

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LLANITO UTILIZANDO EL  
MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL**



**CARLOS ANDRÉS ROMERO GANDARA  
FAUSTO LEONARDO BAUTISTA CONTRERAS**

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

**2012**

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LLANITO UTILIZANDO EL  
MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL**

**CARLOS ANDRÉS ROMERO GANDARA  
FAUSTO LEONARDO BAUTISTA CONTRERAS**

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

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

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

**2012**

## DEDICATORIA

*A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. Gracias por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.*

*A mis padres, por su esfuerzo, su apoyo incondicional y por la confianza que siempre depositaron en mí. Gracias por sus consejos y orientación, sus valores, por su motivación constante, por su paciencia y lo más importante, por su amor.*

*A mis hermanos, Alfonso por ser el ejemplo de un hermano mayor del cual aprendí aciertos y de momentos difíciles; Gusti por su carisma y por ser mi inspiración para salir adelante; Jorge gracias por tu apoyo. Los quiero mucho.*

*A mis familiares, a cada uno de ellos que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome todo su apoyo y ayudándome en todo lo que fuera posible.*

*A Yenny, porque todo este tiempo a tu lado ha sido muy gratificante y he aprendido a ser mejor persona, gracias por tu amor, por tantos momentos felices e inolvidables, por haber estado en los momentos difíciles, apoyarme cuando más lo necesitaba al darme palabras de aliento y ayudarme en todo lo que fuera necesario. Siempre harás parte de mi vida.*

*A mis amigos, Juank - Gisella, "Nano" - Leydi, "Pirulo", Omar, Camilín, María Alejandra, Angélica, Amy, Geraldine, Willian, Robles, Fausto, Camilo, Jaime, Giselle, Lelys, "Primo" - Pato, Nyanael, doña Ingrid y don Harold , porque compartí muchos momentos agradables con todos ustedes todo este tiempo y aprendí cosas muy valiosas a su lado, gracias por su amistad.*

*A la Familia Gómez Quijano, a don Alonso y a doña Esperanza, porque han sido muy especiales conmigo y se han comportado como unos padres para mí; a Angie, por todos los buenos momentos que hemos compartido juntos, significas mucho para mí, gracias por ser tan especial.*

CARLOS ANDRES ROMERO GANDARA

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la oportunidad de culminar este camino de aprendizaje y a su vez las fuerzas para andarlo.*

*A mis Padres por todo su apoyo, paciencia y amor que me han brindado.*

*A Magda, Pato, Yuli y Nacho por estar conmigo, por aconsejarme y por ayudarme en este proceso.  
A mi Tia Zarela por su apoyo.*

*A mi Tio Rozo por que fue parte esencial en la realización de este sueño.*

*A Aleja, Ribe y Maria Alba que su recuerdo siempre me acompaña.*

*A Silvestre, Cesar, Karen, Edwing, Omar, Pacho, Diego, Edson, Carpio, Olga y todos aquellos que me ofrecieron su amistad incondicional durante este proceso.*

*A Carlos por su amistad y por la paciencia para la realización de este proyecto*

*A Mónica Por esos Momentos maravillosos que he vivido a tu lado.*

*A doña Tere, doña Edelmira y a todos aquellos que en este camino me ofrecieron su apoyo...  
muchísimas gracias.*

FAUSTO LEONARDO BAUTISTA CONTRERAS

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por contribuir en nuestra formación para llegar al desarrollo profesional.*

*Al Ingeniero Fernando Calvete, por su exigencia y por su colaboración en la dirección de este proyecto, por el tiempo dedicado al desarrollo del mismo.*

*A la Empresa Ecopetrol S.A quien nos acogió y apoyó para sacar adelante el proyecto, a los ingenieros del Departamento de Producción quienes nos proporcionaron sus conocimientos.*

*A los Ingenieros Erik Montes y Jorge Sáchica, por su calidad humana y su contribución en el desarrollo de este trabajo como calificadores.*

*A los ingenieros Leonardo Arzuza, Fauner Romero, Jhon Mueze por su gran aporte de conocimiento, su paciencia y entrega.*

*A Jahir Gutiérrez por su gran colaboración al desarrollo de este proyecto.*

*Finalmente a todas las personas que formaron parte de este proyecto por su ayuda desinteresada.*

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	21
1. MARCO CONCEPTUAL	23
1.1 INTRODUCCION AL ANALISIS NODAL	23
1.2 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL	25
1.3 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO	28
1.4 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	29
1.4.1 Solución en fondo del pozo	30
1.4.2 Solución en cabeza del pozo	31
1.4.3 Solución en el separador	33
1.4.4 Solución en medios porosos	36
1.4.5 Análisis Nodal para Sartas Telescópicas	37
1.4.6 Solución en nodos funcionales	40
1.4.7 Análisis de optimización de la producción	43
1.5 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO	45
1.5.1 Índice de Productividad (IP)	51
1.5.2 Concepto IPR	52
1.5.3 Método de Vogel	53
1.5.4 Método de Vogel compuesto	54
1.5.5 Método de Fetkovich	55
1.6 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	56
1.6.1 Flujo vertical	56
1.6.2 Flujo horizontal	57
1.7 ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO	61
1.7.1 Aplicación de la teoría del análisis nodal	68
1.8 EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO	69
1.8.1 Equipos de subsuelo	69
1.8.2 Equipos de superficie	72

1.8.3 Ventajas y desventajas del sistema bombeo mecánico	78
2. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO	80
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	80
2.2 RESEÑA HISTÓRICA	82
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	83
2.4 ESTRATIGRAFIA	84
2.4.1 Terciario	84
2.4.2 Cretáceo	88
2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	89
2.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	90
3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DE LA ESTACIÓN NORORIENTAL DEL CAMPO LLANITO	95
3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	97
3.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	99
3.3 ANÁLISIS NODAL EN EL PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES	100
3.3.1 Determinación de la densidad óptima de las perforaciones	101
3.3.2 Construcción de la curva Outflow	106
3.4 PROCEDIMIENTO USADO PARA LAS SIMULACIONES EN PIPESIM	111
3.4.1 Fase montaje Modelo de superficie	112
3.4.2 Fase montaje Modelo del pozo	113
3.4.3 Carga de la data para la simulación	116
3.4.4 Ajuste de presión y temperatura	122
3.4.5 Calibración de las propiedades del fluido	122
3.4.6 Calibración de la correlación	129
3.4.7 Análisis nodal usando como herramienta PIPESIM	132
3.5 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA DEL POZO	135
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	144
5. ANÁLISIS FINANCIERO	233
5.1 FLUJO DE CAJA	234
5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD	235

5.1.1 Valor Presente Neto (VPN)	235
5.1.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	236
5.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)	236
5.1.4 Relación costo – beneficio (C/B)	236
5.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	237
5.2.1 OPEX	237
5.2.2 CAPEX	237
5.2.3 Relación Ingresos – Egresos	237
5.2.4 Flujo de caja	238
5.3 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO	238
CONCLUSIONES	250
RECOMENDACIONES	252
BIBLIOGRAFÍA	253
ANEXOS	255

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistema de producción	24
Figura 2. Capacidad de flujo del sistema	27
Figura 3. Ubicación de los nodos	28
Figura 4. Nodo solución en el fondo del pozo	31
Figura 5. Nodo solución en la cabeza del pozo	33
Figura 6. Nodo solución en el separador	35
Figura 7. Nodo solución en el medio poroso	37
Figura 8. Nodo solución para sartas telescópicas	39
Figura 9. Nodo solución en el estrangulador de superficie	42
Figura 10. Efectos en el cambio de diámetro de la tubería de producción	43
Figura 11. Efecto de la densidad de las perforaciones	44
Figura 12. Distribución de nodos en un sistema de recolección	45
Figura 13. Análisis del factor daño	48
Figura 14. Factores “X” de Mathews y Russel	50
Figura 15. Representación gráfica del índice de productividad	51
Figura 16. Inflow performance relationship	53
Figura 17. Ipr para flujo bifásico	54
Figura 18. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico	63
Figura 19. Análisis nodal en bombeo mecánico	64
Figura 20. Análisis nodal con sensibilidad a la velocidad de bombeo (cpm)	66
Figura 21. Componentes de la bomba de subsuelo	70
Figura 22. Ancla de gas tipo copas	71
Figura 23. Unidad de bombeo convencional	72
Figura 24. Comparativo Nema D contra Alto Deslizamiento	75
Figura 25. Prensa estopa y sus partes	77
Figura 26. Equipos de superficie de bombeo mecánico	78
Figura 27. Localización del campo llanito	81

Figura 28. Columna estratigráfica, Cuenca del Valle Medio del Magdalena	85
Figura 29. Tipo de fluido del campo Llanito	90
Figura 30. Producción histórica del campo Llanito	92
Figura 31. Metodología para aplicar el método de análisis nodal	97
Figura 32. Metodología para determinar la densidad óptima de perforaciones	103
Figura 33. Ipr del pozo LI-111	105
Figura 34. Curvas Ipr para diferentes densidades de cañoneo, LI-111	105
Figura 35. Incremento del caudal en función de la densidad de perforaciones	106
Figura 36. Metodología para la construcción de la curva de outflow	107
Figura 37. Curva de outflow del pozo LI-111	110
Figura 38. Superposición de las curvas de Inflow y outflow del pozo LI-111	111
Figura 39. Modelo de superficie (red 1), estación nororiental campo Llanito	112
Figura 40. Modelo de superficie (red 2), estación nororiental campo Llanito	113
Figura 41. Modelo de pozo LI-111	114
Figura 42. Entrada de datos de desviación del pozo LI-111	115
Figura 43. Sección de configuración de tubería del pozo LI-111	116
Figura 44. Comparación de modelos de ipr	118
Figura 45. Ventana de datos de yacimiento y modelo de flujo	119
Figura 46. Propiedades de los fluidos del pozo LI-111	120
Figura 47. Selección de la correlación de flujo multifásico	121
Figura 48. Perfiles de presión y temperatura, pozo LI-111	122
Figura 49. Ventana de calibración de las propiedades del fluido	123
Figura 50. Factor volumétrico del aceite, correlación de Standing	124
Figura 51. Calibración del factor volumétrico de formación del aceite	125
Figura 52. Ventana de datos de viscosidad del crudo	126
Figura 53. Calibración de la viscosidad del aceite	127
Figura 54. Calibración de la viscosidad del gas	128
Figura 55. Calibración del factor z del gas	129
Figura 56. Calibración de las correlaciones de flujo, Llanito 111	131
Figura 57. Ventana de análisis nodal en el nodo PMP, pozo LI-111	133

Figura 58. Optimización del diámetro de la tubería de producción	134
Figura 59. Variación de la producción al optimizar el diámetro del tubing	135
Figura 60. Ventana de análisis nodal del nodo en cabeza, pozo LI-111	136
Figura 61. Optimización de la presión de cabeza, pozo LI-111	137
Figura 62. Variación de la producción al optimizar la presión de cabeza	138
Figura 63. Comportamiento de la producción en el separador 1	140
Figura 64. Mejor escenario de optimización de la producción del separador 1	141
Figura 65. Comportamiento de la producción en el separador 2	142
Figura 66. Mejor escenario de optimización de la producción del separador 2	143
Figura 67. Flujo de caja	246
Figura 68. Payback Time	247
Figura 69. Producción Incremental vs. Producción Básica	249

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías	58
Tabla 2. Comportamiento del sistema a diferentes velocidades de bombeo	65
Tabla 3. Modos de bombeo para una unidad convencional	69
Tabla 4. Características del yacimiento del campo Llanito	83
Tabla 5. Descripción columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena	86
Tabla 6. Presiones originales del campo Llanito	93
Tabla 7. Pozos activos pertenecientes a la estación nororiental	98
Tabla 8. Valores de las constantes $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo sobrebalanceado	102
Tabla 9. Valores de las constantes $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo bajobalanceado	102
Tabla 10. Condiciones de operación, pozo LI-111	104
Tabla 11. Datos del pozo LI-111	104
Tabla 12. Data de entrada para realizar el análisis del outflow	108
Tabla 13. Sección de outflow para el pozo LI-111	110
Tabla 14. Condiciones de presión generalizadas del campo Llanito	130
Tabla 15. Condiciones de operación del pozo II-111	130
Tabla 16. Características de la correlación de flujo Duns & Ross	132
Tabla 17. Distribución de pozos por separadores	139
Tabla 18. Comportamiento de la producción en el separador 1	140
Tabla 19. Comportamiento de la producción en el separador 2	142
Tabla 20. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN	235
Tabla 21. Resultados de los trabajos de optimización	239
Tabla 22. Precios del crudo del campo Llanito	239
Tabla 23. Perfil incremental declinado para el primer año	240
Tabla 24. Perfil incremental declinado para el segundo año	241
Tabla 25. Perfil incremental declinado del tercer año	241
Tabla 26. Costos estimados de los servicios contratados	242
Tabla 27. Costos estimados de los servicios realizados por Ecopetrol	243
Tabla 28. Costos totales del trabajo de la campaña de recañoneo	243

Tabla 29. Flujo de caja para la campaña de recañoneo	244
Tabla 30. Resultados financieros	248

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Estados mecánicos de los pozos evaluados	256
Anexo B. Información densidad óptima de perforaciones	286
Anexo C. Información para construcción de curvas outflow	302

## RESUMEN

**TITULO: EVALUACION DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LLANITO UTILIZANDO EL MÉTODO DE ANALISIS NODAL\***

**AUTORES: BAUTISTA CONTRERAS, FAUSTO LEONARDO\*\*  
ROMERO GANDARA, CARLOS ANDRES\***

**PALABRAS CLAVES:** Análisis nodal, IPR, inflow, outflow, Bombeo Mecánico, Campo Llanito, PIPESIM.

### DESCRIPCION

El análisis nodal es una de las técnicas más utilizadas para la optimización de los sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad, y por medio de esta técnica se adecúa la infraestructura para reflejar el verdadero potencial de producción. Este consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

En este proyecto se ha desarrollado una metodología que facilite el estudio del comportamiento de la producción mostrando una secuencia apropiada de pasos a seguir para adecuar de manera exitosa las condiciones óptimas de operación de los pozos utilizando la técnica de análisis nodal, tomando como nodo solución el punto medio de las perforaciones y cabeza de pozo. Esta metodología esta dividida en 6 secciones: 1. Selección de los pozos candidatos; 2. Recopilación y validación de la información; 3. Determinar la densidad óptima de perforaciones 4. Uso del simulador PIPESIM™ para realizar el estudio; 5. Optimización de la producción con el simulador PIPESIM™; y 6. Análisis de resultados.

En este proyecto se aplico el método de análisis nodal a todos los 29 pozos pertenecientes a la Estación Nororiental del campo Llanito con Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, donde se tuvo en cuenta las propiedades de cada uno de estos.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: Calvete Gonzalez, Fernando E.

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF PRODUCCIÓN LLANITO FIELD USING NODAL ANALYSIS METHOD \***

**AUTHORS:** BAUTISTA CONTRERAS, FAUSTO LEONARDO\*\*  
ROMERO GANDARA, CARLOS ANDRES\*\*

**KEYWORDS:** Nodal Analysis, IPR, Inflow, Outflow, Rod Pumping, Llanito Field, PIPESIM™.

### DESCRIPTION

Nodal analysis is one of the techniques used to optimize production systems because of its proven effectiveness and reliability, and through this technique fits the infrastructure to reflect the true production potential. This is basically to detect flow restrictions and assess its impact on the total production capacity of the system.

This project has developed a methodology that facilitates the study of the behavior of production showing proper sequence of steps to successfully adapt the optimal operating conditions of the wells using nodal analysis technique, using as the solution node midpoint of drilling and wellhead. This methodology is divided into six sections: 1. Selection of candidate wells; 2. Data collection and validation of information; 3. Determine the optimum density of perforations; 4. Simulator PIPESIM™ use for the study; 5. Production optimization with the simulator PIPESIM™ and 6. Analysis of results and recommendations.

In this project we applied the method of nodal analysis to all 29 wells belonging to the Northeast Station Llanito field with Artificial Lift System by Rod Pumping, which took into account the properties of each of these.

---

\*Project Degree

\*\*Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: Calvete González, Fernando Enrique

## INTRODUCCION

Las compañías petroleras realizan grandes esfuerzos por agregar valor a sus corporaciones y mejorar así sus resultados financieros. Estos esfuerzos están dirigidos a maximizar la producción diaria de los hidrocarburos y el beneficio neto producto de la venta de los mismos.

Una de las técnicas más utilizadas para la optimización de los sistemas de producción, dada su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el análisis nodal, con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura para reflejar el verdadero potencial de producción. Este consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema.

El Análisis Nodal es una técnica de análisis en la cual a determinados componentes de un sistema de producción, definidos como nodos, se le aplican métodos de balance para evaluar su desempeño y optimizar el funcionamiento del sistema en su totalidad.

Para el Análisis Nodal, un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde la formación hasta superficie, a saber: presión estática del yacimiento, comportamiento de afluencia -curva IPR-, esquemas de completamiento particulares en el pozo, flujo a través del tubing que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad, y flujo a través de estrangulador superficial, líneas superficiales, facilidades de superficie, separador, etc.

