 36

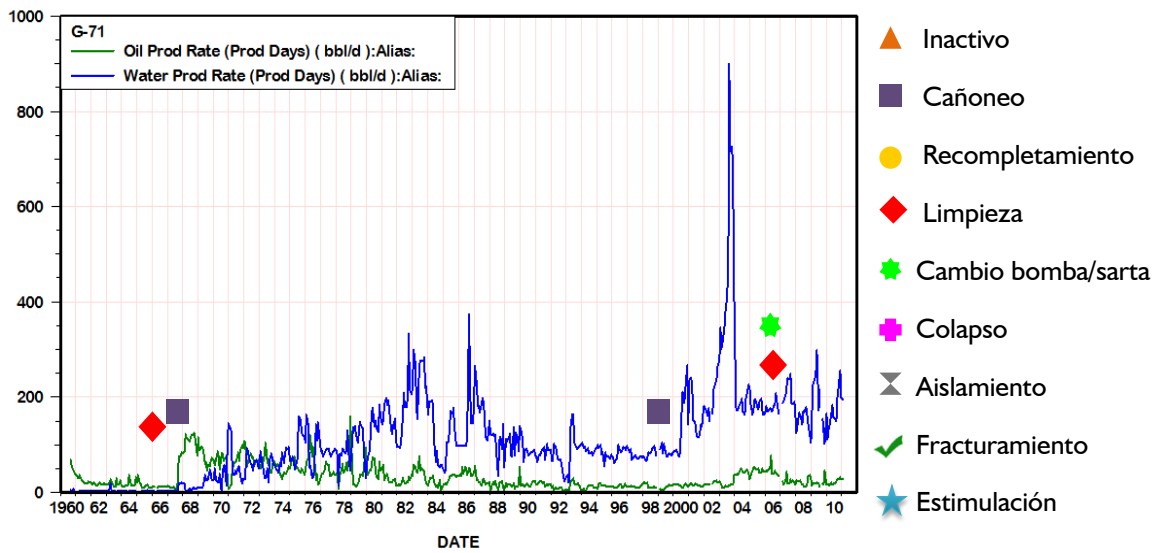


- ▲ Inactivo
- Cañoneo
- Recompletamiento
- ◆ Limpieza
- ★ Cambio bomba/sarta
- ✦ Colapso
- ⊗ Aislamiento
- ✓ Fracturamiento
- ★ Estimulación