Actualmente el área de Llanito tiene una producción de 3295 BOPD, distribuidos en dos estaciones, la Estación Tres que cuenta con 31 pozos activos (8 pozos

del campo Gala y 23 pozos del campo Llanito) que representan una producción de 1550 BOPD; y la Estación Nororiental que tiene 29 pozos activos que aportan una producción aproximada de 1951 BOPD. Todos los pozos tienen como sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.

Con el desarrollo de este proyecto, se quiere realizar un estudio del sistema de producción de todos los pozos pertenecientes a la Estación Nororiental del campo Llanito y sacar conclusiones que beneficien al momento de tomar decisiones.

## 1. MARCO CONCEPTUAL

### 1.1 INTRODUCCION AL ANALISIS NODAL<sup>1</sup>

El Análisis Nodal es una técnica que permite analizar el efecto de cada componente de un sistema de producción facilitando, entre otras cosas, la optimización de la producción.

Para cada combinación de componentes, el análisis nodal permite conocer el comportamiento del sistema, lo cual ayuda a determinar el esquema óptimo a utilizar.

En el contexto de un análisis nodal, el sistema de producción es el conjunto de componentes existentes desde el yacimiento hasta el separador, y a través de los cuales viajan los fluidos de producción durante la explotación del yacimiento. Teóricamente hablando, el análisis permite llevar el estudio hasta el patio de tanques, pero a efectos de la optimización de producción se fija al separador como el punto más aguas abajo del sistema.

El transporte de estos fluidos (petróleo-gas-agua) requiere un suministro de energía, para poder vencer las pérdidas que se generan durante el traslado desde el yacimiento hasta el separador. Estas pérdidas de energía están asociadas a la fricción, al peso de la columna y a ciertos efectos de aceleración. Debe recordarse además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo.

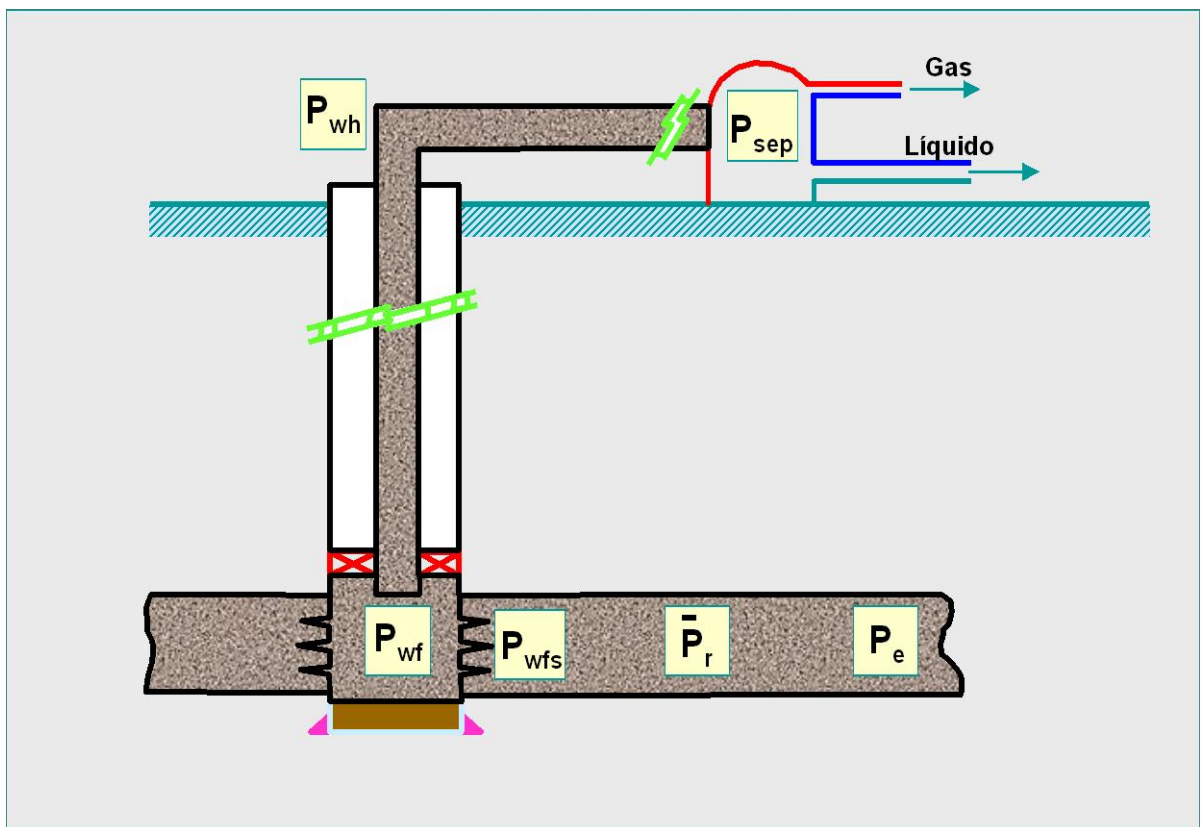
---

<sup>1</sup> Curso de Levantamiento Artificial. Caracas: INTEVEP, 2006.

A medida que esta energía declina, se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador.

**Figura 1. Sistema de producción**



**Fuente.** Schlumberger. Well Performance Manual. 2006.

Esta caída de presión total es la sumatoria del  $\Delta P$  en cada componente. Para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída de presión total en el sistema de producción es constante. Esto se debe a que tanto la presión estática del

yacimiento como la presión de separación son esencialmente constantes en un momento dado de la vida del pozo.

$$\Delta P_{TOTAL} = \bar{P}_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n$$

Generalmente las pérdidas de presión encontradas están asociadas a:

- Flujo en el yacimiento
- Flujo a través de las perforaciones
- Flujo a lo largo del tubing
- Flujo a través del estrangulador (si existe)
- Flujo a lo largo de la línea de flujo

El hecho de que el  $\Delta P$  total sea esencialmente constante, a pesar de que cada componente tenga un  $\Delta P$  variable determina que si existe un componente con un  $\Delta P$  muy alto, el resto de los componentes tendrán un “ $\Delta P$  disponible” bajo, por lo que el caudal a través del sistema de producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “cuello de botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.

## 1.2 PROCESO DE APLICACIÓN DE ANALISIS NODAL

La metodología básica para efectuar un análisis nodal incluye los siguientes pasos:

1. En el sistema seleccionar la ubicación de un nodo o punto de análisis. Este nodo separa al sistema en dos zonas.

- La zona aguas arriba del nodo se denomina INFLOW.
- La zona aguas abajo del nodo se denomina OUTFLOW.

2. En el nodo seleccionado se realiza un balance de presiones, teniendo en cuenta que:

- Caudal que entra = Caudal que sale
- La presión en el nodo es única

Esta metodología permite escribir las siguientes expresiones:

$$\bar{P}_R - \Delta P_{aguas\_arriba} = P_{nodo}$$

$$P_{sep} + \Delta P_{aguas\_abajo} = P_{nodo}$$

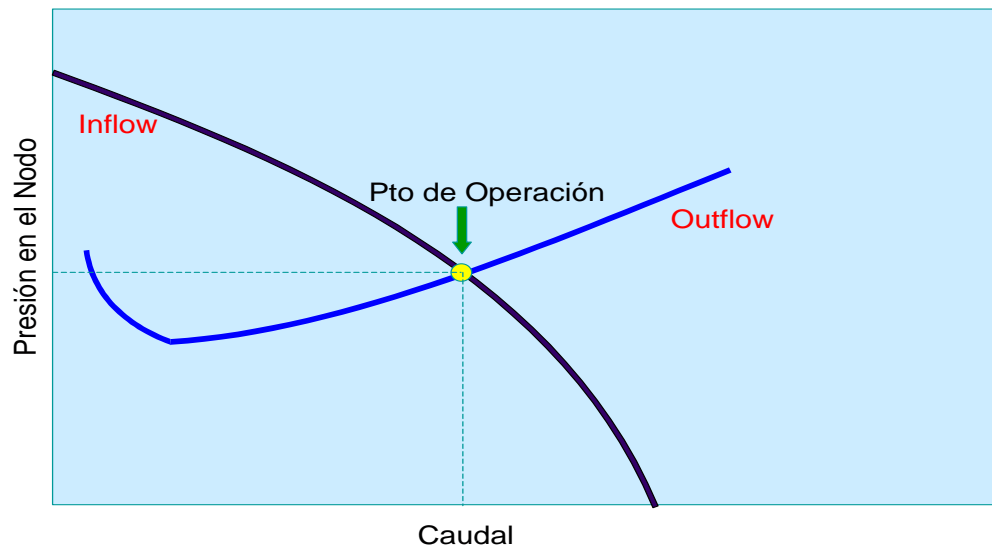
La primera ecuación aplica al sector del sistema de producción que se ha denominado inflow, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo. Por otra parte, la segunda ecuación describe el balance de presión en el outflow, es decir entre el separador y el nodo.

La aplicación de las ecuaciones anteriores requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de cada componente del sistema.

3. Para diversos valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando tanto la ecuación de inflow como la de outflow, y se grafica. Existirá un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan.

Es importante mencionar que las curvas de inflow y outflow no necesariamente se cortan, lo cual no debe interpretarse como un error del análisis nodal, sino que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluiría de manera natural.

**Figura 2. Capacidad de flujo del sistema**



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

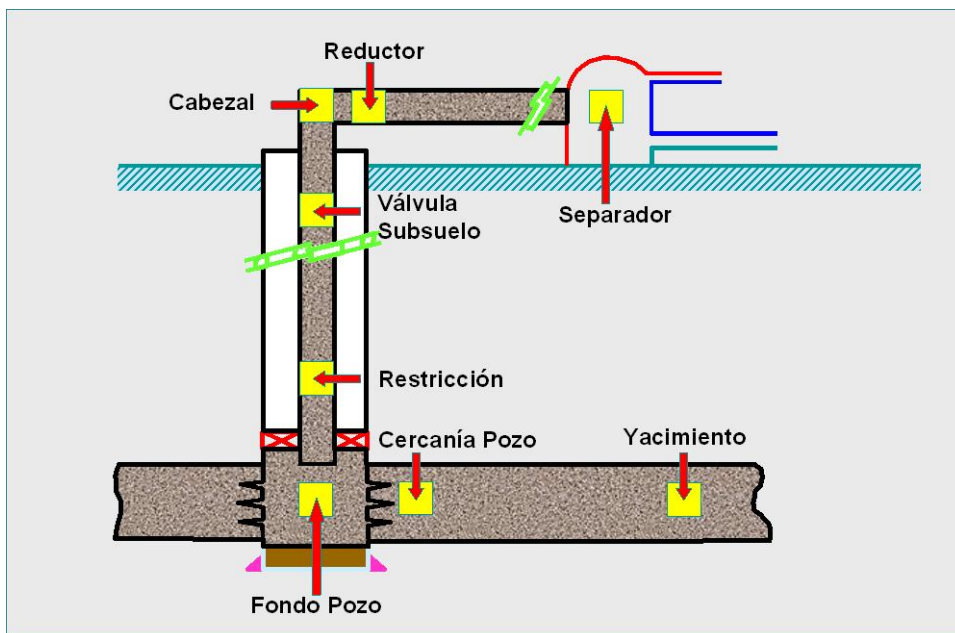
Al realizar un análisis nodal, uno de los aspectos importantes a considerar es la ubicación del nodo. La literatura reporta que existen diversos lugares dentro del sistema donde se puede colocar el nodo:

- Yacimiento
- Cercanía del pozo
- Fondo del pozo
- Cabezal
- Reductor
- Separador

- Restricción
- Válvula de subsuelo

Sin embargo, teóricamente hablando, el nodo puede colocarse estrictamente en cualquier punto del sistema<sup>2</sup>.

**Figura 3. Ubicación de los nodos**



Fuente. Schlumberger. Well Performance Manual. 2006.

### 1.3 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO

El proceso de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio externo de drenaje en el reservorio hasta los tanques donde es almacenado. El sistema consta de 4 componentes identificados con claridad: Reservorio, Completación, Pozo y Línea de Flujo en Superficie. Existe una presión de

<sup>2</sup> BROWN, Kermit and LEA, James. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. 1985.

reservorio de los fluidos en el proceso antes mencionado, que es la presión estática del reservorio,  $P_{ws}$ , y una presión final, que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$ .

El movimiento de los fluidos comienza en el reservorio a una distancia “ $r$ ” del pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , asciende a través de los poros hasta llegar a la cara de arena o radio del pozo “ $r_w$ ”, donde la presión es  $P_{wfs}$ . En este modulo, las pérdidas de energía del fluido en la medida que el camino es de baja capacidad de flujo ( $K_o$ ), presenta restricciones en el ambiente del pozo (daño) y el fluido ofrece resistencia al flujo. Cuanto más grande es el agujero mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo, incrementándose el índice de productividad del pozo. Una vez cruzada los baleos los fluidos entran al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$ . Dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción en las paredes internas de la tubería. En cabeza de pozo la presión resultante es la  $P_{wh}$ .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de la características de los fluidos producidos y especialmente del flujo transportado de tal manera que la capacidad de producción del sistema resulta del balance entre la capacidad de energía de entrada del reservorio y la demanda de energía de la instalación de transportar los fluidos hasta la superficie<sup>3</sup> .

#### **1.4 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA**

A continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución, tomando como principales, nodo en fondo de pozo, nodo en cabeza, nodo en el separador, nodo en el medio poroso, nodo en sargas telescópicas y nodos funcionales.

---

<sup>3</sup> STOISITS, R. “Dynamic Production System Nodal Analysis”. 1982.

**1.4.1 Solución en fondo del pozo.** Es el nodo solución mas usado y esta localizado en el centro del hueco, en el punto medio de las perforaciones. Divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total.

Procedimiento:

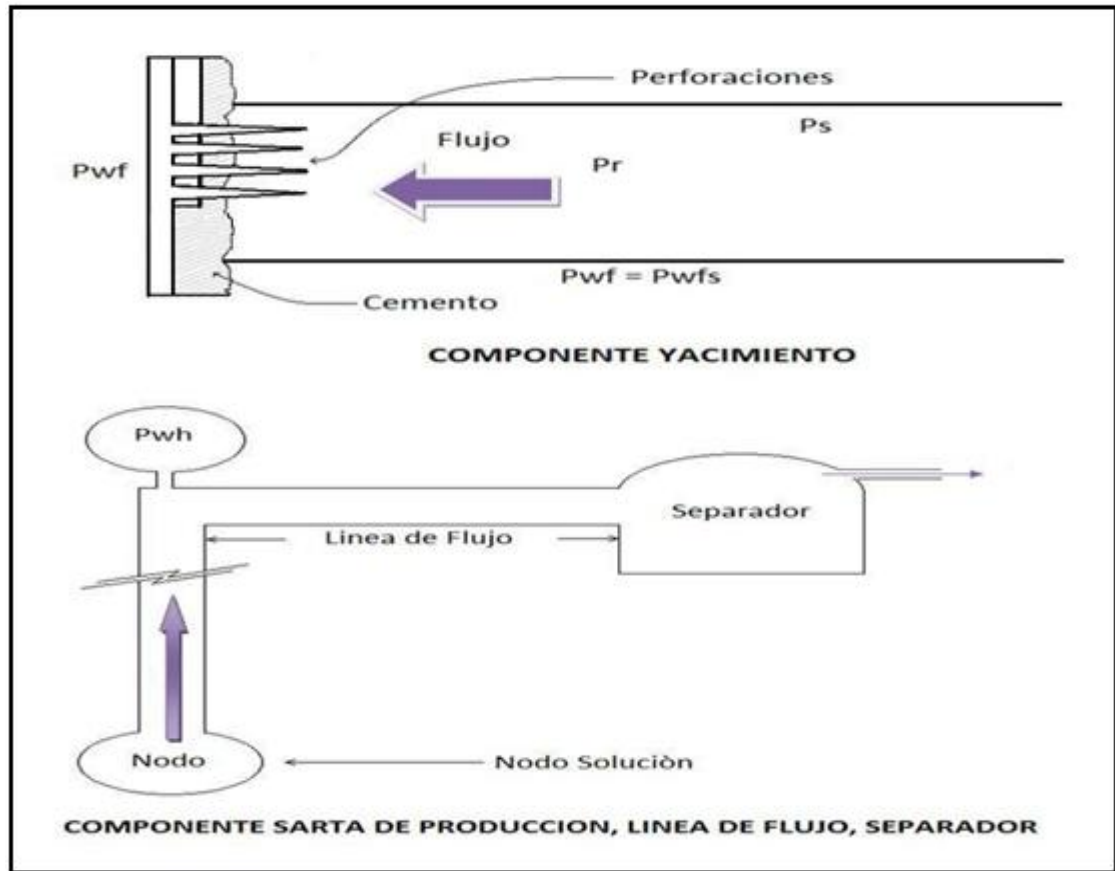
**I.** Construir la curva IPR correspondiente.

**II.** Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada.

**III.** Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.

**IV.** Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

**Figura 4. Nodo solución en el fondo del pozo**



**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yarigüí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

**1.4.2 Solución en cabeza del pozo.** El cabezal del pozo es una de las posiciones preferidas para realizar análisis nodal porque se constituye en el punto medio del sistema de producción y además ofrece la posibilidad física de mediciones para confrontar las predicciones teóricas. Además, el análisis nodal aplicado en pozos con métodos de levantamiento artificial requiere seleccionar el cabezal del pozo como punto de convergencia y análisis.

Este nodo divide el sistema en dos componentes: el downstream que esta conformado por el separador y la línea de flujo; y el upstream que se conforma por el yacimiento y por la sarta de producción.

Procedimiento:

**I.** Suponer varias tasas de flujo.

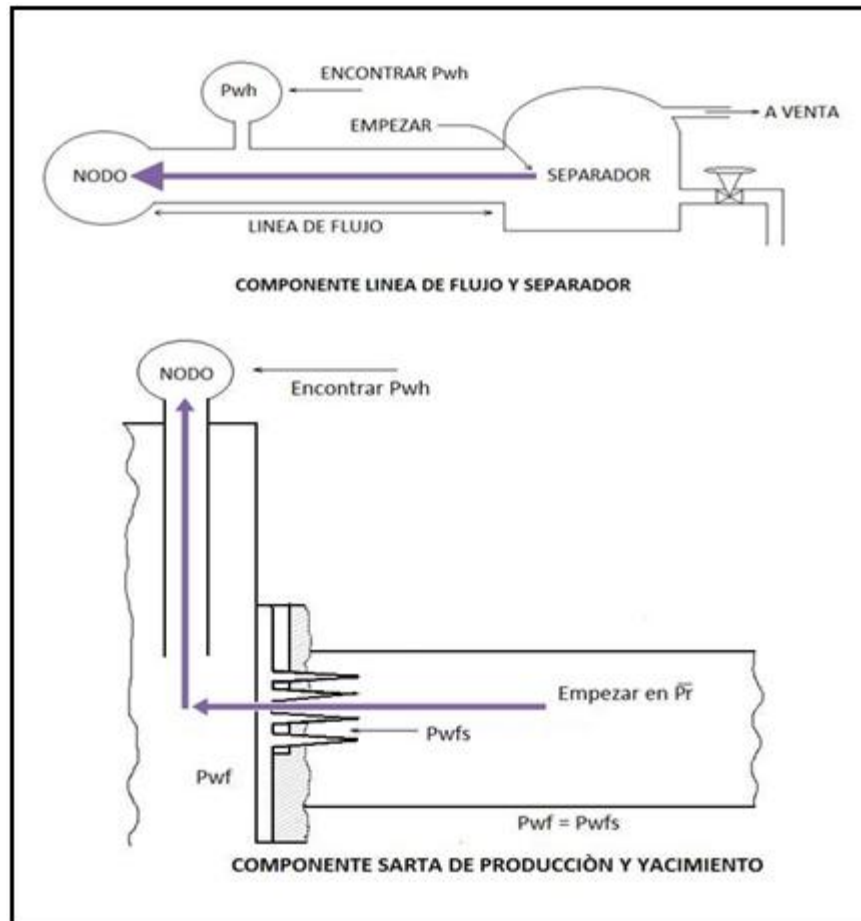
**II.** Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo).

**III.** Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y empezando desde, encontrar las presiones de flujo ( $P_{wf}$ ) correspondientes para producir estas tasas.

**IV.** Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas.

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

**Figura 5. Nodo solución en la cabeza del pozo**



**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yarigüí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

**1.4.3 Solución en el separador.** Comúnmente es una de las posiciones finales del sistema nodal. La presión en este punto generalmente permanece constante ya que por si misma no varía con la tasa. Aunque no es una posición nodal muy utilizada, la presión del separador se vuelve una variable crítica sobre la producción cuando se tiene que controlar para manejar la presión de trabajo de los demás componentes del sistema en superficie o cuando se dispone de volúmenes altos de gas como en el caso de levantamiento con gas.

En general se puede esperar a nivel teórico que una disminución en la presión del separador permita aumentar la tasa de producción, porque la demanda que impone el sistema será menor para un caudal dado; sin embargo, también se ha notado que el efecto sobre el sistema total es pequeño debido a que una disminución de la presión promedio de flujo en una línea de área constante también motiva a que los fluidos se expandan y aumenten su velocidad y por lo tanto aumenta las pérdidas por fricción. Ahora, si la línea posee una inclinación alta, la expansión de los fluidos se permite un real alivio de las pérdidas por disminución de los efectos hidrostáticos.

Es común encontrar situaciones en las cuales fracasa una disminución de la presión del separador como operación propuesta para aumentar la producción debido a que las líneas o tubería de producción actúan como una restricción o la productividad de la formación es baja y entonces en este caso el yacimiento actúa como restricción.

Procedimiento:

**I.** Suponer varias tasas de flujo.

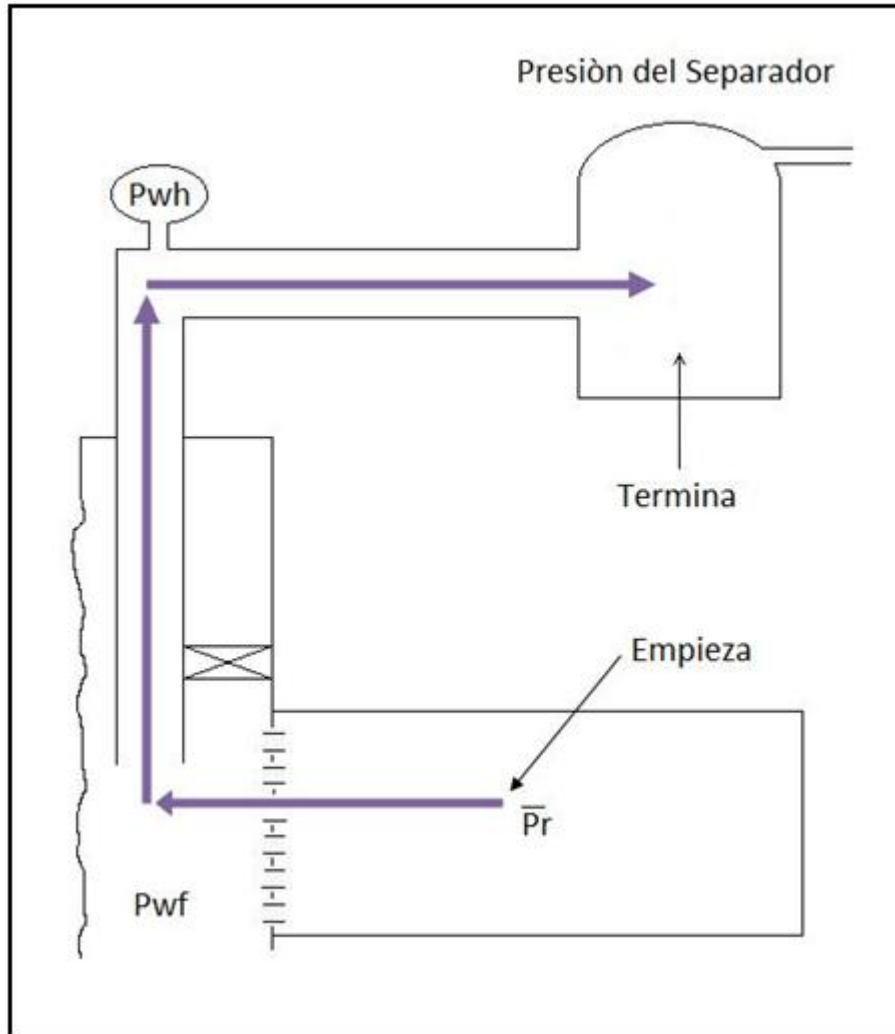
**II.** Empezar por la posición final ( $P_r$ ) y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de las relación de capacidad de afluencia más apropiada.

**III.** Con el valor obtenido de  $P_{wf}$ , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.

**IV.** Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.

V. Representar gráficamente la presión del separador vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.

**Figura 6. Nodo solución en el separador**



**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yariguí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

**1.4.4 Solución en medios porosos.** Este nodo solo nos da la oportunidad de analizar el efecto del cambio de  $P_R$ . Para dar solución a este nodo es necesario iniciar en la posición final que en este caso es la presión del separador, sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a la posición del medio poroso.

Procedimiento:

**I.** Suponer varias tasas de flujo.

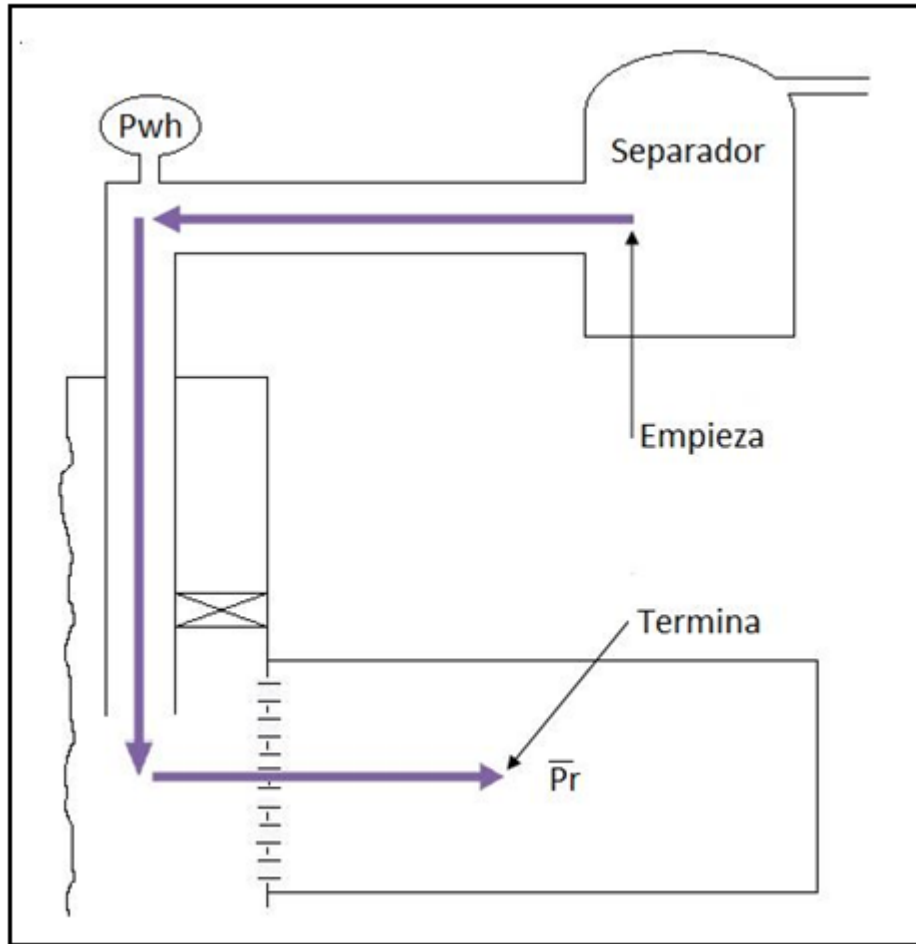
**II.** Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.

**III.** Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas.

**IV.** Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso 3, encontrar los valores de requeridos para cada tasa de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.

**V.** Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

**Figura 7. Nudo solución en el medio poroso**



**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yariguí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

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

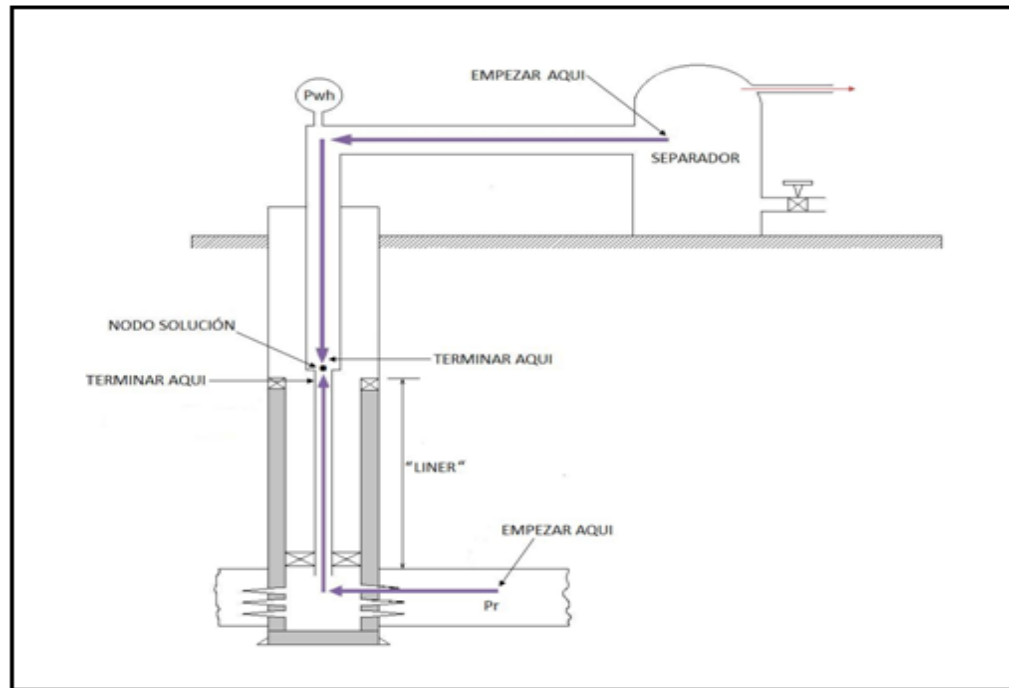
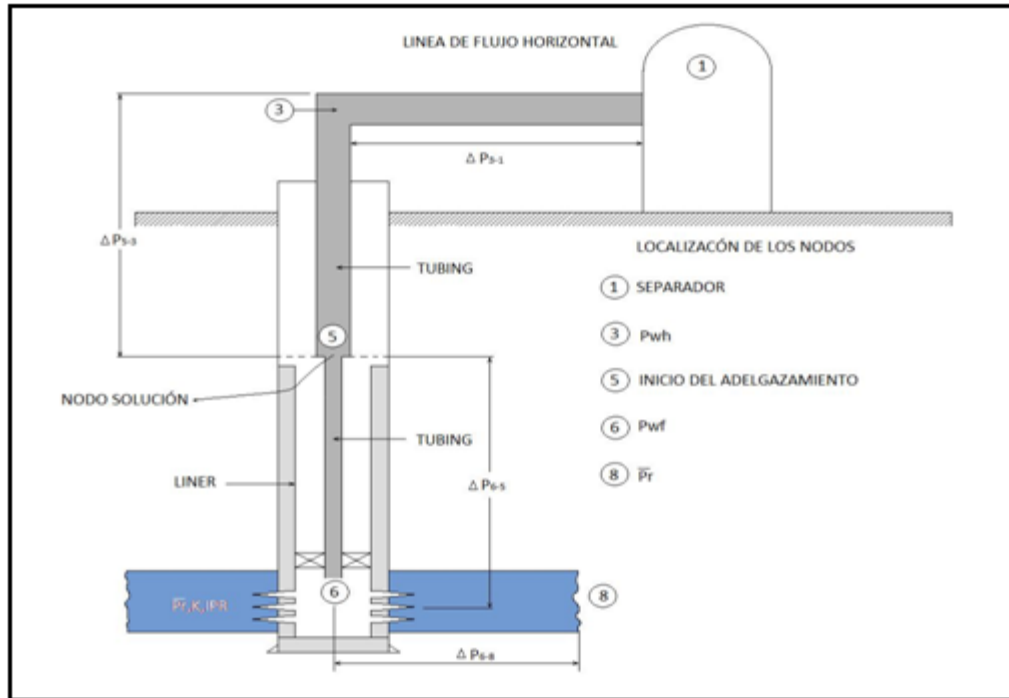
El análisis nodal tomando como posición solución el inicio del adelgazamiento de la sarta, como se observa en la figura 8 permite analizar las posibles variaciones de las diferentes tasas de producción para varios tamaños de tubing, en la parte superior del liner.

La figura 8 representa el recorrido solución iniciándose en cada posición extremo ( $P_{sep}$ ) y convergiendo a la posición del nodo solución.

Procedimiento.

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

**Figura 8. Nodo solución para sartas telescópicas**



**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yariguí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

**1.4.6 Solución en nodos funcionales.** Los controles de flujo se denominan, para efectos del análisis nodal, como nodos funcionales y se caracterizan porque su presencia en el sistema de producción origina pérdidas de presión adicionales, las cuales generalmente se pueden representar o modelar con el uso de una relación matemática casi siempre empírica. Algunos elementos usados y representados como nodos funcionales son: estranguladores de superficie (chokes), válvulas de seguridad, ensamblajes de fondo especiales empleados como completamientos, empaquetamientos de fondo con grava, entre otros.

Una de las técnicas más utilizadas en la industria petrolera para controlar el caudal es reducir el diámetro de la tubería con el uso de un estrangulador de flujo.

• **Nodo solución en el estrangulador de superficie.** El estrangulador es un dispositivo u orificio de tamaño menor de la tubería y cuya función es controlar o regular la producción de un pozo. Se coloca por lo general, en la línea de flujo superficial después del “árbol de navidad”. Puede ser de diámetro fijo y de diámetro ajustable.

La expresión más comúnmente empleada para el cálculo concerniente a flujo multifásico a través de estranguladores fue propuesta por Gilbert:

$$P_{wh} = \frac{435R^{0.546}}{S^{1.89}} \times q$$

Donde:

$P_{wh}$  = Presión de cabeza, psig

$R$  = Relación gas-liquido, Mscf/bl

$Q$  = Tasa de flujo, bl/día

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

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

$P_D$  = Presion de la corriente descendente,  $P_{wh}$  hallada a partir de  $P_{sep}$  y una correlacion de flujo multifasico horizontal.

$P_{wh}$  = Presion de la corriente ascendente calculada a partir de  $P_R$ .