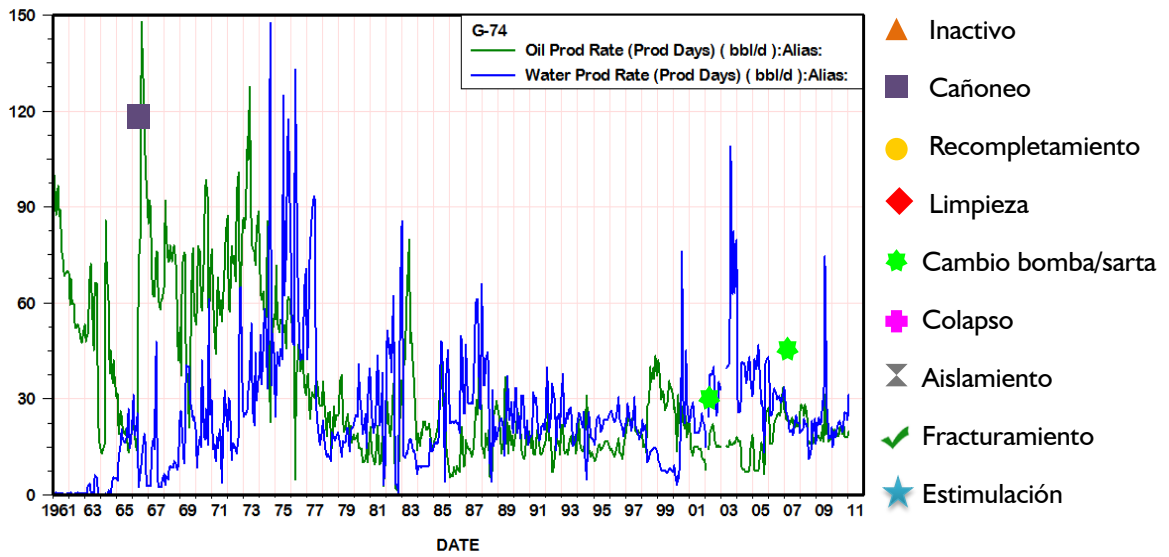
Galán 68



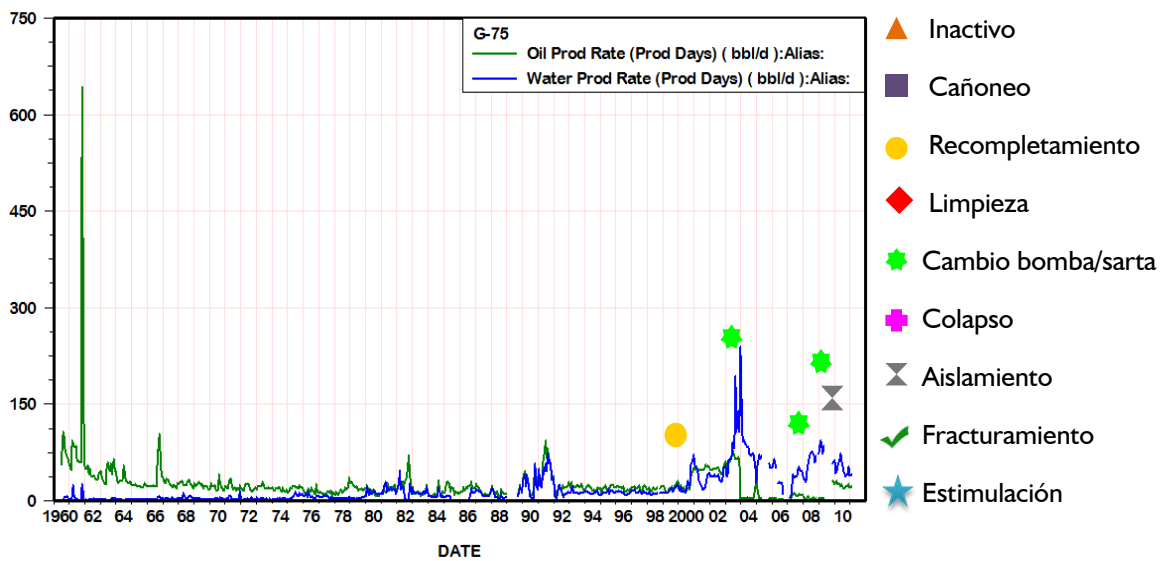
Galán 71



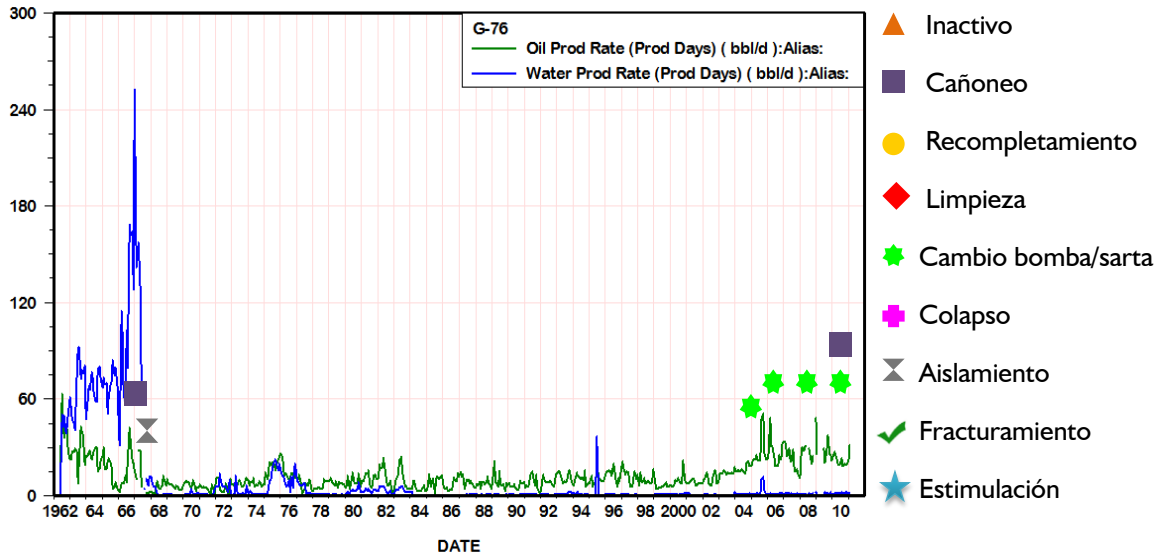
Galán 74



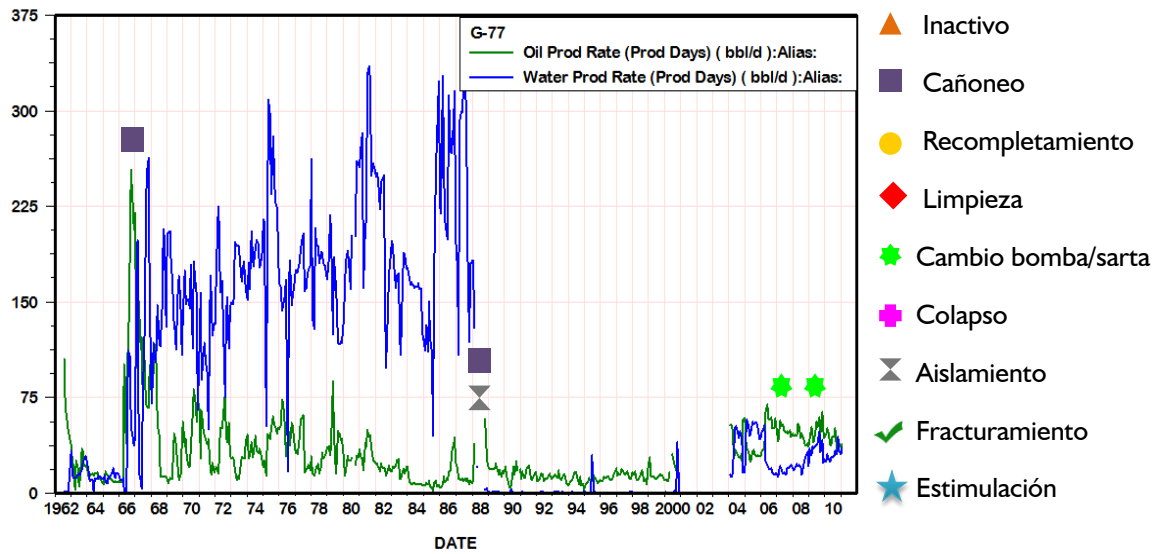
Galán 75



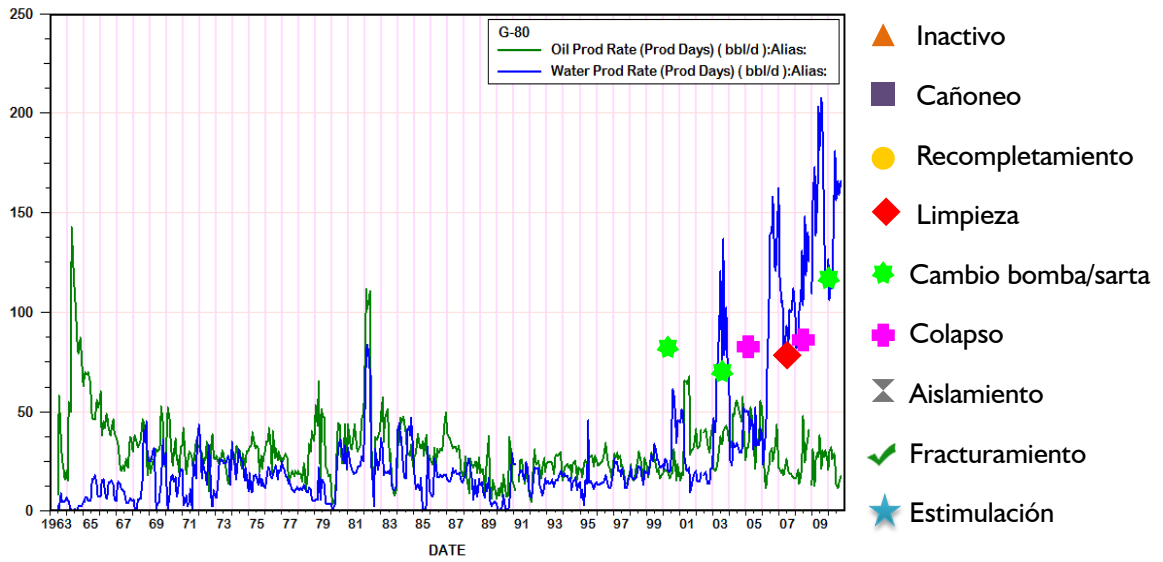
Galán 76



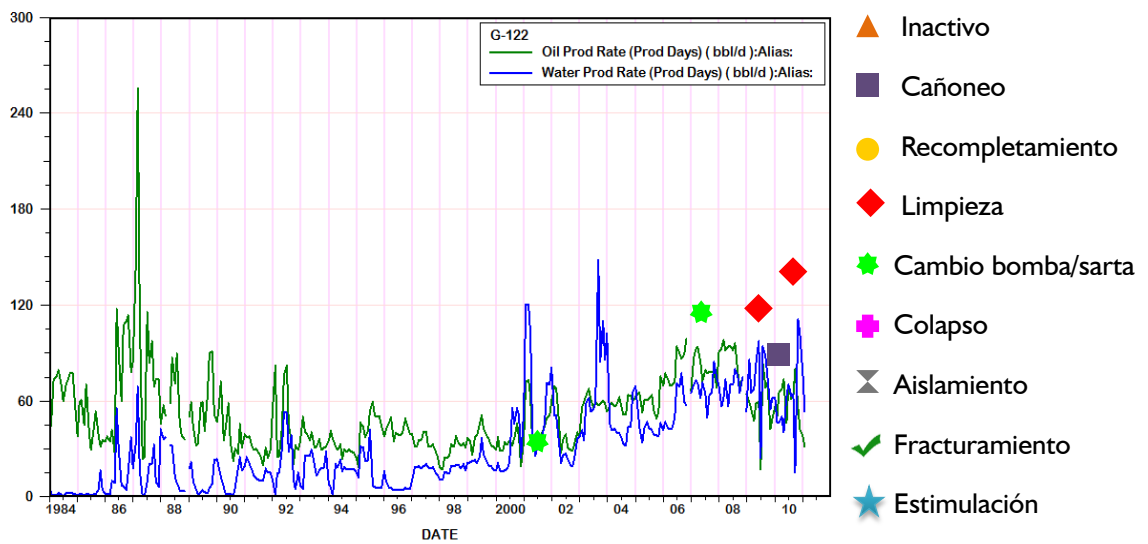
Galán 77



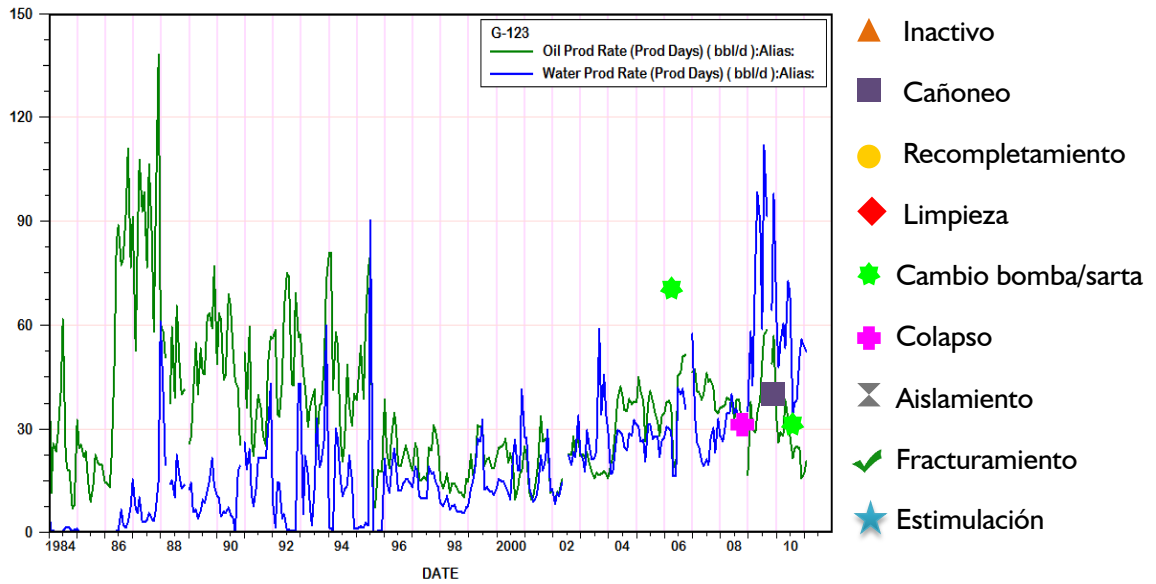
Galán 80



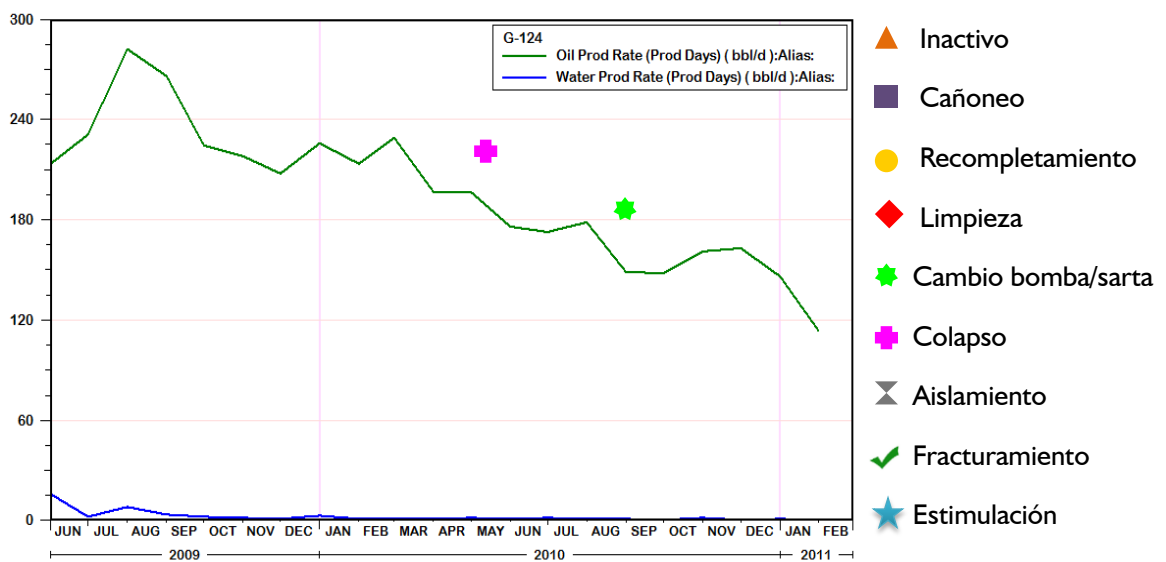
Galán 122



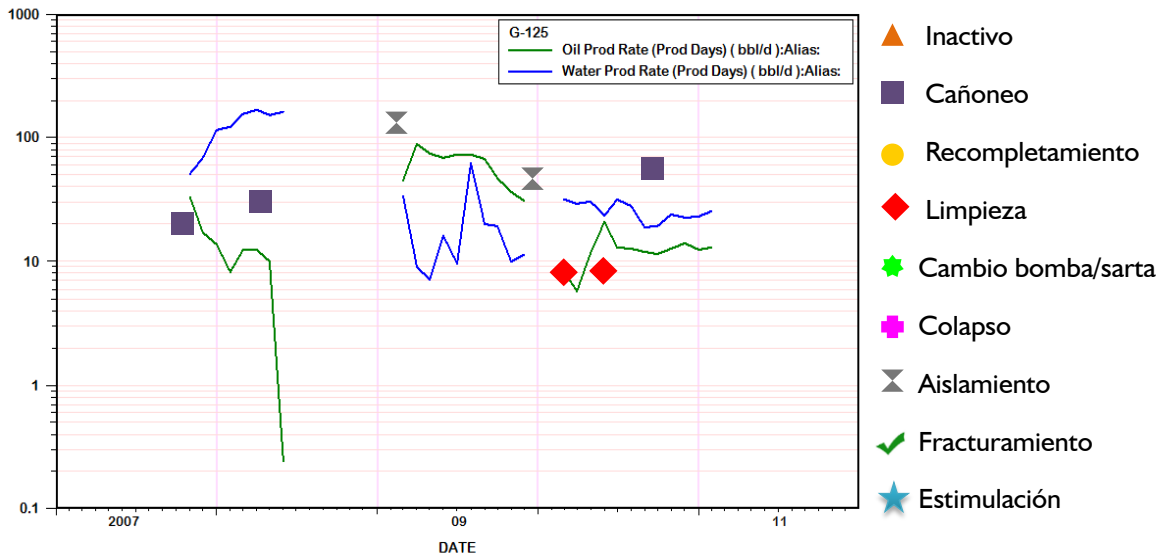
Galán 123



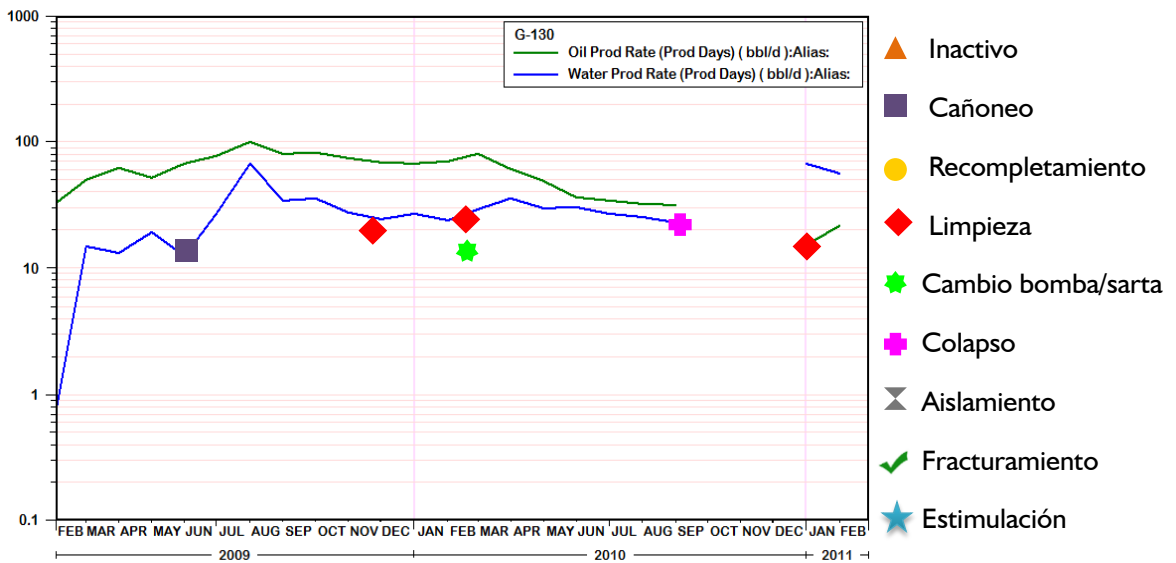
Galán 124



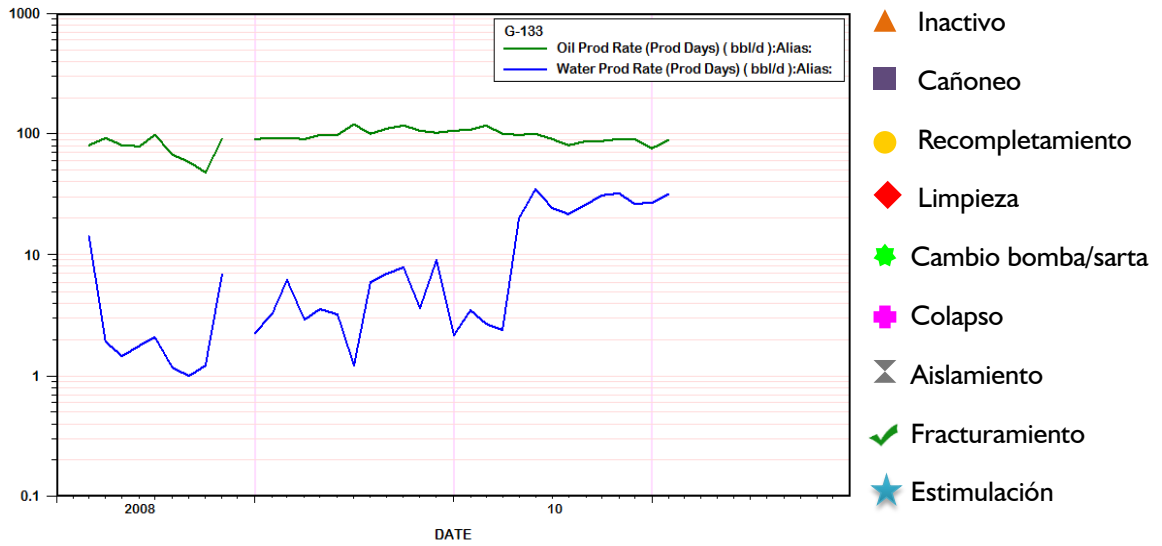
Galán 125



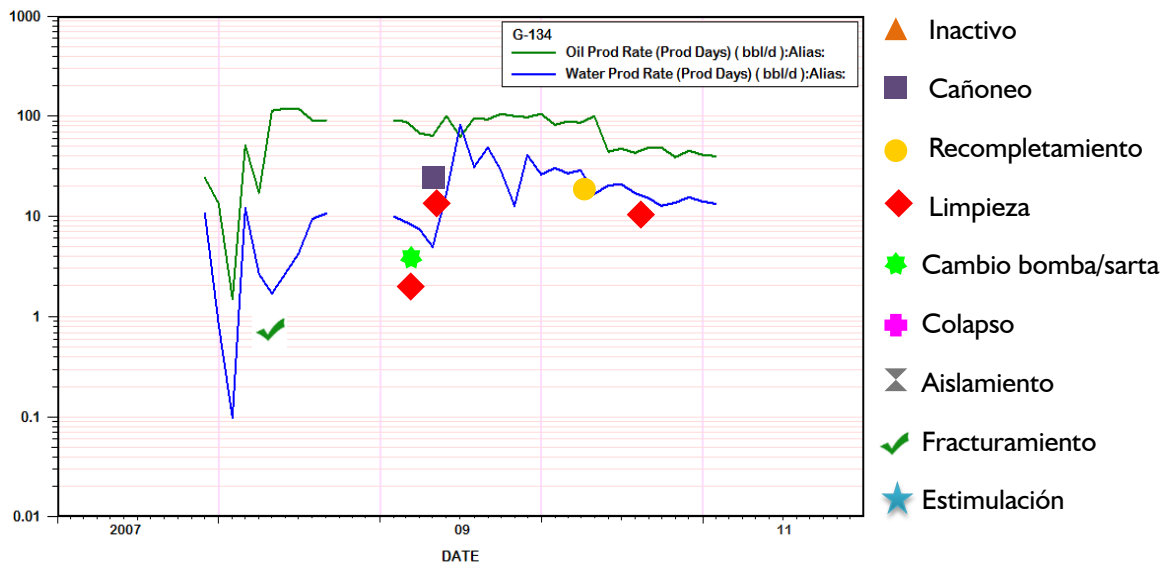
Galán 130



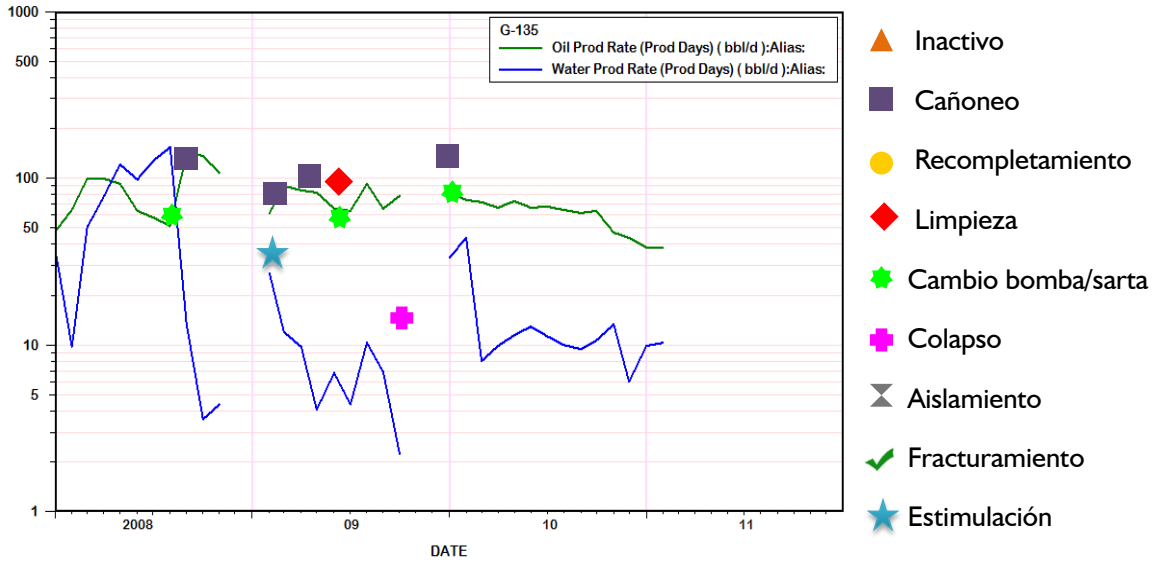
Galán 133



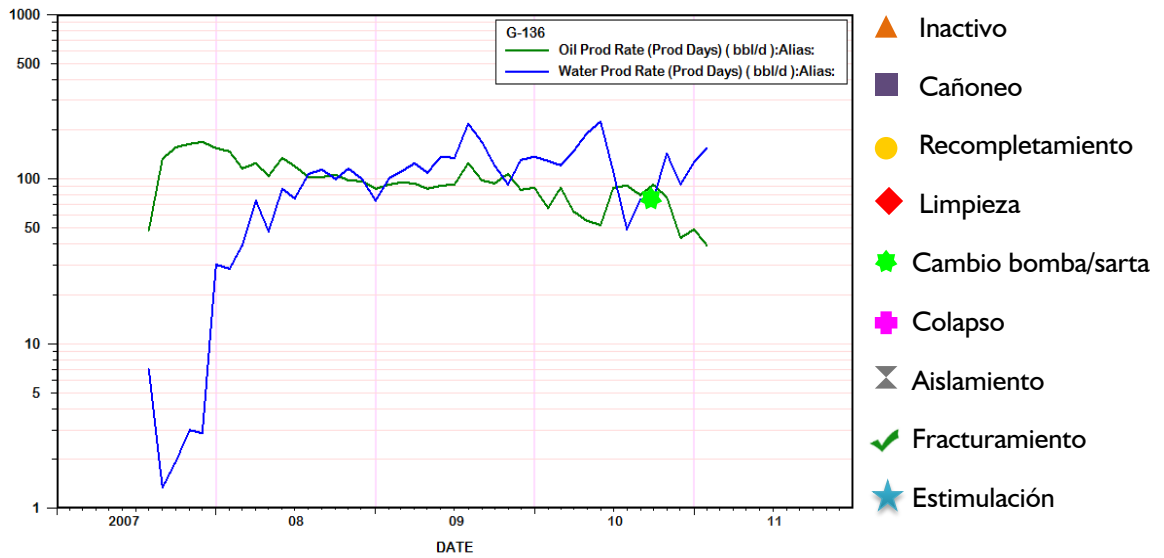
Galán 134



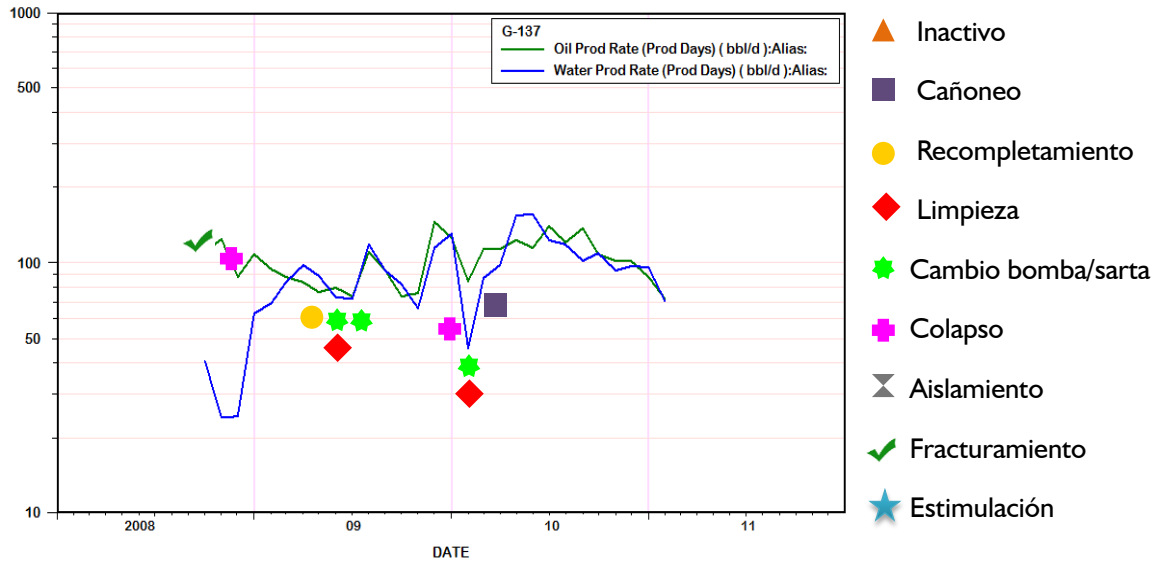
Galán 135



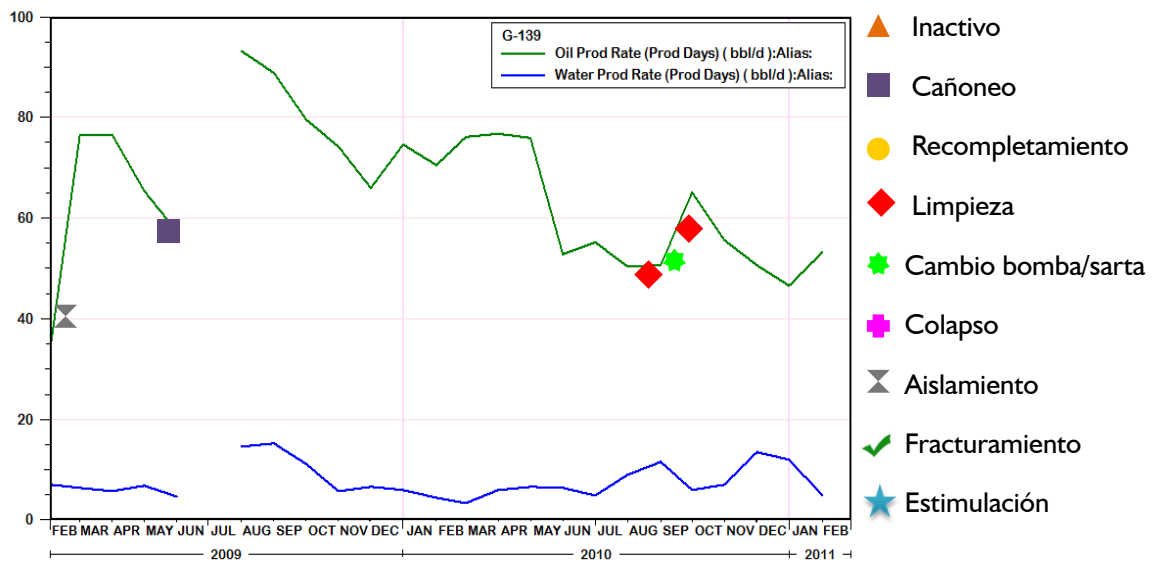
Galán 136



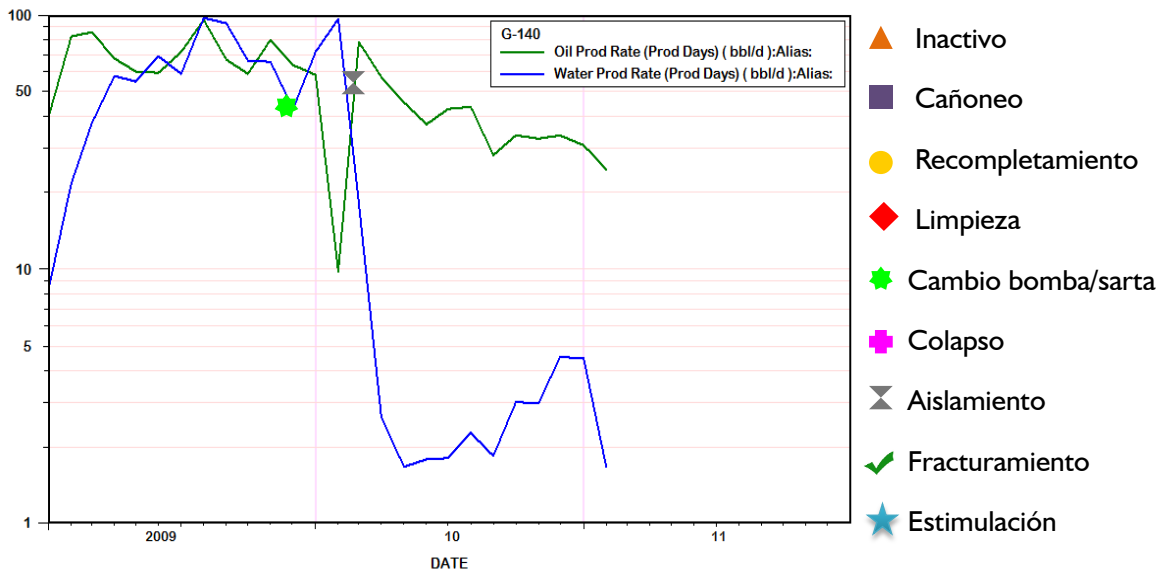
Galán 137