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

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

Para este caso el diferencial de presion disponible en la cabeza del pozo se utiliza para hallar el tamaño del estrangulador y determinar la posible tasa de flujo. La Figura 9 muestra el recorrido para la solucion de este nodo funcional.

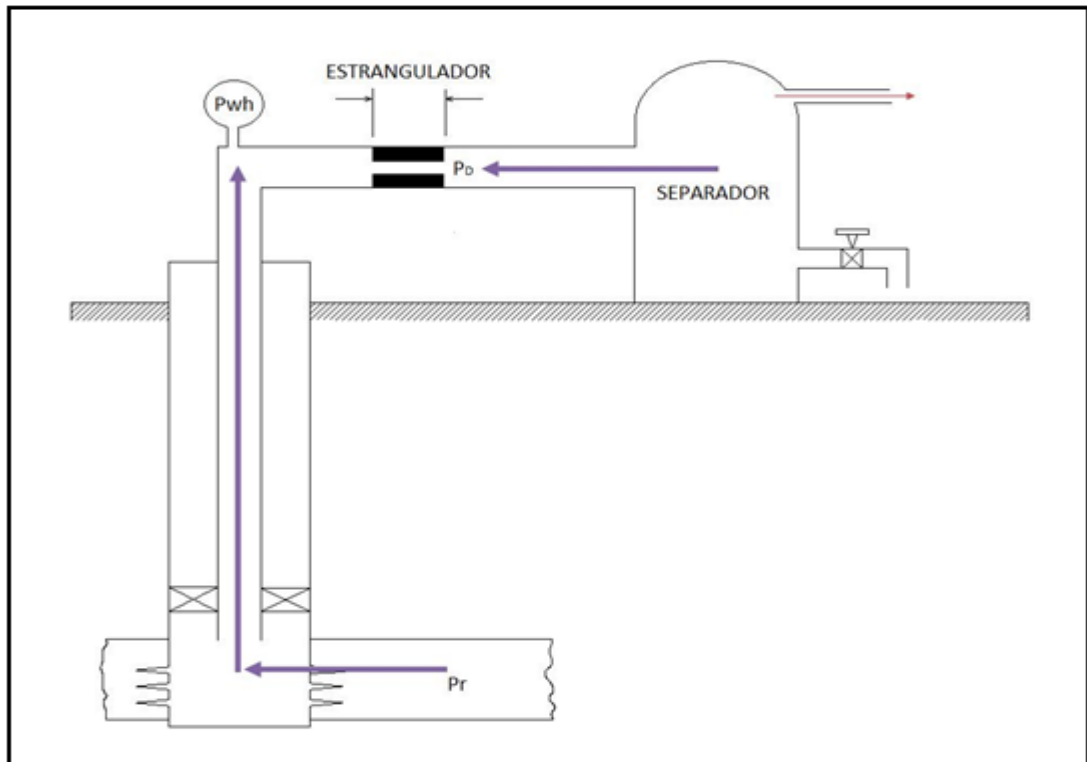
Procedimiento:

- I. Suponer varias tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza requeridas para llevar los fluidos hasta el separador, mediante correlaciones de flujo multifásico horizontal; luego determinar las presiones de cabeza permisible partiendo de la presión promedio del yacimiento empleando correlaciones de flujo multifásico vertical y curvas IPR.
- II. Representar gráficamente las presiones de cabeza calculadas en el paso anterior vs las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presión  $\Delta P$  para estas tasas.
- III. Representar gráficamente los  $\Delta P$  calculados en el paso 2 vs tasa de flujo.

IV. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, determinar las presiones de cabeza correspondientes para cada tasa de flujo supuesta y para diferentes tamaños de estrangulador.

V. Hallar  $\Delta P$  para cada estrangulador, restando  $P_D$  vs  $P_{wh}$  del paso 4 y graficar estos valores vs tasa de flujo en la misma figura del paso 3, obteniendo así el comportamiento del sistema total para diferentes diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.

**Figura 9. Nodo solución en el estrangulador de superficie**

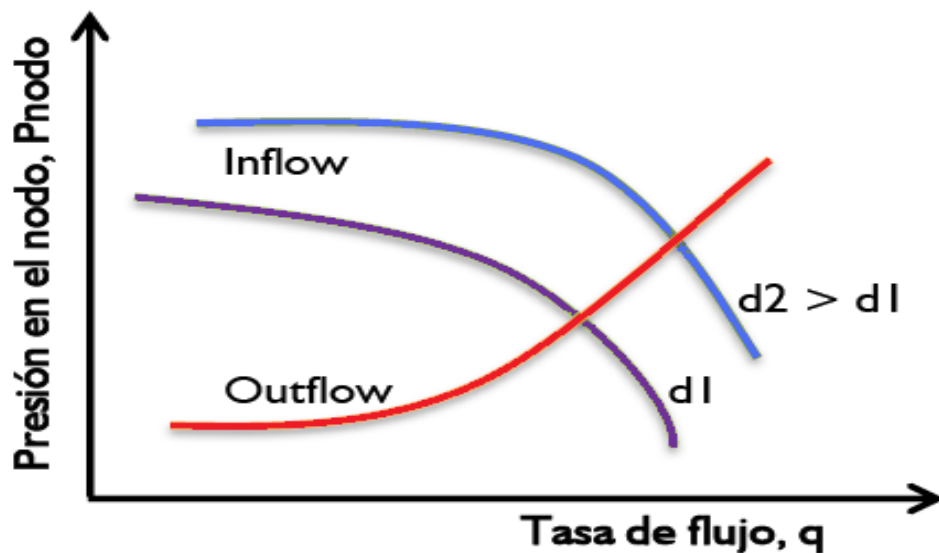


**Fuente.** Modificado de GIL, Javier. Optimización de la Producción de los Pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electro – Sumergible del Campo Yariguí – Cantagallo Utilizando la Técnica de Análisis Nodal.

**1.4.7 Análisis de optimización de la producción.** La optimización de la producción consiste en desarrollar diferentes análisis de las variables involucradas en el proceso y cuantificar el impacto que tiene sobre la producción. Las variables que tienen el impacto más significativo sobre el comportamiento de la producción son las restricciones en el sistema. Las variables que en este proyecto se tendrán en cuenta para optimización son las siguientes:

- **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 un 80% de las pérdidas de presión ocurre en el desplazamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. Una tubería demasiado pequeña restringirá la tasa de producción por las excesivas pérdidas de fricción, mientras que una tubería demasiado grande causará una sobrecarga en el levantamiento de los fluidos. En la siguiente figura se ilustra lo mencionado anteriormente:

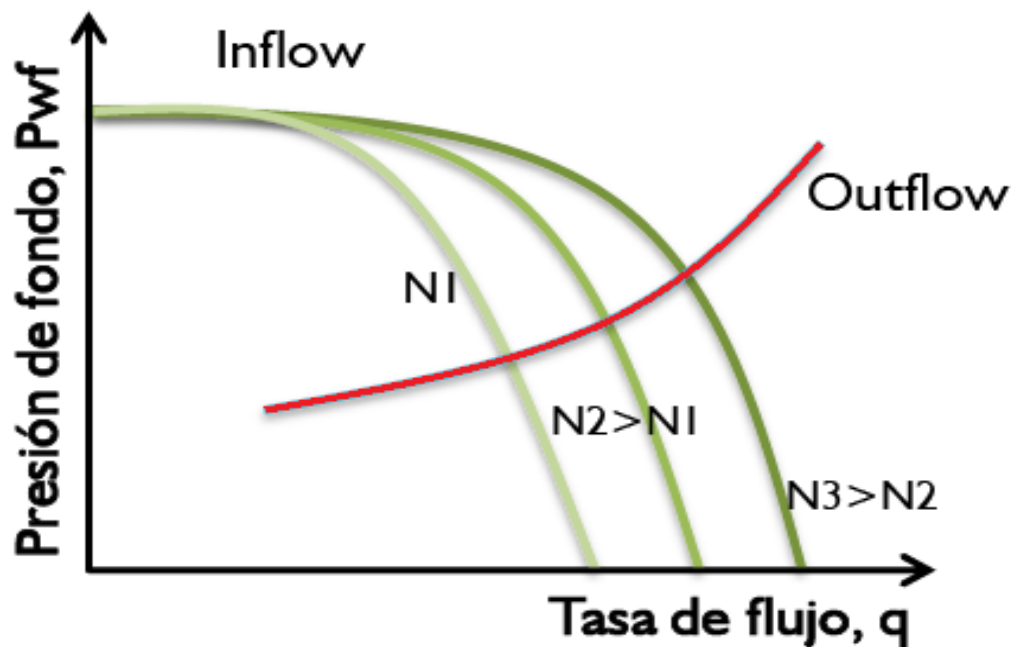
**Figura 10. Efectos en el cambio de diámetro de la tubería de producción**



**Fuente.** Modificado de BEGGS, H. Production Optimization Using Nodal Analysis. 2003.

- **Evaluación del comportamiento del completamiento del pozo.** Otra de las aplicaciones del análisis nodal es la comparación que se puede realizar a varios esquemas del completamiento, como en este caso las densidades de perforación e intervalos cañoneados. Para cada esquema de completamiento o número de perforaciones resultará una curva así:

Figura 11. Efecto de la densidad de las perforaciones

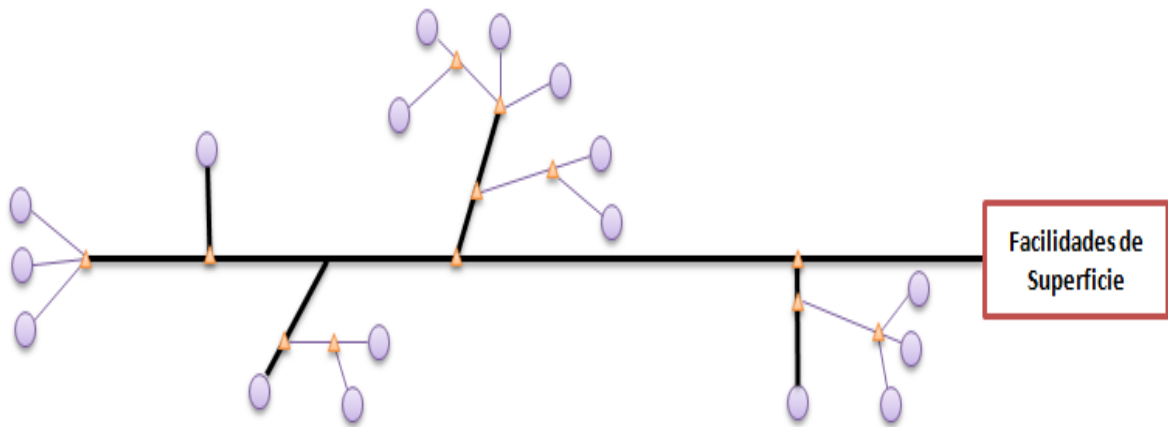


Fuente. Modificado de BEGGS, H. Production Optimization Using Nodal Analysis. 2003.

- **Sistemas de recolección.** Es el conjunto de líneas de superficie que inicia en la cabeza de pozo, transportando hidrocarburos hasta un punto determinado en este caso colector y dependiendo de la estructura de campo los fluidos se pueden descargar a 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 uno de los nodos de la red se encuentra en balance de materia, es decir, la cantidad de masa que entra es la misma masa

que 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.** Modificado de STOISITS, R. Dynamic Production System Nodal Analysis. SPE 24791 Washington, USA. 1995.

## 1.5 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO<sup>4</sup>

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal, o tasa de flujo, dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de aporte de la formación productora. Ésta está representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ( $K_o \cdot h$ ) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad ( $\mu_o$ ). Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a

---

<sup>4</sup> MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. 2008.

producción un pozo. También es necesario describir, en cada uno de ellos, la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente  $P_{wf}$  y la tasa de producción  $Q_o$  que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

El flujo estable es un tipo de flujo donde la presión no cambia con el tiempo. La condición de  $P_e = \text{cte.}$ , supone que la producción de petróleo es compensada por la entrada de nuevo fluido en la periferia de la arena petrolífera ( $r=r_e$ ). Esta condición describe la presencia de acuíferos activos o yacimientos con inyección de fluidos (recuperación secundaria).

Otra condición de flujo es la pseudo-estable, la cual comienza cuando la onda de presión toca la frontera más lejana. En este periodo tanto la presión de fondo fluyente como la tasa de flujo tienden a estabilizarse, debido a que el crudo proviene de todo el volumen de drenaje, la presión del yacimiento va decreciendo por igual en todos los puntos del mismo.

Aplica a pozos que han producido por un tiempo suficiente como para “sentir” el efecto de las fronteras. La condición pseudo-estable supone que no hay flujo a través de las fronteras. Las fronteras pueden ser rocas impermeables o líneas de no-flujo por la existencia de otros pozos activos.

La condición pseudo-estable es la que se adapta mejor a la mayoría de los pozos que existen en nuestros campos petrolíferos. En esta condición, a medida que  $P_e$  declina debe disminuirse la  $P_{wf}$  para mantener la tasa de flujo, dado que la presión en el borde del área de drenaje ( $P_e$ ) no es constante, su valor debe ser conocido para poder estimar la tasa. Sin embargo, la determinación de  $P_e$  para un tiempo cualquiera no es trivial, por lo que se prefiere estimar una presión promedio dentro del volumen de drenaje.

En la práctica  $P_R$  suele estimarse a partir de datos de Build Up tomados para cada pozo. Existen diversas técnicas para estimar este valor, y el lector interesado debe profundizar en literatura asociada a pruebas de presión de pozos.

Con estas consideraciones, la Ley de Darcy puede escribirse como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \text{Ln} (0.472 r_e / r_w)}$$

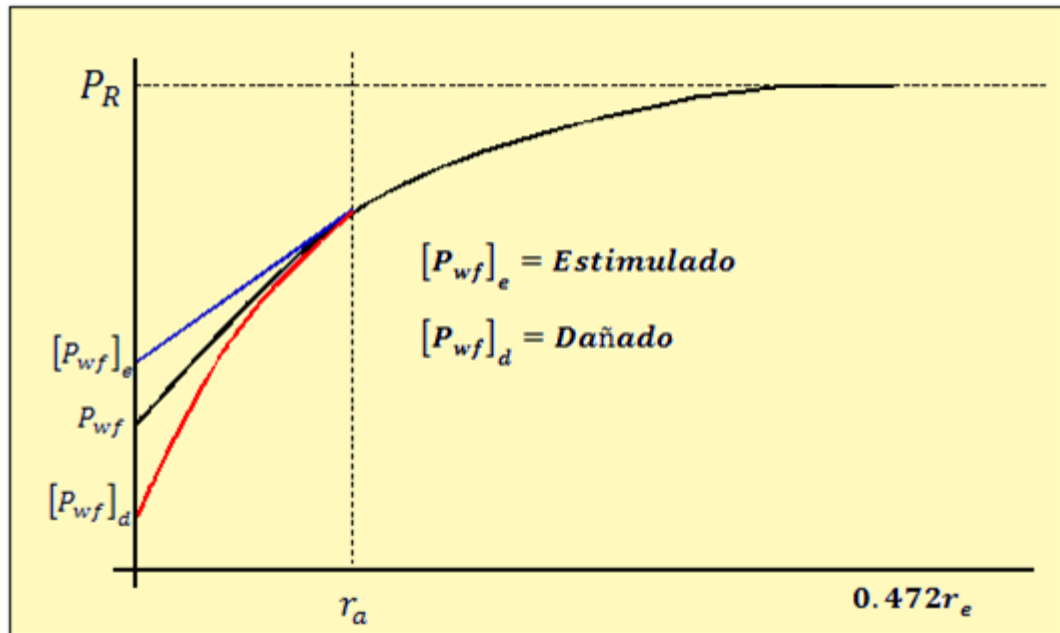
La ecuación de Darcy expresada de esta forma todavía incorpora 3 suposiciones que restringen su aplicabilidad en todos los pozos productores:

- Permeabilidad constante
- Flujo monofásico laminar
- Área de drenaje circular

A continuación se discute cómo se pueden obviar esas limitaciones de la ecuación:

La permeabilidad absoluta de la arena ( $k$ ) puede estar afectada en forma de estimulación o daño. Ejemplos de estimulación son el fracturamiento y la acidificación, mientras que el cañoneo y la invasión de finos ilustran algunos de los casos que conllevan un daño asociado.

Figura 13. Análisis del factor daño



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

Generalmente, cualquier cambio de permeabilidad en la arena productora puede introducirse adecuadamente en la ecuación de Darcy utilizando un concepto desarrollado hace varias décadas, denominado “Skin Factor”.

El “Skin Factor” es una aproximación desarrollada por Hurst & Everdingen en el año 1953, y es utilizada para tomar en cuenta las desviaciones que presenta el flujo real (el flujo presente dentro del medio poroso) con respecto a los modelos ideales, que suelen incorporar premisas que no necesariamente reflejan las condiciones de flujo.

El Skin factor es una forma adimensional de la caída de presión que ocurre en el pozo (o en su cercanía) debido al comportamiento no-ideal del flujo. El Skin factor generalmente se denota como:

$$S = S' + Dq$$

Donde:

S'= Skin factor, debido al cambio de la permeabilidad y a otros factores geométricos del sistema que pueden perturbar en forma indeseable al flujo.

D= coeficiente de turbulencia.























En la práctica, existen una serie de factores que ocurren en los pozos, los cuales hacen que no exista un flujo ideal sino real. Dentro de esos factores se pueden destacar:

- Daño a la formación
- Completación o perforación limitada del intervalo productor
- Efectos de perforación
- Flujo de alta velocidad (turbulencia)
- Mecanismos o dispositivos para control de arena, etc.

De esta forma, la inclusión del skin factor en la ecuación de Darcy permite tomar en cuenta la variabilidad de la permeabilidad y los efectos no-laminares del flujo.

Otra de las premisas incorporadas al desarrollo de la Ley de Darcy es que el pozo se encuentra ubicado en el centro de un yacimiento cuya área de drenaje es circular. En la práctica esto no necesariamente se cumple, por lo que para tomar en cuenta que el área de drenaje puede tener otra forma, el término  $0.472r_e/r_w$  se puede escribir en forma general como  $0.472X$ , donde el valor de X va modificándose dependiendo de la geometría del área de drenaje asociada al pozo bajo estudio:

Figura 14. Factores “X” de Mathews y Russel

SISTEMA	X	SISTEMA	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$

Fuente. MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. 2008.

Una vez incorporados todos estos factores de forma (desarrollados por Odeh), la ecuación de Darcy puede escribirse de manera generalizada como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o B_o [Ln(0.472X) + S]}$$

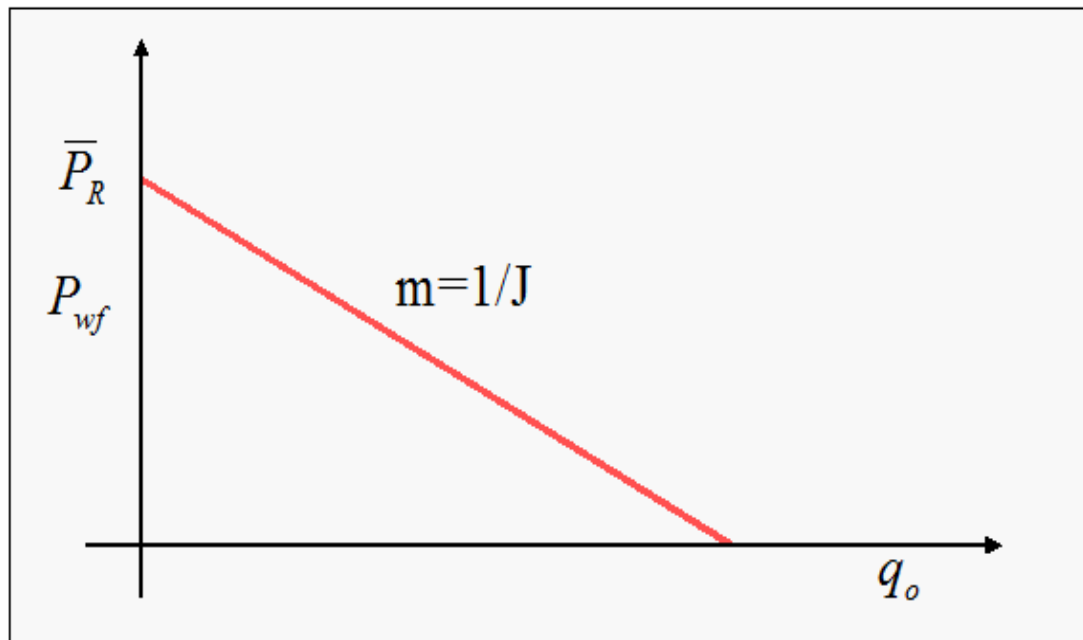
Es importante mencionar que la literatura reporta diversos trabajos referentes a cálculos de factores de forma, siendo Odeh solo uno de ellos. Se sugiere al lector consultar otros investigadores para analizar las fortalezas y debilidades de cada modelo, y poder decidir sobre su aplicación.

**1.5.1 Índice de Productividad (IP).** El índice de productividad es un parámetro muy importante en la descripción del comportamiento de afluencia, y ampliamente utilizado en la industria petrolera mundial. Está definido por la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}}$$

Es decir, el índice de productividad es el cociente entre la tasa de producción y el diferencial de presión que ocurre en la arena productora. Si se utilizan valores promedio para la función de presión (por los motivos anteriormente citados), y se construye una gráfica de Presión versus Caudal se obtendrá un comportamiento lineal como el que se muestra a continuación:

**Figura 15. Representación gráfica del índice de productividad**



**Fuente.** HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2009.

Como puede observarse en la gráfica anterior, bajo estas condiciones el índice de productividad es constante, y representa el inverso de la pendiente de la recta anterior.

**1.5.2 Concepto IPR.** Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resulto de la suposición de que el IPR era una línea recta. Este se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. Gilbert realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto solo se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su  $P_{wf}$  estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción.

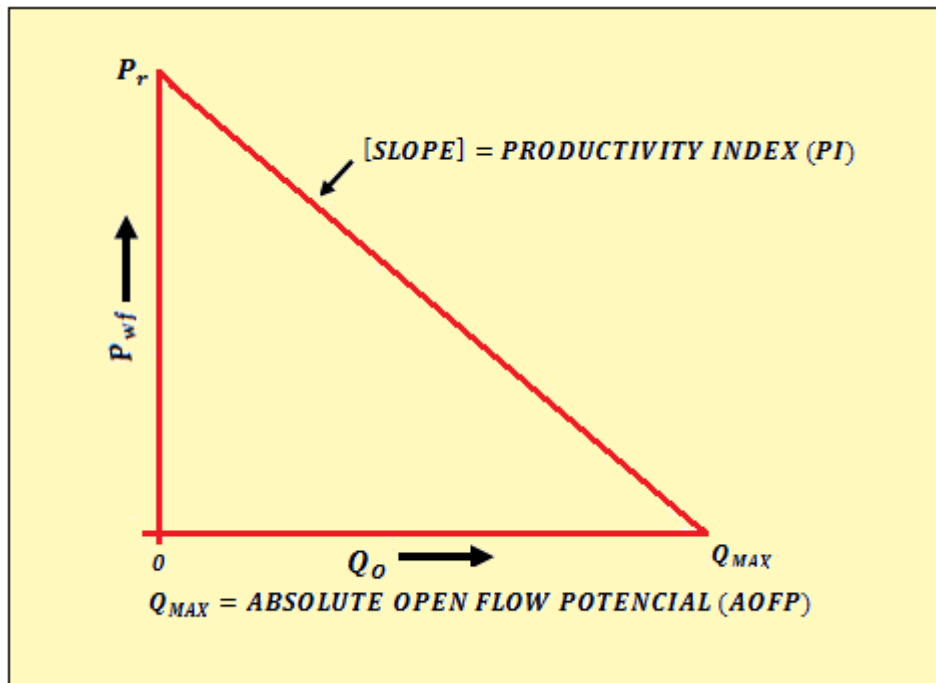
Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas de aceite y del agua. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedio del yacimiento y la presión atmosférica<sup>5</sup>.

El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como la presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo ( $Q_{max}$ ), mientras que el caudal a la presión promedio del yacimiento en fondo, es siempre cero. Una relación de performance de influjo típica IPR es la presentada en la siguiente figura:

---

<sup>5</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2009.

**Figura 16. Inflow performance relationship**



**Fuente.** HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008.

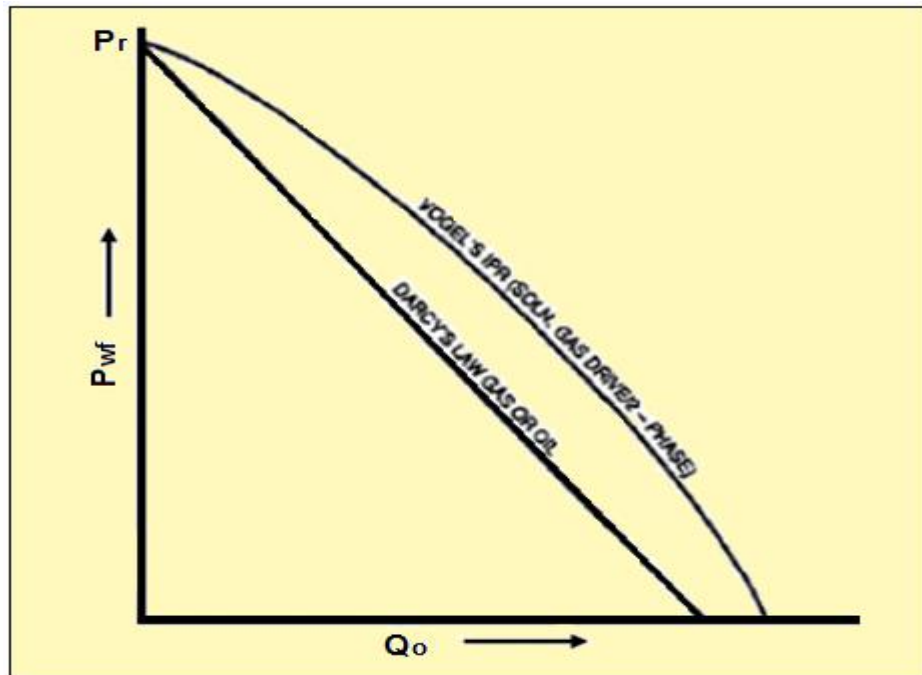
**1.5.3 Método de Vogel.** En el caso del flujo bifásico, donde la presión promedio del yacimiento esta por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel. Esta ecuación es:

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

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo ( $Q_{max}$ ), como así también la presión promedio del yacimiento ( $P_{estática}$ ) y el caudal ( $Q_o$ ) a la correspondiente presión dinámica.

Para cualquier caso, se necesita realizar un ensayo de recupero de presión (Build Up) para conocer  $P_R$  y también se debe realizar un ensayo de flujo por orificio calibrado, para conocer el caudal entregado por la formación.

Figura 17. Ipr para flujo bifásico



Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008.

**1.5.4 Método de Vogel compuesto.** El IPR compuesto es una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento están por encima de la presión del punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR se utiliza particularmente cuando la presión del yacimiento  $P_R$  está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo  $P_{wf}$  está por debajo.

Por lo tanto,

✓ Para  $P_{wf} \geq P_b$

$$q_o = PI(P_r - P_{wf})$$

✓ Y para  $P_{wf} \leq P_b$

$$q_o = \left( q_b + \left( \frac{PI \times P_b}{1.8} \right) \right) \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

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

**1.5.5 Método de Fetkovich.** Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de inlfujos similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

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

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo "fitting of multipoint". La evaluación de los ensayos de pozo y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich.

El exponente "n" fue encontrado que existen casos de entre 0.5 y 1.0, tanto para pozos de gas como para de petróleo. Una "n" menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente "C" representa el índice de productividad del yacimiento. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementan.

## 1.6 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásico es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.<sup>6</sup>

**1.6.1 Flujo vertical.** Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que ello tiene para la industria petrolera.

Las correlaciones desarrolladas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a las de su deducción. Los factores mas importantes tomados en cuenta son el calculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrampamiento de liquido (Hold Up), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros. A continuación los tipos de flujo en tubería vertical.

- **Flujo burbuja.** Conforme el líquido sube por la tubería de producción, se empiezan a formar burbujas y disminuyen la presión. Las burbujas de gas se dispersan en un medio de líquido continuo.

- **Flujo tapón.** Se llega a una etapa en la cual estas grandes burbujas casi son el diámetro de la tubería de producción, de tal manera que el régimen de flujo ha llegado a ser tal que los baches de aceite que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre si por bolsas de gas que ocupan toda la sección

---

<sup>6</sup> CARREON, Roberto, URBALEJO, Francisco. Diseño Conceptual de la Infraestructura de Explotación del Campo Costero. 2002.

transversal de la tubería de producción, excepto por una película de aceite que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería.

- **Flujo anular.** Las bolsas de gas pueden aumentar de tamaño y expandirse a tal grado que logren atravesar los baches del aceite más viscoso, con el resultado de que el gas forma una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotitas de aceite en ella. A lo largo de las paredes de la tubería existe una película de aceite que se mueve hacia arriba.

- **Flujo tipo niebla.** Al seguir bajando la presión, se tienen como resultado el incremento del volumen de gas, lo que da lugar a una película de aceite cada vez mas delgada hasta que desaparece y el régimen de flujo llega a ser flujo de niebla.

**1.6.2 Flujo horizontal.** Las caídas de presión de flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujo monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interface que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Diversos investigadores (ver Tabla 1) han desarrollado correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales y horizontales, basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas-líquido.

Mediante el uso de estas correlaciones de flujo multifásico en tuberías, es posible determinar la habilidad que tiene un pozo de extraer fluidos del yacimiento.

**Tabla 1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías**

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de Tubería	Fluido
<b>Flujo Vertical</b>				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5 pg	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 pg	Gas y condensado
<b>Flujo Horizontal</b>				
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 a 1.1017 pg	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 pg	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
<b>Flujo Inclinado</b>				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

**Fuente.** CARREON, Roberto, URBALEJO, Francisco. Diseño Conceptual de la Infraestructura de Explotación del Campo Costero. 2002.

No existe una correlación que sea la más adecuada para utilizarla en todas las aplicaciones. Cuando se utiliza algún modelo, se debe examinar la clase de sistemas en las cuales esta basado, es decir, si el modelo y los datos que lo soportan son compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Por ejemplo, algunas correlaciones están basadas en datos para tuberías horizontales de diámetro pequeño. Su aplicación es limitada para tuberías de diámetro mayor con perfiles topográficos que presenten diferencias de nivel con respecto a un plano de referencia.

La aplicación de las correlaciones de flujo multifásico para predecir las pérdidas de presión en las tuberías es muy importante, y algunos de sus casos son:

- **Flujo Natural.** Cuando los fluidos son producidos por la formación entran al Tubing y luego fluyen horizontalmente por la línea de flujo de superficie, disipando gran parte de su energía. Para prolongar la vida de flujo natural del pozo es necesario minimizarlas pérdidas de energía haciendo un correcto diseño de las sartas de flujo.

- **Comportamiento en pozos de muy poco diámetro.** Para minimizar los costos algunas veces se instalan casing de tamaño mínimo entonces este limita el tamaño máximo del tubing, por lo cual, conociendo el mecanismo de producción y el porte de agua, con las ecuaciones de flujo multifásico puede hallar la tasa máxima de flujo a través del tubing dado.

- **Pozos de gas con agua.** Los cálculos de pérdidas de presión deben ser bien hallados para calcular la óptima sarta de producción.

- **Instalaciones de levantamiento artificial.** La pérdida de presión de un líquido fluyendo en tubería vertical, se necesita para el diseño óptimo de la mayoría de las instalaciones de levantamiento artificial. el buen conocimiento de esas pérdidas de presión es muy importante para el diseño de gas lift, para poder inyectar la cantidad adecuada de gas; también es importante en las instalaciones de levantamiento artificial donde la bomba debe ser asentada lejos del fondo en pozos con alto GOR y poder calcular las pérdidas en la sección vertical debajo de la bomba.

- **Sistemas de recolección o baterías.** Las mezclas de aceite-agua-gas deben ser transportadas desde, en algunos casos, largas distancias (pozo a la batería), por lo tanto, se deben hacer una correcta correlación de flujo horizontal para

diseñar el correcto tamaño de la tubería, para prevenir las altas pérdidas de presión en el sistema. También desde la batería la mezcla de fluidos deben ser enviados a las bombas o tanques.

- **Línea de flujo de superficie.** El dimensionamiento de las líneas de flujo de superficie es extremadamente importante para poder diseñar la máxima producción permisible. El tamaño de la línea de flujo de superficie desde la cabeza del pozo hasta el separador, combinada con la presión del separador, establece la presión de cabeza fluyendo. La FWHP controla la FBHP, la cual a su vez controla la capacidad de producción del pozo.

- **Línea de gas.** Se debe calcular las pérdidas de presión para dimensionar las líneas de gas, en especial cuando se inyecta glicol o cualquier otro químico para evitar o prevenir el congelamiento.

- **Diseños de tubing en pozos desviados.** Estas correlaciones se están usando mucho para diseñar sartas en pozos off-shore.

- **Diseño de tubería de superficie para flujo inclinado.** Se usa cuando entre el pozo y la estación el terreno es montañoso.

- **Diseño de intercambiadores de calor.** En refinerías y plantas químicas la mezcla de dos fases de las fracciones de petróleo circulan, algunas veces, a través de intercambiadores de calor, entonces el diseño de estos involucra correlaciones de caída de presión de dos fases.

- **Diseño de líneas de condensado.** Mezclas de vapores parcialmente condensados fluyendo a través de líneas de condensado, son flujo de dos fases (para plantas de vapor y refrigeración). El diseño de estas líneas debe tener en cuenta la pérdida de presión adicional causada por la existencia de la fase líquida.

## **1.7 ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO<sup>7</sup>**

El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El objetivo de un buen diseño en levantamiento artificial es lograr un sistema económicamente rentable, que logre el mayor Valor Presente Neto (VPN) considerando los costos asociados a la producción del pozo.

El Análisis nodal es una técnica que ha sido ampliamente usada para el diseño de nuevos pozos, la cual permite analizar el efecto de cada componente de un sistema de producción facilitando, entre otras cosas, la optimización de la producción y el dimensionamiento de los equipos de subsuelo y superficie.