Galán 139



Galán 140



ANEXO B. INFORMACIÓN DENSIDAD ÓPTIMA DE PERFORACIONES

En este anexo se muestran las tablas con los valores que se tuvieron en cuenta para la construcción de las curvas IPR para determinar la densidad de cañoneo (en tiros por pie) óptimos para cada pozo estudiado.

GALÁN - 10					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	22,53	27,83	32,20	32,83	33,30
100	22,99	28,04	32,10	32,73	33,22
200	22,96	27,72	31,45	32,06	32,57
400	21,43	25,47	28,49	29,04	29,54
500	19,93	23,53	26,19	26,68	27,16
560	18,79	22,11	24,54	25,00	25,45
600	17,94	21,05	23,33	23,77	24,20
800	12,48	14,49	15,96	16,26	16,57
1000	5,06	5,77	6,39	6,49	6,63
1100	0,61	0,60	0,77	0,77	0,80

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	22,53
4	27,83
8	32,20
12	32,83
16	33,30

GALAN 33					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	6,05	7,47	8,65	8,82	8,94
100	6,18	7,53	8,60	8,77	8,91
200	6,14	7,39	8,36	8,52	8,66
308	5,89	7,03	7,88	8,03	8,17
400	5,52	6,54	7,29	7,43	7,56
500	4,96	5,82	6,46	6,58	6,70
560	4,53	5,30	5,87	5,98	6,09
600	4,21	4,92	5,43	5,53	5,64
800	2,19	2,53	2,78	2,83	2,89
940	0,37	0,40	0,46	0,47	0,48

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	6,05
4	7,47
8	8,65
12	8,82
16	8,94

GALAN 68					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	9,66	11,93	13,80	14,07	14,27
100	9,83	12,02	13,78	14,05	14,26
200	9,87	11,96	13,60	13,87	14,08
400	9,51	11,35	12,76	13,00	13,22
500	9,11	10,81	12,09	12,32	12,53
560	8,80	10,41	11,61	11,83	12,04
600	8,57	10,12	11,26	11,48	11,68
800	7,05	8,25	9,12	9,29	9,47
855	6,54	7,63	8,42	8,58	8,74
1000	4,96	5,75	6,33	6,45	6,58
1320	0,42	0,44	0,53	0,53	0,55

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	9,66
4	11,93
8	13,80
12	14,07
16	14,27

GALAN 71					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	122,95	151,86	175,73	179,17	181,73
100	125,31	153,06	175,41	178,83	181,52
200	125,60	151,99	172,78	176,13	178,90
400	120,00	143,08	160,56	163,65	166,42
500	114,11	135,24	150,98	153,87	156,55
508	113,55	134,51	150,12	152,99	155,66
560	109,59	129,44	144,12	146,87	149,47
600	106,16	125,13	139,09	141,73	144,27
800	84,07	98,13	108,35	110,38	112,46
1000	53,73	62,08	68,35	69,59	70,98
1250	4,21	4,31	5,33	5,34	5,55

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	122,95
4	151,86
8	175,73
12	179,17
16	181,73

GALAN 74					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	28,71	35,46	41,03	41,84	42,44
100	29,18	35,72	41,02	41,82	42,45
200	29,36	35,67	40,69	41,48	42,12
400	28,85	34,62	39,06	39,81	40,46
500	28,17	33,62	37,75	38,48	39,13
522	27,98	33,36	37,42	38,14	38,79
800	24,40	28,73	31,91	32,52	33,10
900	22,56	26,47	29,32	29,87	30,42
1200	15,34	17,79	19,59	19,96	20,34
1400	9,08	10,43	11,50	11,70	11,94
1600	1,67	1,80	2,11	2,13	2,20