La utilización de este método para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más difícil que para pozos fluyendo naturalmente, pero al mismo tiempo ofrece ventajas y posibilidades de mejorar el sistema. En métodos de levantamiento artificial por bombeo los nodos de mayor interés durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba.

El objetivo principal del análisis nodal aplicado a un sistema de levantamiento artificial, es conocer el punto de operación de este, en donde se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción hasta la superficie.

---

<sup>7</sup> Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. PDVSA, 2001.

En el caso del bombeo mecánico, el sistema puede considerarse compuesto por los siguientes elementos principales:

- El yacimiento,
- El pozo, incluyendo los componentes y elementos de este tipo de levantamiento ubicados en el fondo del pozo, y
- La línea de flujo, la cual incluye separadores y tanques de almacenamiento.

Los nodos entre los elementos principales del sistema por bombeo mecánico son los siguientes:

- ✓ El tope de las perforaciones, es el nodo común entre el yacimiento y el pozo
- ✓ El cabezal del pozo, el cual es el nodo común entre el pozo y la línea de flujo.

A su vez, el sistema puede tener más divisiones unidos por nodos, el número de estas divisiones no tiene limitación, pueden estar tan lejos o tan cerca como se quiera, con tal que sea posible establecer entre ellas la correspondiente relación flujo-presión.

La relación de presión a lo largo del sistema puede ser escrita de la siguiente manera:

$$P_{Yac} - \Delta P_{nodoA} - \Delta P_{nodoC} + \Delta P_{bomba} - \Delta P_{nodoD} - \Delta P_{LF} - P_{Sep} = 0$$

Donde

$P_{Yac}$  = Presión de yacimiento

$\Delta P_{nodoA}$  =  $\Delta P$  del nodo ubicado entre el yacimiento y el tope de las perforaciones

$\Delta P_{nodoC}$  =  $\Delta P$  del nodo entre el tope de las perforaciones y la entrada de la bomba

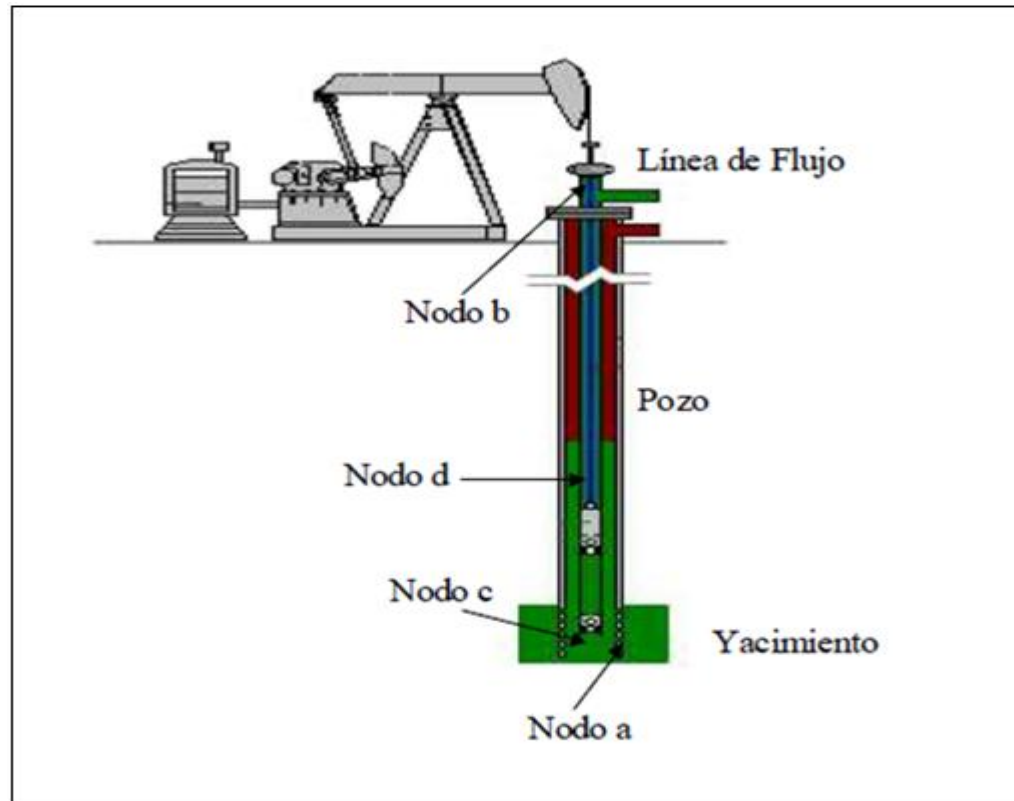
$\Delta P_{bomba}$  = Presión diferencial originado por la bomba

$\Delta P_{\text{nodoD}} = \Delta P$  del nodo ubicado entre la descarga de la bomba y cabeza de pozo

$\Delta P_{\text{LF}} = \Delta P$  del nodo ubicado entre el cabezal del pozo y el separador

$P_{\text{Sep}}$  = Presión del separador

**Figura 18. Ubicación de nodos en un sistema de bombeo mecánico**

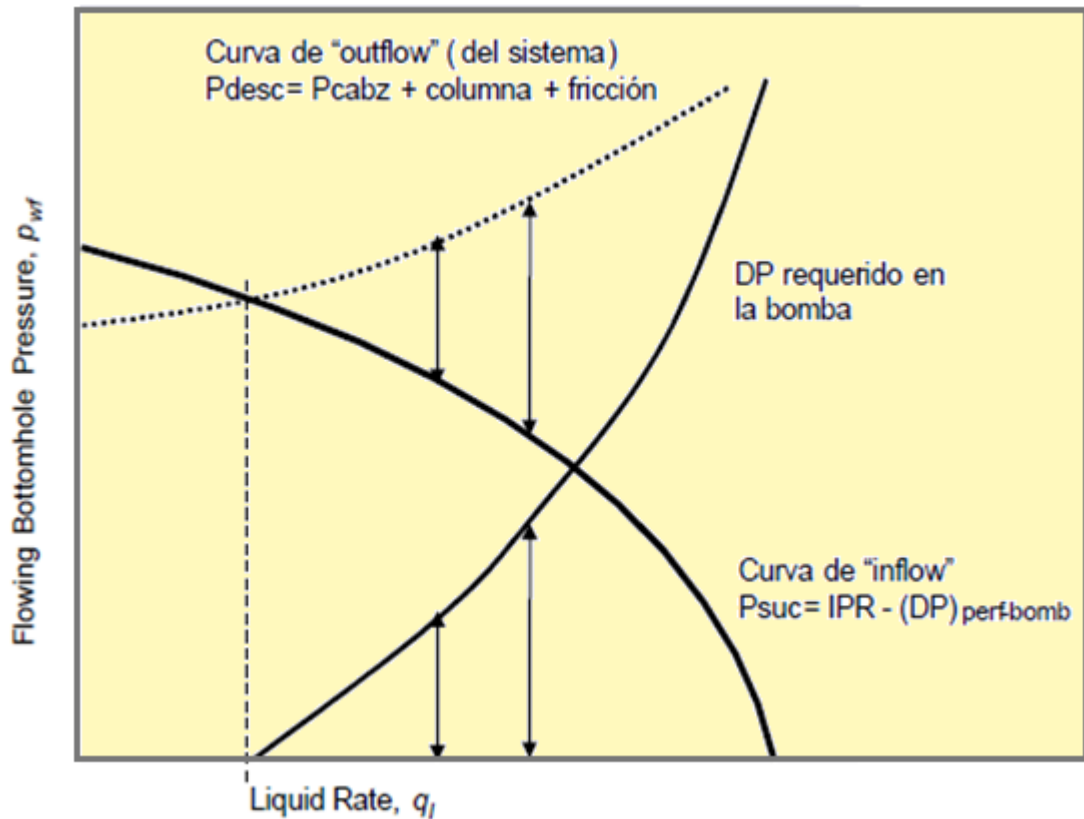


**Fuente.** PDVSA. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. 2001.

Uno de los componentes principales del análisis total del sistema, es la presión en las perforaciones o presión de fondo fluyente. Para obtener la presión en este punto, se recurre al estudio del comportamiento de afluencia de un pozo, IPR ("Inflow Performance Relationship"), el cual, cubre la región del yacimiento al fondo del pozo. Para completar el análisis, se cuentan con las ecuaciones de gradiente de presión en las tuberías.

Para visualizar el análisis, se realiza un gráfico de presión del nodo vs la tasa de flujo de las curvas de influjo y eflujo, esto con la finalidad de conseguir el punto de operación del sistema, que es exactamente la intersección entre estas dos curvas, tal y como se observa en la siguiente figura:

**Figura 19. Análisis nodal en bombeo mecánico**



**Fuente.** Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. PDVSA, 2001.

Para analizar el efecto del cambio de configuración (velocidad de bombeo, diámetro del pistón, longitud de carrera, etc.) en la capacidad de producción se deben generar nuevas curvas de eflujo. Este método puede ser usado para diagnóstico de sistema, o también para la optimización del diseño.

A continuación se presenta un ejemplo de esta aplicación. En la figura 20 se observa una curva de afluencia de un pozo, que tiene una presión estática o de yacimiento de 600 psi, con un caudal máximo de aproximadamente 25 barriles netos por día, en el se observan cuatro curvas de eflujo (“outflow”), que representan el comportamiento del sistema a cuatro velocidades de bombeo diferentes (5, 6, 7 y 8 carreras por minuto). Los puntos de operación para cada configuración se muestran en la intersección de cada una de las curvas de eflujo con la curva de influjo del pozo, en este caso se tendría lo siguiente:

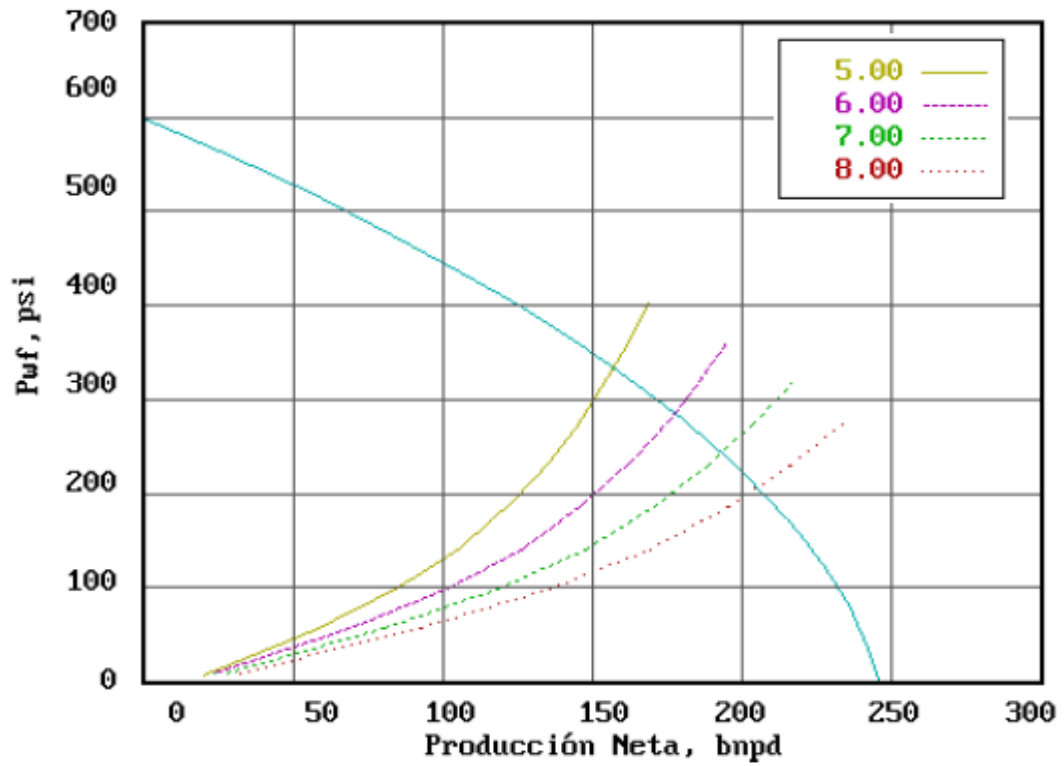
**Tabla 2. Comportamiento del sistema a diferentes velocidades de bombeo**

Carrera de bombeo (cpm)	Presión de fondo fluyente (psi)	Producción neta (bnpd)
5	334	157
6	286	178
7	243	193
8	206	205

**Fuente.** PDVSA. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. 2001.

En donde se observa el aumento de la producción y la disminución de la presión de fondo fluyendo a medida que aumenta la velocidad de bombeo. En la tabla anterior se ilustra lo explicado anteriormente, se observa por ejemplo, que para una carrera de bombeo de 5 cpm, la presión de fondo fluyendo corresponde a 334 psi y la producción 5 bnpd; y para una carrearera de 8 cpm la presión de fondo fluyendo es 206 psi y la tasa de flujo es 205 bnpd.

**Figura 20. Análisis nodal con sensibilidad a la velocidad de bombeo (cpm)**



**Fuente.** PDVSA. Diseño de instalaciones de levantamiento por bombeo mecánico. 2001.

Como ya se dijo anteriormente, para pozos asistidos por bombeo mecánico se sugiere utilizar como nodo para el análisis, la posición de entrada a la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el inflow y el outflow del pozo. Considerando como nodo la posición de entrada a la bomba, y el pozo sujeto a flujo en dos fases se tiene:

✓ INFLOW:

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

✓ OUTFLOW

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

Donde:

$\Delta P_{res}$  : Drawdown del yacimiento

$P_{wh}$  : Presión en el cabezal del pozo, psi

$\Delta P_{ft}$  : Caída de presión por fricción, varillas y tubería, psi

$F_o$  : Carga de fluidos, lbs

$A_p$  : Sección transversal del pistón, in<sup>2</sup>

$P_{wf}$  : Presión en el fondo del pozo, psi

El Inflow se calcula por medio de la ecuación de Vogel o cualquier otro método para hallar el IP y también el IPR que aplique para el caso, mientras que el Outflow requiere establecer correlaciones por medio de la información de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia con la tasa de flujo. La solución óptima del sistema es obtenida al interceptar las curvas Inflow y Outflow.

La información de las mediciones físicas de pruebas realizadas al pozo comprende:

- Caudal,  $Q_o$  (STB/d)
- Presión en cabeza,  $P_{wh}$  (psi)
- GOR
- Niple de asentamiento, NA (pies)
- Presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$ , PIP (psi)
- Carga de fluido,  $F_o$  (libras)
- Diámetro del pistón (pulgadas)

- Presión de la carga de fluido,  $P_{f_0}$  ( psi)
- Presión de descarga, PDP ( psi)
- Golpes por minuto (GPM)
- Desplazamiento del pistón (STB/d)
- Llenado de la cámara del barril (%)

Estos ítems son la mínima información requerida para poder elaborar la curva de performance para el sistema de bombeo.

**1.7.1 Aplicación de la teoría del análisis nodal.** La importancia de la selección adecuada de las variables y parámetros de bombeo se observa en la tabla 3, en la que se tiene el peor y el mejor de los casos, basado en el requerimiento de potencia en superficie, de los posibles conjuntos de variables de bombeo, cuando la producción de líquido es de 500 BPD, a una profundidad de 6000 pies. Los dos casos extremos representan dos diferentes grupos de variables de bombeo, dentro de los cuales, el peor requiere de más de dos veces de potencia en la barra lisa (consecuentemente mayor costo para generar potencia) que el otro. La eficiencia de elevamiento varía de 97% en el mejor caso, frente a un 40,5% para el peor caso. Así, la elección apropiada de los parámetros y variables de bombeo puede conllevar a una reducción en los costos de operación, al reducir la potencia requerida.<sup>8</sup>

A continuación en la tabla 3 se muestra el mejor y el peor de los casos según el modo de bombeo (No. API, Tamaño de Bomba, Longitud de Carrera, Velocidad de Bombeo, PRHP y Eficiencia de Levantamiento).

---

<sup>8</sup> TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego. PODIO, Augusto. Análisis Nodal para Optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. University of Texas at Austin. V INGEPEP, 2005.

**Tabla 3. Modos de bombeo para una unidad convencional**

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

**Fuente.** TICLLA, Juan. HUERTA, Víctor. VEGA, Diego – UNIPETRO ABC, PODIO, Augusto – University of Texas at Austin. Uso de análisis nodal para optimización de la producción por bombeo mecánico en campos maduros. V INGEPET, 2005.

## **1.8 EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE DE BOMBEO MECÁNICO<sup>9</sup>**

Es uno de los métodos de producción más utilizados (80-90%), el cual su principal característica es la de utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de cabillas y mediante la energía suministrada por un motor. El bombeo mecánico esta compuesto por los equipos de subsuelo y los equipos de superficie.

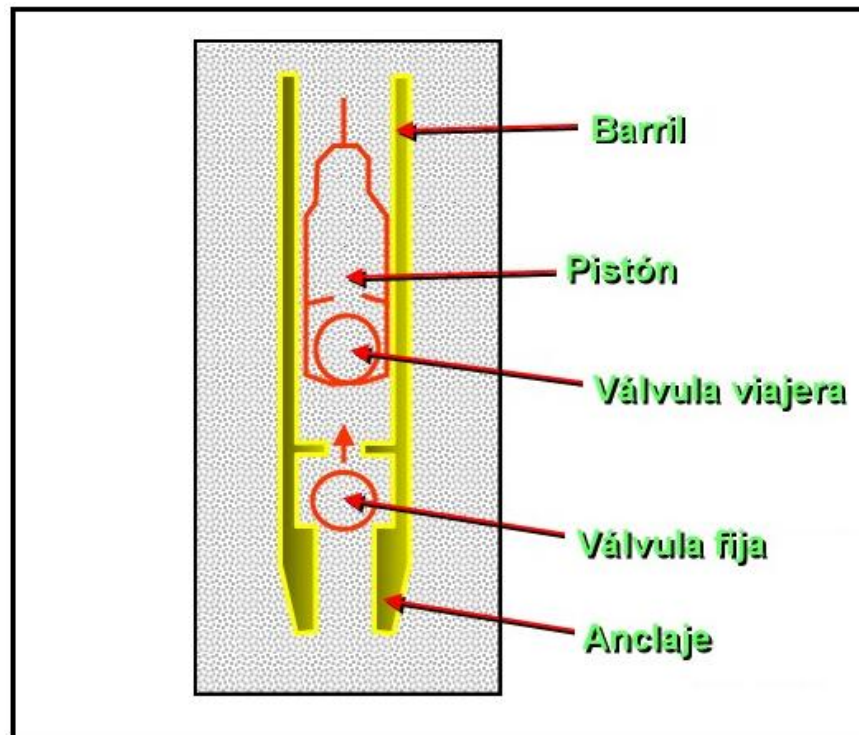
**1.8.1 Equipos de subsuelo.** El equipo de subsuelo es el que constituye la parte fundamental de todo el sistema de bombeo. La API ha certificado las cabillas, las tuberías de producción y bomba de subsuelo.

- **Tubería de producción.** Esta formada por un conjunto de tubos que transportan el fluido proveniente de la formación desde el fondo del pozo hasta la superficie, y al mismo tiempo sirve de guía a la sarta de cabillas que accionan la bomba de subsuelo.

• **Cabillas.** Elemento de conexión entre la unidad de bombeo instalada en la superficie y la bomba de subsuelo. Mediante estas se transmite el movimiento recíproco vertical a la bomba para el desplazamiento de fluidos. Existen cabillas de acero, fibra de vidrio y las continuas, cada una de ellas diseñadas para diferentes diámetros y longitudes.

• **Bomba de subsuelo.** Es una bomba de pistón o desplazamiento positivo, que posee una válvula fija en el extremo inferior del cilindro y una válvula viajera en el extremo inferior del pistón; las cuales abren y cierran durante el movimiento ascendente y descendente del balancín, lo que a su vez permite llenar y vaciar continuamente el cilindro de la bomba y llevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

**Figura 21. Componentes de la bomba de subsuelo**

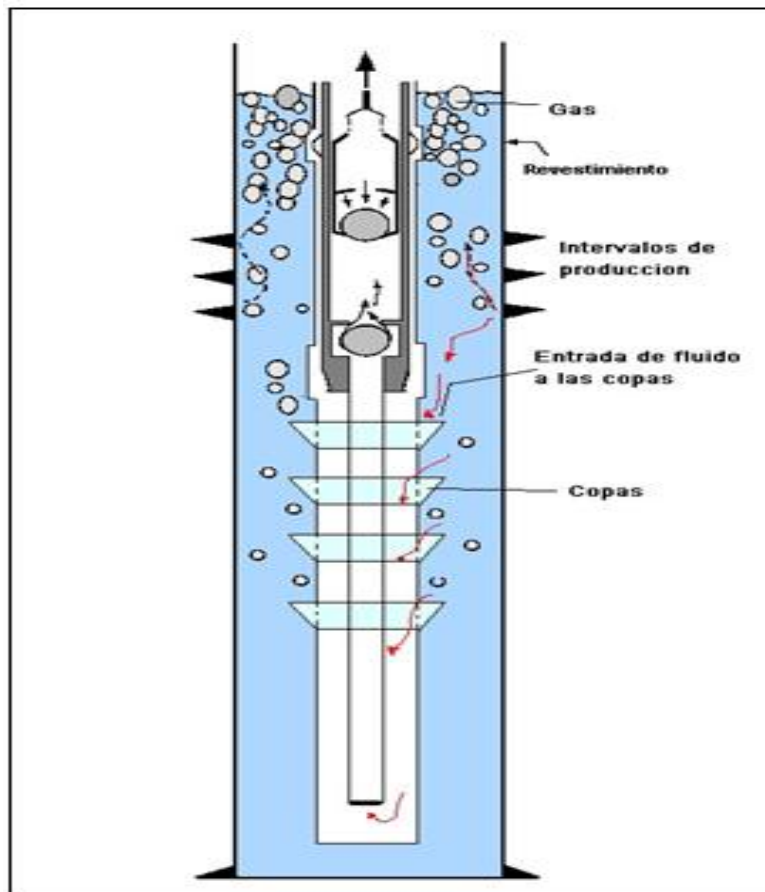


**Fuente.** Curso Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnostico y Operación. 2003.

• **Niple de anclaje de la bomba (zapata).** Es un nicle que se instala al final de la tubería de producción y permite en su interior fijar la bomba de subsuelo para facilitar el movimiento de succión y bombeo.

• **Ancla de gas.** Es un tubo o nicle perforado colocado debajo de la zapata, con la finalidad de separar o evitar que el gas entre en la bomba y lograr de esta manera una mayor eficiencia volumétrica de la bomba. Esta compuesto por nicles de copas o perforados, un tubo de barro y el tubo de succión.

**Figura 22. Ancla de gas tipo copas**



**Fuente.** Manual de Bombeo Mecánico. 2009.

**1.8.2 Equipos de superficie.** La unidad de superficie de un equipo de bombeo mecánico tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Los elementos que forman los equipos de superficie se explican a continuación:

- **Unidad de bombeo.** Es una maquina integrada cuya función principal es transformar el movimiento angular del eje del motor a un movimiento recíprocante vertical mediante la reducción de la velocidad, con la finalidad de accionar la sarta de cabillas y la bomba de subsuelo. El principio de operación de esta unidad es una viga viajera accionada por la caja de engranajes, la cual es un reductor que recibe movimiento mediante correas del motor.

**Figura 23. Unidad de bombeo convencional**



**Fuente.** LUFKIN Argentina S.A.

Las unidades de bombeo están conformadas por los siguientes elementos básicos:

- **Correas y poleas.** Su función es transmitir el movimiento angular de la polea del motor a la polea de la unidad. La relación de la velocidad angular de ambas poleas será inversamente proporcional a sus diámetros.

- **Caja de engranajes.** Su función es la de reducir la velocidad angular de la polea de la unidad y se lo transmiten a la manivela.

- **Conjunto biela – manivela.** Encargadas de convertir el movimiento angular en movimiento reciproco vertical que es transmitido a la viga viajera. La manivela permite cambiar la longitud del movimiento reciproco vertical (carrera), ya que la biela posee varios puntos (hoyos) de conexión.

- **Viga viajera.** Transmite el movimiento reciproco a la barra pulida y soportar las cargas apoyadas en unos postes maestros. Su conexión a la barra pulida es a través de guayas y el elevador.

- **Motor de la unidad.** La generación de la energía mecánica en las unidades de bombeo se obtiene a través del uso de motores de corriente alterna.

Los motores se pueden clasificar en dos categorías: combustión interna y eléctrica.

- Combustión interna. Existen dos tipos de motores de combustión interna de alta velocidad y de baja velocidad.

Los motores de alta velocidad generalmente tienen 6 cilindros, operan a una velocidad en el rango de 800 a 1400 rpm, con polea grande para producir efecto de la inercia y se comportan similares a un motor eléctrico de alto deslizamiento.

Los motores de baja velocidad son normalmente de un cilindro; operan a una velocidad entre 200 y 600 Rpm; usan polea grande para producir efecto de inercia, se comportan semejante al motor eléctrico tipo nema D.

- Eléctricos. El motor eléctrico es una maquina destinada a transformar energía eléctrica en mecánica. Estos motores son los de mayor aplicación para la generación de potencia en la industria petrolera; operan a 460 voltios y 60 Hz.

La clasificación de motores eléctricos esta basada de acuerdo con el deslizamiento, el torque y la corriente.

➤ **Nema B:**

- ✓ Deslizamiento normal
- ✓ Corriente normal
- ✓ Torque mínimo de arranque de 135 a 175% del torque a plena carga.

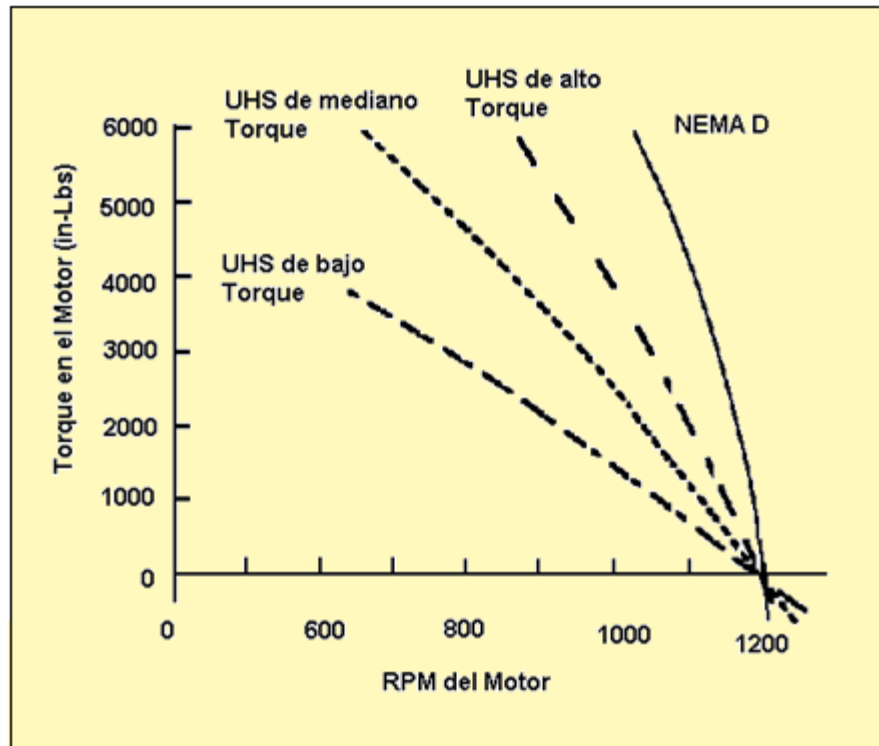
➤ **Nema D:**

- ✓ Deslizamiento medio alto de 8-13%
- ✓ Corriente normal
- ✓ Torque de arranque alto 275% o mas a plena carga.
- ✓ Variación de la velocidad relativamente pequeña.

➤ **Deslizamiento ultra alto:**

- ✓ 30-40% de deslizamiento, variación de velocidad
- ✓ No estandarizados por Nema
- ✓ Torque bajo. Operan a cualquier condición y en cualquier instalación.

**Figura 24. Comparativo Nema D contra Alto Deslizamiento**



Fuente. Manual de Bombeo Mecánico. 2009.

• **Barra pulida.** Su función es conectar la sarta de cabilla con el balancín, en el ascenso, soportar el peso de las cabillas y el peso del fluido dentro de la tubería de producción. Son fabricadas de acero al carbón 1045 o acero aleado 4140 en diámetros 1-1/8, 1-1/4 y 1-1/2, con longitudes de 16 a 30 pies.

El extremo inferior se acopla a las cabillas y en la parte superior va conectada a las guayas del balancín por medio del porta vástago o elevador.

En la carrera ascendente del balancín, la barra pulida soporta el peso de las cabillas, de la bomba y del fluido dentro del Tubing. Por esta razón, son fabricadas de materiales muy resistentes, y como su nombre lo indica, su

superficie es completamente pulida a fin de permitirle el libre paso a través de las empaaduras de la prensa estopa sin dañarlas.

Cuando la superficie de la barra pulida se torna rugosa o áspera, desgasta las empaaduras de la prensa estopa y ocasiona fugas de petróleo, debido a esto, es muy importante que las barras se traten con mucho cuidado.

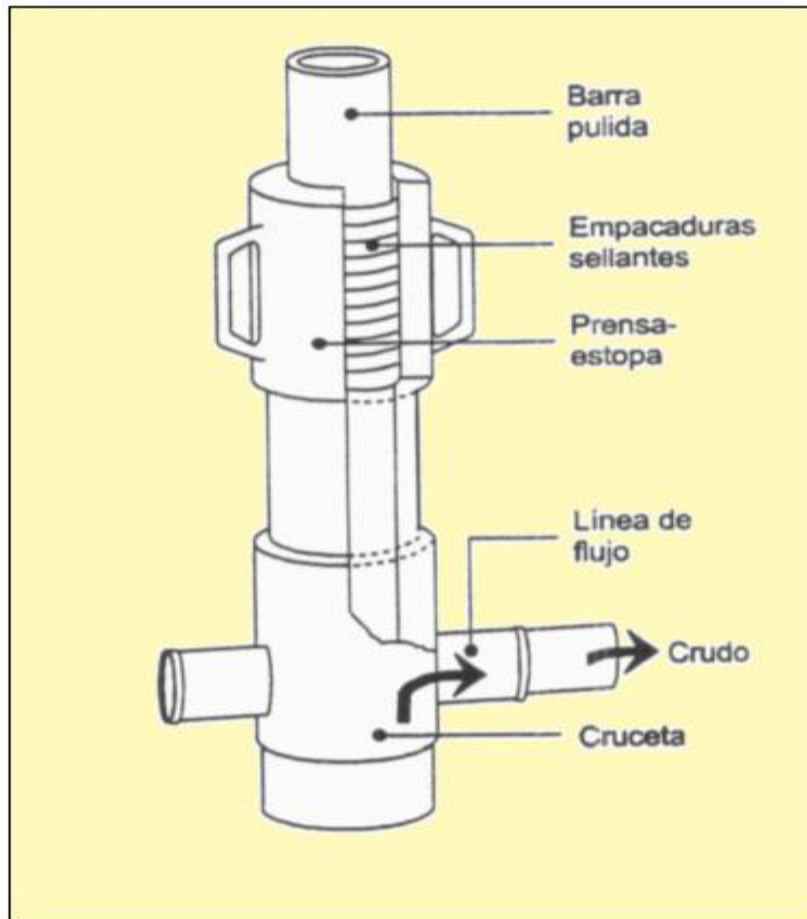
• **Prensa estopa.** Su función principal es sellar el espacio entre las cabillas y la tubería de producción, para evitar que el petróleo se derrame, lo cual permite el movimiento de la barra pulida y que el crudo se desplace a través de la línea de flujo en el ciclo de bombeo. El diámetro del prensa estopa va de acuerdo con el diámetro externo de la barra pulida. El prensa estopa mas utilizado actualmente es el Legrand.

Existen dos tipos de prensa estopa, el regular y el de sistema de seguridad o tipo RAM.

El tipo regular se emplea en pozos de muy baja presión. Su uso se tiende a discontinuar, ya que algunas veces se requiere desahogar o “matar” el pozo para poder cambiar los empaques.

El tipo RAM es el de uso mas generalizado. Esta provisto de un sistema de seguridad que permite cambiar las empaaduras sin necesidad de desahogar o “matar” el pozo, ya que al cerrar el sistema (girando los “RAMS” media vuelta a la izquierda) se sella por debajo de la empaadura el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción.

**Figura 25. Prensa estopa y sus partes**



**Fuente.** Manual de Bombeo Mecánico. 2009.

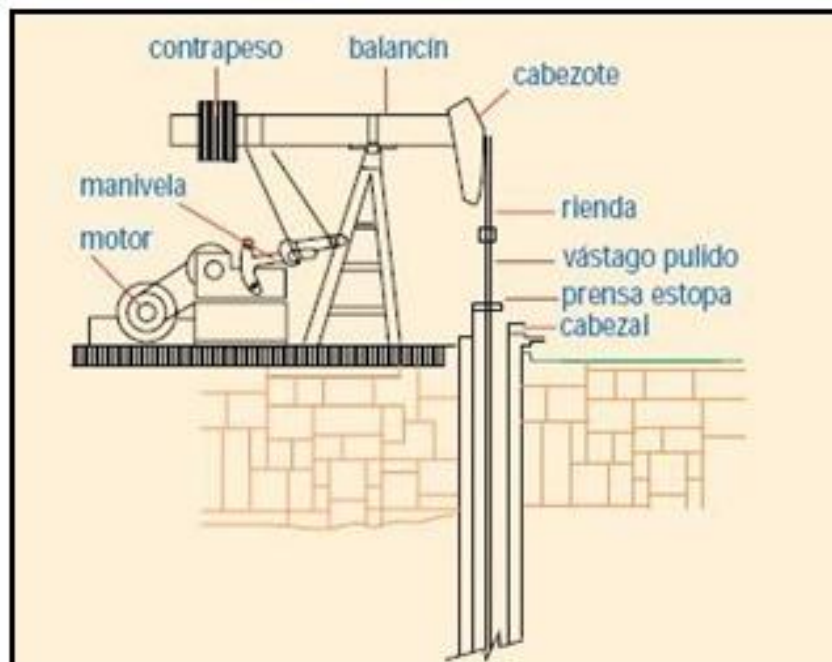
• **Espaciador.** Es un equipo formado por 4 piezas: guaya, grampa, espaciador “Leuther” elevador que tiene como finalidad conectar la barra pulida a la unidad de bombeo. Tiene un diseño que permite colocar el dinamómetro Leuther mientras se toma la carta dinográfica.