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	28,71
4	35,46
8	41,03
12	41,84
16	42,44

GALAN 75					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	71,84	88,73	102,68	104,69	106,18
100	73,01	89,39	102,66	104,66	106,22
200	73,46	89,26	101,83	103,81	105,41
400	72,22	86,66	97,78	99,66	101,30
500	70,53	84,18	94,55	96,37	97,99
800	61,19	72,06	80,05	81,58	83,04
900	56,65	66,46	73,62	75,01	76,39
1200	38,74	44,95	49,51	50,43	51,41
1400	23,24	26,70	29,43	29,95	30,57
1600	4,88	5,32	6,15	6,21	6,40

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	71,84
4	88,73
8	102,68
12	104,69
16	106,18

GALAN 76					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	20,60	25,44	29,44	30,02	30,45
100	20,95	25,64	29,42	30,00	30,44
200	21,06	25,56	29,13	29,69	30,16
273	20,99	25,34	28,74	29,30	29,76
400	20,55	24,61	27,71	28,25	28,72
500	19,92	23,72	26,59	27,10	27,56
800	16,58	19,47	21,58	21,99	22,39
900	14,97	17,51	19,36	19,72	20,09
1200	8,68	10,03	11,04	11,24	11,47
1300	6,10	6,99	7,72	7,85	8,02
1480	0,82	0,86	1,04	1,05	1,08

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	20,60
4	25,44
8	29,44
12	30,02
16	30,45

GALAN 77					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	41,84	51,68	59,80	60,97	61,84
10	42,56	52,07	59,77	60,93	61,85
20	42,79	51,94	59,20	60,34	61,28
27	42,63	51,46	58,36	59,49	60,44
40	41,81	50,08	56,42	57,51	58,46
50	40,60	48,36	54,23	55,27	56,21
80	34,07	40,03	44,39	45,23	46,05
90	30,93	36,20	40,03	40,78	41,54
120	18,63	21,53	23,70	24,14	24,62
140	8,02	9,1	10,12	10,28	10,51
150	1,99	2,1	2,5	2,5	2,61

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	41,84
4	51,68
8	59,80
12	60,97
16	61,84

GALAN 79					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	101,71	125,62	145,37	148,21	150,33
100	103,34	126,54	145,35	148,18	150,39
200	104,00	126,39	144,22	147,02	149,29
400	102,36	122,86	138,66	141,34	143,65
500	100,07	119,48	134,23	136,81	139,11
800	87,31	102,88	114,33	116,50	118,59
900	81,10	95,20	105,49	107,49	109,45
1100	65,73	76,60	84,51	86,09	87,73
1219	54,73	63,50	69,94	71,23	72,62
1500	23,23	26,51	29,34	29,83	30,48
1640	4,64	4,91	5,86	5,90	6,10

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	101,71
4	125,62
8	145,37
12	148,21
16	150,33

GALAN 80					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	167,37	206,72	239,22	243,90	247,38
100	169,61	208,05	239,34	244,01	247,61
200	170,86	208,31	238,36	243,00	246,70
400	170,42	205,60	233,10	237,61	241,41
700	162,40	193,47	216,94	221,10	224,86
1100	137,97	162,21	179,96	183,37	186,69
1300	119,87	140,13	154,86	157,77	160,71
1442	104,64	121,83	134,36	136,86	139,47
1800	57,44	66,07	72,81	74,11	75,63
2000	25,60	28,92	32,28	32,78	33,55
2100	8,21	8,73	10,36	10,43	10,78

GALAN I22					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	69,52	85,87	99,37	101,31	102,76
100	70,84	86,54	99,20	101,13	102,66
200	71,04	85,99	97,78	99,68	101,25
400	68,08	81,21	91,18	92,93	94,50
600	60,64	71,52	79,54	81,06	82,50
700	55,25	64,84	71,84	73,20	74,54
800	48,73	56,93	62,88	64,06	65,26
978	34,37	39,81	43,83	44,64	45,51
1050	27,55	31,78	34,99	35,63	36,34
1100	22,48	25,83	28,47	28,98	29,58
1280	1,90	1,87	2,40	2,40	2,50

GALAN I23					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	51,05	63,05	72,96	74,39	75,45
100	52,11	63,54	72,71	74,12	75,25
200	51,99	62,72	71,12	72,49	73,65
400	48,18	57,20	63,95	65,18	66,30
500	44,51	52,49	58,38	59,49	60,55
600	39,64	46,48	51,47	52,44	53,40
700	33,59	39,17	43,23	44,03	44,87
767	28,88	33,54	36,96	37,64	38,37
800	26,36	30,56	33,65	34,27	34,94
950	13,29	15,21	16,80	17,09	17,46
1070	0,91	0,82	1,16	1,15	1,22

GALAN I24					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	89,48	110,51	127,89	130,39	132,25
200	91,49	110,92	126,31	128,76	130,77
259	91,17	110,05	124,82	127,23	129,27
400	88,74	106,12	119,38	121,68	123,71
600	81,24	96,10	107,12	109,17	111,09
800	68,99	80,87	89,52	91,21	92,89
1000	51,99	60,42	66,59	67,82	69,13
1100	41,70	48,24	53,12	54,09	55,16
1200	30,23	34,76	38,31	38,99	39,79
1300	17,57	19,98	22,17	22,53	23,04
1400	3,72	3,89	4,69	4,72	4,89

GALAN I30					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	39,00	46,59	53,92	54,97	55,76
300	38,24	46,02	52,06	53,07	53,93
448	36,83	43,91	49,28	50,23	51,08
600	34,23	40,49	45,13	46,00	46,80
800	29,05	34,05	37,69	38,40	39,11
900	25,71	30,00	33,13	33,75	34,38
1000	21,86	25,40	27,99	28,51	29,06
1100	17,51	20,25	22,30	22,71	23,16
1200	12,66	14,55	16,04	16,32	16,66
1300	7,30	8,30	9,21	9,37	9,58
1390	2,05	2,20	2,59	2,61	2,70

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	167,37
4	206,72
8	239,22
12	243,90
16	247,38

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	69,52
4	85,87
8	99,37
12	101,31
16	102,76

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	51,05
4	63,05
8	72,96
12	74,39
16	75,45

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	89,48
4	110,51
8	127,89
12	130,39
16	132,25

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	39,00
4	46,59
8	53,92
12	54,97
16	55,76

GALAN I33					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	67,08	82,85	95,87	97,75	99,14
100	68,34	83,50	95,72	97,58	99,05
300	67,69	81,32	91,85	93,62	95,15
392	65,97	78,75	88,47	90,17	91,69
500	62,80	74,49	83,22	84,81	86,29
800	47,52	55,53	61,36	62,51	63,68
900	40,31	46,89	51,69	52,65	53,66
1000	32,05	37,09	40,84	41,58	42,40
1100	22,72	26,12	28,79	29,30	29,91
1200	12,33	14,00	15,56	15,81	16,17
1280	3,26	3,46	4,11	4,14	4,28

GALAN I34					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	22,28	38,76	49,25	53,27	56,23
100	23,19	39,02	49,51	53,67	56,47
200	23,62	38,66	49,00	53,22	55,84
400	23,01	36,12	45,66	49,75	51,96
466	22,38	34,74	43,89	47,85	49,92
600	20,44	31,14	39,25	42,84	44,61
800	15,91	23,73	29,75	32,51	33,79
900	12,91	19,11	23,84	26,05	27,07
1000	9,43	13,88	17,17	18,74	19,48
1100	5,45	8,04	9,72	10,57	11,02
1200	0,99	1,59	1,50	1,55	1,70

GALAN I35					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	41,06	43,77	44,16	45,03	45,67
100	41,00	43,75	44,05	44,90	45,58
368	37,60	40,19	40,30	41,08	41,77
300	38,91	41,58	41,73	42,53	43,23
400	36,88	39,43	39,52	40,28	40,97
600	30,86	33,00	33,03	33,66	34,27
800	22,22	23,73	23,76	24,20	24,67
900	16,92	18,04	18,08	18,41	18,78
1000	10,96	11,63	11,71	11,92	12,17
1100	4,35	4,52	4,64	4,71	4,83
1140	1,52	1,48	1,62	1,63	1,69

GALAN I36					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	195,70	241,70	279,70	285,17	289,24
100	198,72	243,43	279,71	285,16	289,40
300	199,70	241,35	274,05	279,35	283,79
600	188,52	224,35	251,35	256,17	260,54
900	162,16	190,70	211,60	215,62	219,52
1100	136,16	159,02	175,64	178,93	182,29
1310	101,60	117,79	129,72	132,10	134,69
1400	84,51	97,62	107,48	109,43	111,62
1600	41,64	47,44	52,57	53,45	54,63
1700	17,68	19,58	22,27	22,56	23,16
1735	8,89	9,39	11,22	11,30	11,69

GALAN I37					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	93,99	116,08	134,33	136,96	138,91
100	95,44	116,91	134,33	136,95	138,99
300	95,91	115,91	131,61	134,16	136,29
531	92,41	110,32	123,93	126,31	128,44
700	87,11	103,23	115,24	117,44	119,49
900	77,85	91,55	101,59	103,51	105,38
1200	57,88	67,36	74,28	75,66	77,11
1400	40,51	46,79	51,52	52,45	53,50
1600	19,90	22,66	25,12	25,54	26,10
1700	8,37	9,27	10,55	10,69	10,97
1735	4,15	4,37	5,24	5,27	5,45

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	67,08
4	82,85
8	95,87
12	97,75
16	99,14

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	22,28
4	38,76
8	49,25
12	53,27
16	56,23

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	41,06
4	43,77
8	44,16
12	45,03
16	45,67

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	195,70
4	241,70
8	279,70
12	285,17
16	289,24

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	93,99
4	116,08
8	134,33
12	136,96
16	138,91

GALAN I40					
Pwf	Q2	Q4	Q8	Q12	Q16
0	51,32	54,72	55,20	56,28	57,09
100	51,29	54,73	55,11	56,18	57,03
200	50,57	54,00	54,29	55,34	56,21
400	47,11	50,35	50,50	51,47	52,34
600	40,93	43,77	43,83	44,66	45,46
844	29,73	31,77	31,80	32,39	33,01
900	26,59	28,39	28,43	28,96	29,52
1000	20,45	21,80	21,86	22,26	22,70
1200	6,14	6,42	6,56	6,66	6,82
1252	1,98	1,93	2,11	2,13	2,20

Densidad de Perforaciones (TPP)	Q máx
2	51,32
4	54,72
8	55,20
12	56,28
16	57,09

ANEXO C. INFORMACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN DE CURVAS OUTFLOW

GALÁN I			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	11,42	7,82	4,12
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1844	1782	1550
Presión de descarga (psi)	3093,5	2890	2943,3
Presión de entrada a la bomba (psi)	529,6	584,9	103,2
Nivel de fluido, (ft)	2693	2881,73	2962,3
Presión en cabezal de pozo (psi)	100	50	70
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	24/07/2008	07/02/2009	16/08/2010

GALÁN I						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
11,42	100	1844	1499,19	1779,1	1679,1	279,91
7,82	50	1782	1448,78	1692,9	1642,9	244,12
4,12	70	1550	1260,16	1496,5	1426,5	236,34

GALÁN 10			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	34,19	89	75
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2961	3217	3094
Presión de descarga (psi)	4238,8875	4841	4405
Presión de entrada a la bomba (psi)	782	823	948
Nivel de fluido, (ft)	4604	3127	5320
Presión en cabezal de pozo (psi)	85	80	80
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	15/12/2007	03/12/2008	15/06/2003

GALÁN 10						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
34,19	85	2961	1672,88	2059,89	1974,89	387,01
89	80	3217	1817,51	2447,00	2367,00	629,49
75	80	3094	1748,02	2259,00	2179,00	510,98

GALÁN 21			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	11	5,6	4,3
Diámetro del pistón (in)	1 - 1/16	1 - 1/16	1 - 1/16
Carga de fluido (lb)	1121	1121	1000
Presión de descarga (psi)	1803,01	1636,02	1963,4
Presión de entrada a la bomba (psi)	1007,7	1067,6	464,9
Nivel de fluido, (ft)	2811,99	2811,98	2781,6
Presión en cabezal de pozo (psi)	10	10	40
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	26/09/2007	23/08/2009	15/07/2006

GALÁN 21						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
11	10	1121	1259,55	1689,71	1679,71	430,16
5,6	10	1121	1259,55	1582,62	1572,62	323,07
4,3	40	1000	1123,60	1428,3	1388,3	304,70

GALÁN 30			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	13,45	27,42	10,83
Diámetro del pistón (in)	1 - 1/2	1 - 1/2	1 - 1/2
Carga de fluido (lb)	2132	2221	2080
Presión de descarga (psi)	3507,73	3478,81	3180,4
Presión de entrada a la bomba (psi)	186,8	437,1	374,2
Nivel de fluido, (ft)	2304,27	2222,19	2154,6
Presión en cabezal de pozo (psi)	60	100	40
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	15/10/2007	09/01/2009	26/06/2010

GALÁN 30						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
10,83	40	2080	1175,14	1474,60	1434,60	299,46
13,45	60	2132	1204,52	1562,53	1502,53	358,01
27,42	100	2221	1254,80	1694,91	1594,91	440,11

GALÁN 33			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	15	3,8	31
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1709	1733	1827
Presión de descarga (psi)	2642	2483	3039
Presión de entrada a la bomba (psi)	512	518	443
Nivel de fluido, (ft)	3098	3126	3067
Presión en cabezal de pozo (psi)	70	90	45
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	28/09/2008	25/02/2009	01/06/2006

GALÁN 33						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
15	70	1709	965,54	1445	1375	479,46
3,8	90	1733	979,10	1268	1178	288,90
31	45	1827	1032,20	1655	1610	622,80

GALÁN 36			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	6,42	3	16
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1608	1682	562
Presión de descarga (psi)	2167,325	1993,36	431,911
Presión de entrada a la bomba (psi)	1023	1094	1054
Nivel de fluido, (ft)	3083	3151,14	3192,3
Presión en cabezal de pozo (psi)	93	70	25
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	29/12/2008	25/02/2009	15/01/2007

GALÁN 36						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
3	70	1682	1367,48	1405,36	1335,36	37,88
6,42	93	1608	1307,32	1582,33	1489,33	275,01
16	25	562	456,91	923,91	898,91	467,00

GALÁN 68			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	21,4	19,4	5,7
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1216	1229	1589
Presión de descarga (psi)	2733	2716	3058
Presión de entrada a la bomba (psi)	459	371	145
Nivel de fluido, (ft)	1998	2076	2617
Presión en cabezal de pozo (psi)	40	50	80
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	19/12/2006	28/09/2008	28/09/2008

GALÁN 68						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
21,4	40	1216	687,01	1976	1936	1288,99
19,4	50	1229	694,35	1858	1808	1163,65
5,7	80	1589	897,74	1614	1534	716,26

GALÁN 71			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	21,4	19,4	5,7
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1216	1229	1589
Presión de descarga (psi)	2225	2305,35	3058
Presión de entrada a la bomba (psi)	459	371	145
Nivel de fluido, (ft)	1998	2076	2617
Presión en cabezal de pozo (psi)	40	50	80
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	19/12/2006	19/12/2006	19/12/2006

GALÁN 71						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
21,4	40	1216	687,01	1468	1428	780,99
19,4	50	1229	694,35	1447,35	1397,35	753,00
5,7	80	1589	897,74	1614	1534	716,26

GALÁN 74			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	34	16,6	55
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2560	3081	3011
Presión de descarga (psi)	4316	4570	5248
Presión de entrada a la bomba (psi)	868	1274	1356
Nivel de fluido, (ft)	4154	4475	4576
Presión en cabezal de pozo (psi)	40	150	80
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	14/12/2006	10/08/2008	19/12/2006

GALÁN 74						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
34	40	2560	2081,30	2624	2584	542,70
16,6	150	3081	2504,88	2763	2613	258,12
55	80	3011	2447,97	3593	3513	1145,03

GALÁN 75			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	79	31	64
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	4019	4386	4027
Presión de descarga (psi)	6458,48	6117	6402,701
Presión de entrada a la bomba (psi)	1154	1737	1022
Nivel de fluido, (ft)	2057	2419	2353
Presión en cabezal de pozo (psi)	80	70	70
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/12/2006	05/03/2007	18/03/2007

GALÁN 75						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
79	80	4019	2270,62	3593,48	3513,48	1322,86
31	70	4386	2477,97	3468,00	3398,00	990,03
64	70	4027	2275,14	3397,70	3327,70	1122,56

GALÁN 76			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	29	14	53
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	4768	3177	3276
Presión de descarga (psi)	7037	4918	5552
Presión de entrada a la bomba (psi)	1836	946	1123
Nivel de fluido, (ft)	5446	5018	5405
Presión en cabezal de pozo (psi)	80	110	160
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	07/03/2010	14/10/2010	03/08/2009

GALÁN 76						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
29	80	4768	3876,42	4105	4025	228,58
14	110	3177	2582,93	2687	2577	104,07
53	160	3276	2663,41	3399	3239	735,59

GALÁN 77			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	25	52	104
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2946	3032	3216
Presión de descarga (psi)	5035	3273	5792
Presión de entrada a la bomba (psi)	439	2522	1023
Nivel de fluido, (ft)	4877	4648	4475
Presión en cabezal de pozo (psi)	50	120	270
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	04/11/2007	03/08/2009	18/12/1998

GALÁN 77						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
25	50	2946	2395,12	2528	2478	132,88
52	120	3032	2465,04	2763	2643	297,96
104	270	3216	2614,63	3599	3329	984,37

GALÁN 79			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	12	50	80
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2885	3032	2750
Presión de descarga (psi)	3574	4182	4225,772
Presión de entrada a la bomba (psi)	1978	2019	1990
Nivel de fluido, (ft)	125	521	573
Presión en cabezal de pozo (psi)	200	90	90
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	25/10/2009	08/11/2004	04/11/1996

GALÁN 79						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
12	200	2885	2345,53	2667,00	2467,00	321,47
50	90	3032	2465,04	3169,00	3079,00	703,96
80	90	2750	2235,77	3465,77	3375,77	1230,00

GALÁN 80			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	48	67	94
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	1801	3405	3393
Presión de descarga (psi)	2837,2276	6656,293	6800,537
Presión de entrada a la bomba (psi)	1801	1201	1169
Nivel de fluido, (ft)	2566	2427	2416
Presión en cabezal de pozo (psi)	200	150	110
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	21/08/2007	14/08/1992	25/10/2009

GALÁN 80						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
48	200	1801	1464,23	2837,23	2637,23	1373,00
67	150	3405	2768,29	4452,29	4302,29	1684,00
94	110	3393	2758,54	4576,54	4466,54	1818,00

GALÁN 122			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	155	116	31
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	5926	5936	2667
Presión de descarga (psi)	10215,601	9656,472	3413
Presión de entrada a la bomba (psi)	1171	1617	1887
Nivel de fluido, (ft)	2698	4541	3179
Presión en cabezal de pozo (psi)	40	40	30
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	25/05/1986	11/07/1997	01/02/2011

GALÁN 122						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
155	40	5926	4817,89	5460,60	5420,60	642,71
116	40	5936	4826,02	5337,47	5297,47	511,46
31	30	2667	2168,29	2633,00	2603,00	464,71

GALÁN 123			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	69,7	38,38	20,43
Diámetro del pistón (in)	1- 3/4	1- 3/4	1- 3/4
Carga de fluido (lb)	2667	4167	4693
Presión de descarga (psi)	1543,25	2111,47	2278
Presión de entrada a la bomba (psi)	755	588	606
Nivel de fluido, (ft)	3179	4710	4586
Presión en cabezal de pozo (psi)	30	160	150
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	15/07/2006	02/05/2010	04/02/2011

GALÁN 123						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
69,7	30	2667	1111,25	1543,25	1513,25	432,00
38,38	160	4167	1736,25	2111,47	1951,47	375,22
20,43	150	4693	1955,42	2278,00	2128,00	322,58

GALÁN 124			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	213	197	113
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	6798	6849	6533
Presión de descarga (psi)	9345	10799	8279
Presión de entrada a la bomba (psi)	2372	781	2305
Nivel de fluido, (ft)	2401	5957	5328
Presión en cabezal de pozo (psi)	120	130	110
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	03/06/2009	03/05/2010	03/03/2011

GALÁN 124						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
213	120	6798	3840,68	4919	4799	1078,32
197	130	6849	3869,49	4731	4601	861,51
113	110	6533	3690,96	4051	3941	360,04

GALÁN 125			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	24	5,67	47
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	1984	1947	1953
Presión de descarga (psi)	1327,904	1292	1341,3898
Presión de entrada a la bomba (psi)	386	286	189
Nivel de fluido, (ft)	2169	2509	3195
Presión en cabezal de pozo (psi)	50	50	50
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	25/02/2010	06/04/2010	01/10/2009

GALÁN 125						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
24	50	1984	1120,90	1327,90	1277,90	207,00
5,67	50	1947	1100,00	1292,00	1242,00	192,00
47	50	1953	1103,39	1341,39	1291,39	238,00

GALÁN 130			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	33	101	22
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	3993	6252	2700
Presión de descarga (psi)	2554	4515	1712
Presión de entrada a la bomba (psi)	1407	865	1646
Nivel de fluido, (ft)	4278	3853	4150
Presión en cabezal de pozo (psi)	80	110	100
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	13/02/2009	01/08/2009	01/02/2011

GALÁN 130						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
33	80	3993	2255,93	2554	2474	298,07
101	110	6252	3532,20	4515	4405	982,80
22	100	2700	1525,42	1712	1612	186,58

GALÁN 133			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	80,4	118	48
Diámetro del pistón (in)	1- 1/2	1- 1/2	1- 1/2
Carga de fluido (lb)	6893	5158	5059
Presión de descarga (psi)	9910	7808	7025
Presión de entrada a la bomba (psi)	1230	1016	1042
Nivel de fluido, (ft)	2939	4950	2751
Presión en cabezal de pozo (psi)	100	230	165
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	21/03/2008	01/10/2009	01/10/2008

GALÁN 133						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
80,4	100	6893	3894,35	4247	4147	352,65
118	230	5158	2914,12	3666	3436	751,88
48	165	5059	2858,19	3008	2843	149,81

GALÁN 134			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	92	44	15
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	3578	4148	3454
Presión de descarga (psi)	5795	6938	5320
Presión de entrada a la bomba (psi)	1499	1052	1107
Nivel de fluido, (ft)	2658	3765	2073
Presión en cabezal de pozo (psi)	110	40	40
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/02/2009	01/06/2010	01/01/2009

GALÁN 134						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
92	110	3578	2908,94	3716	3606	807,06
44	40	4148	3372,36	3842	3802	469,64
15	40	3454	2808,13	2973	2933	164,87

GALÁN 137			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	111	164	63
Diámetro del pistón (in)	1- 3/4	1- 3/4	1- 3/4
Carga de fluido (lb)	6706	14135	6851
Presión de descarga (psi)	9223,1667	20455,58	9378,583
Presión de entrada a la bomba (psi)	1397	938	1295
Nivel de fluido, (ft)	1283	4862	4759
Presión en cabezal de pozo (psi)	40	75	100
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/10/2008	01/09/2010	01/04/2009

GALÁN 137						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
111	40	6706	2794,17	3914,17	3874,17	1120,00
164	75	14135	5889,58	7258,58	7183,58	1369,00
63	100	6851	2854,58	3822,58	3722,58	968,00

GALÁN 139			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	34,19	89	75
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2707	3217	3094
Presión de descarga (psi)	1606	2027,514	1905,0226
Presión de entrada a la bomba (psi)	716	823	948
Nivel de fluido, (ft)	4697	3127	5320
Presión en cabezal de pozo (psi)	50	80	80
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	07/02/2009	10/09/2009	06/01/2010

GALÁN 139						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
34,19	50	2707	1529,38	1606,00	1556,00	76,62
89	80	3217	1817,51	2027,51	1947,51	210,00
75	80	3094	1748,02	1905,02	1825,02	157,00

GALÁN 140			
	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbl/día)	24	96	57
Diámetro del pistón (in)	1- 1/4	1- 1/4	1- 1/4
Carga de fluido (lb)	2971	3141	3094
Presión de descarga (psi)	5788	6537,659	6385,4472
Presión de entrada a la bomba (psi)	436	111	117
Nivel de fluido, (ft)	5405	5339	5481
Presión en cabezal de pozo (psi)	20	110	90
Gravedad API	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/09/2010	01/08/2009	01/04/2010

GALÁN 140						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔP	Pwf
24	20	2971	2415,45	3253,00	3233,00	837,55
96	110	3141	2553,66	3507,66	3397,66	954,00
57	90	3094	2515,45	3408,45	3318,45	893,00

ANEXO D. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO GALÁN

Escala 1:10.000