• **Cabezal.** Esta formado por un conjunto de piezas que tienen como finalidad mantener el pozo bajo control en la superficie durante la producción y permiten la salida de crudo hasta la estación de flujo. Este cabezal se utiliza para colgar la tubería de producción del pozo y fijar el revestidor de producción. Igualmente

permite producir el pozo con el revestidor abierto a la atmosfera, a la línea de flujo o cerrado. Tiene conexiones que permite tomar presiones y realizar registros del comportamiento del pozo.

• **Equipos de medición.** Las condiciones de funcionamiento de los equipos de superficie en el método de levantamiento por bombeo mecánico pueden ser detectada o inferidas mediante parámetros medibles en forma directa o indirecta a través de ciertos equipos de medición: manómetros, termómetros, dinamómetros, sonolog, etc.

**Figura 26. Equipos de superficie de bombeo mecánico**



**Fuente.** Curso Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnostico y Operación. 2003.

**1.8.3 Ventajas y desventajas del sistema bombeo mecánico.** A continuación se enumeran las ventajas y desventajas que representa utilizar este tipo de sistema artificial.

## •Ventajas

- Es un sistema relativamente simple de operar y analizar
- Unidades fácilmente intercambiables con otros pozos a un bajo costo.
- Bajo condiciones promedio, puede ser usado hasta el límite económico del pozo.
- Aplicable a pozos angostos y con múltiples completamientos.
- Se puede bombear pozos con bajas presiones (depende de la tasa y la profundidad).
- El sistema es usualmente venteado para la separación de gas y el nivel de fluido.
- Flexible – puede usualmente ajustarse a la capacidad de influjo del pozo.
- Pueden levantar crudos muy viscosos y a altas temperaturas.
- Puede usarse gas o electricidad como fuente de potencia.
- Fácil tratamiento en procesos de corrosión y escamas.
- Operación intermitente con dispositivos de control de Bomba Vacía.
- Disponibilidad en diferentes tamaños.

## •Desventajas

- La unidad de superficie requiere de grandes espacios.
- El gas libre en el pozo puede reducir drásticamente la producción de líquidos.
- Susceptible a problemas de sólidos en suspensión y/o parafinas.
- En pozos desviados presentan problemas de fricción.
- La profundidad de la bomba es limitada debido principalmente a la resistencia mecánica de las varillas.
- Alto costo por instalación y mantenimiento.

## **2. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO**

El campo esta conformado por bloques parcialmente independientes, con yacimientos complejos, dadas sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contacto agua – aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos.

La calidad del crudo en el campo varía entre 18 y 24° API; por lo tanto, corresponde a un crudo liviano el cual es llevado a superficie mediante dos tipos de mecanismos de producción: el de gas en solución y empuje parcial de agua. El agua de formación del campo es salada, presenta 28000 ppm de Cl<sup>-</sup> y dentro de las características principales del yacimiento se destacan la porosidad (15 -21%) y la permeabilidad que oscila entre 150 -250 md.

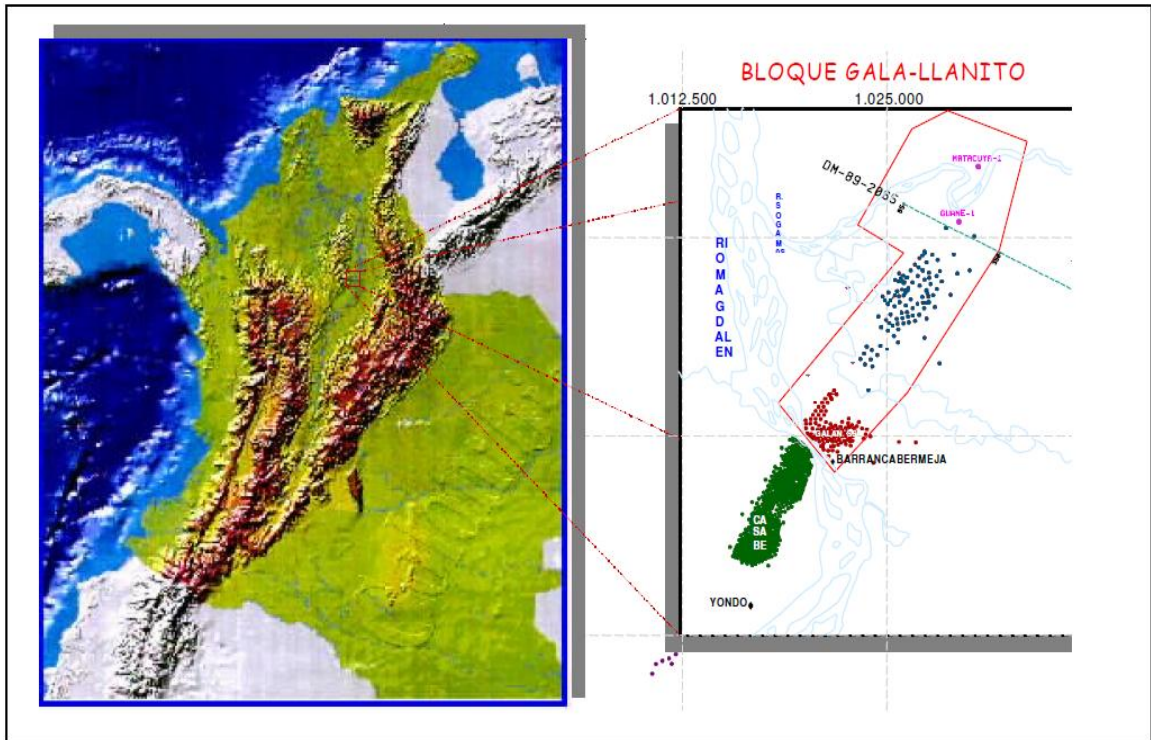
### **2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Llanito esta 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 rio Sogamoso, al sur con el campo Casabe, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito. Cartográficamente el campo Llanito está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288,000 a 1'277,000

E: 1'022,000 a 1'030,000

**Figura 27. Localización del campo llanito**



**Fuente.** ARIAS, Carlos y JIMÉNES, Laureano. Estimación de la tasa crítica para el control de daño a la formación originado por migración de finos en los campos Gala y Llanito. 2008.

La extensión del campo es de aproximadamente 70 km<sup>2</sup> y se divide en 7 bloques, donde se han perforado aproximadamente 270 pozos con áreas de drenaje de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua y el Sistema de Levantamiento Artificial es Bombeo Mecánico. 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 Esmeralda – La Paz respectivamente, y un intervalo del Toro Shale en todos los sectores del área.

## 2.2 RESEÑA HISTÓRICA<sup>10</sup>

En el campo Llanito, la exploración inicio el 19 de Febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13.561 ft, encontrando manifestaciones de hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo llanito 1 y hasta Octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (Zonas B y C de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos. Dos de estos pozos (Llanito 6 y Llanito 8) fueron abandonados como acuíferos. En Diciembre de 1960, se termino el pozo llanito 9, en Zonas B y D, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1, con el objetivo de delimitar el campo hacia el norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120m a 60 acre, durante este desarrollo se perforaron 30 pozos, de los cuales resultaron productores 28 pozos.

En el primer semestre del año 2004 inició la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de cinco pozos, con corazonamiento en uno de los pozos de 148 pies, donde se recuperaron 125.5 pies de los intervalos de interés en las zonas B y C de la formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de Resonancia Magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT, utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros, con el objeto de capturar información que permitiera disminuir la incertidumbre en la identificación de zonas petrolíferas con baja resistividad.

## 2.3 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO

La Tabla 4 presenta un resumen de las propiedades del yacimiento para las cuatro (4) zonas productivas del Campo Llanito. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C pertenecen a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeralda y La Paz.

**Tabla 4. Características del yacimiento del campo Llanito**

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolifero	26 pies gasiferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24° API
Q (inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	320 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

**Fuente.** Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. Ecopetrol, 2003.

El campo Llanito presenta gran complejidad del yacimiento debido a sus características geológicas y petrofísicas, con múltiples contactos agua-aceite y problemas de baja resistividad en zonas productoras de hidrocarburos.

Actualmente, el campo presenta problemas de arenamiento, en las zonas de interés. El análisis de corazones del campo es muy difícil debido a que las arenas

friables y no consolidadas dificultan las mediciones; es por esto que la interpretación de registros eléctricos y de resistividades juega un papel importante en la determinación de zonas productoras de arena. Este campo es operado con Ecopetrol y hace parte de la Superintendencia de Mares. En cuanto a su producción, ésta es de aceite y gas; sin embargo, el gas no es comercial y gran parte del mismo es reutilizado en el campo.

## **2.4 ESTRATIGRAFIA<sup>11</sup>**

En esta área la secuencia estratigráfica presenta sedimentos que van desde el Jurásico hasta el presente como lo muestra la figura 28 que corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Mesa la cual se constituye por arenas y tobas andesíticas, con arenas de grano grueso, arcillas, limolitas, conglomerados y piroclastos.

Con base en la información de la columna perforada por el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de tope a base de las formaciones de interés.

**2.4.1 Terciario.** La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, los pozos comienzan la perforación en superficie sobre la Formación Real, continuando la perforación de las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeralda-La Paz y terminando sobre las Formaciones Cretáceas. Tanto sísmicamente como en la información de los pozos se observa esta secuencia.

---

<sup>11</sup> LOZANO, G. Estudio integrado de yacimientos campos Llanito – Gala. Ecopetrol S.A. Bogotá, 2003.

✓ **Formación Real**

Constituida por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de color gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosas; también existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. En el campo los pozos comienzan la perforación en esta formación, que tiene 2660 pies de espesor aproximadamente.

✓ **Formación Colorado (Zona A)**

Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, 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.

**Figura 28. Columna estratigráfica, Cuenca del Valle Medio del Magdalena**

	<b>PETROFISICA</b>	<b>ESTRATIGRAFICA</b>
Discordancia Base la Cira Shale	La Cira Shale	MLCSH
	Colorado - A1	MTOC
	Colorado - A2	MTOC2
Discordancia Base Colorado	Colorado - A3	MTOC3
	Colorado - A4	MTOC4
	Fosiles Mugrosa	MFOGM
	Mugrosa - B1	MTOMB1
	Mugrosa - B2	MTOMB3
Discordancia Base Zona B	Mugrosa - B3	MTOMB4
	Mugrosa - B4	MTOMB5
	Mugrosa - C1	MTOMC
	Mugrosa - C2	MTOMC2
	Mugrosa - C3	MTOMC3
	Esmeralda - D1	MTEE
	Esmeralda - Toro Shale	MTETT
		DISCORDANCIA TK
		<b>FORMACION COLORADO</b>
		<b>FORMACION MUGROSA ZONA B</b>
		<b>FORMACION MUGROSA ZONA C</b>
		<b>FORMACION ESMERALDA-LA PAZ</b>

**Fuente.** Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. Ecopetrol, 2003.

Tabla 5. Descripción columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles	
		PLEISTOCENO					
	TERCIARIO	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío	REAL		Areniscas: grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y mateadine.
				Temprano			
			MIOCENO	Tardío			
				Medio			
				Temprano		COLORADO	
		PALEOGENO	OLIGOCENO	Tardío	MUGROSA	B	Topo lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Ponte Bar".
				Temprano		C	Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.
			EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	D	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.
				Medio			
			PALEOCENO	Temprano			
	Tardío	Discordancia Eoceno-Paleoceno					
	MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maastrichtiano	UMIR		Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.
				Compariano			
Santoniano				LA LUNA	Galembó	Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas.	
Coniaciano					Pujamán	Shale calcáreo negro.	
Turoniano					Saladín	Calizas negras purpúreas	
Cenomaniano							
Temprano			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.	
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris-oscuros a negras, fosilíferas	
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fósilífero.	
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcillo arenosas.	
		Valanginiano	TAMBOR		Areniscas Ingresivas gruesas u finas.		
Berriasiense							
JURA TRIASICO					6IRON		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. Ecopetrol, 2003.

## ✓ **Formación Mugrosa**

El tope de la formación lo marca un paquete de lutita de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocidos como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

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

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

## ✓ **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, silícea, 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.

**2.4.2 Cretáceo.** Durante la perforación de los pozos en el área de Llanito, debido a la discordancia angular que existe entre las Formaciones del Cretáceo y el Terciario algunos pozos al atravesar la Discordancia del Eoceno encuentran primero la Formación Umir y otros la Formación La Luna, las cuales buzan aproximadamente de 20 grados hacia el Sur. A continuación se hace una descripción de las Formaciones Cretáceas que han sido perforadas en algunos de los pozos del área.

✓ **Formación Umir**

Todos los pozos en el área alcanzaron a penetrar algunos metros de esta formación, las muestras están constituidas principalmente de Shale color negro, intercalado con arcillas limosas de color gris, hacia el tope presenta delgados niveles de arena de grano grueso con manifestaciones de aceite y presenta un espesor perforado de 100 m.

Shales oscuros a gris claros, intercalados con areniscas grises o grises verdosas, muy finas, limosas, cuarzosas a líticas, localmente micáceas, ocasionalmente calcáreas, porosidad visible pobre a regular, gradación en parte a limolitas, delgadas capas de carbón. El contacto superior con la secuencia Terciaria en el área es discordante y tiene un espesor promedio de 250 pies.

✓ **Formación La Luna**

Calizas carbonaceas y bituminosas de color gris oscuro a negro, duras, en capas de hasta 20 cm de espesor, con intercalaciones de arcillolitas negras calcáreas, arenitas calcáreas de grano fino, así como algunas capas y nódulos de lidita (Chert). Durante la perforación se atravesaron los tres miembros: Salada (Calizas negras piritosas), Pujamana (Shale calcáreo negro) y Galembó (Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas). Espesor promedio 1000 pies.

### ✓ **Formación Salto**

Desarrollada en el sector norte del Valle Medio del Magdalena, presenta un espesor limitado de 150 pies, y se constituye predominantemente de niveles de caliza gris oscura densa con intercalaciones de shale negro, semiblando, calcáreo y con ocasionales concreciones ovoides. Esta datada del Albiano superior-Cenomaniano con base en amonitas. Con la suprayacente Formación la Luna su contacto es concordante y con la infrayacente Formación Simití es paraconforme.

### ✓ **Formación Simití**

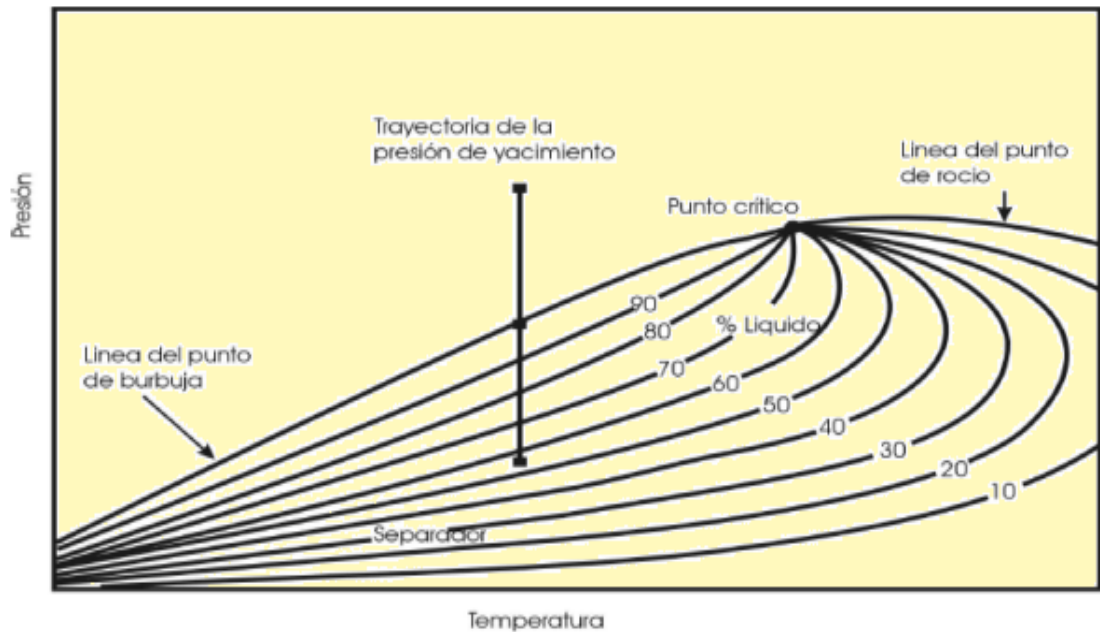
Lutitas grises a negras, laminadas, localmente calcáreas y con nódulos fosilíferos, cerca del tope se encuentran capas delgadas de conglomerados, con guijos pequeños y nódulos fosilíferos. Espesores de 280 a 850 m. El contacto infrayacente con la Formación Tablazo es gradacional.

## **2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS**

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24<sup>o</sup>, clasificándose de esta manera como un Black Oil, como se ilustra en la Figura 29. La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

Actualmente, el campo Llanito presenta problemas de arenamiento en las zonas de interés. El análisis de corazones del campo es muy difícil, debido a que las arenas friables y no consolidadas dificultan las mediciones.

**Figura 29. Tipo de fluido del campo Llanito**



**Fuente.** Estudio integrado de yacimientos campo Llanito – Gala. Ecopetrol, 2003.

Adicionalmente, la gravedad API y la viscosidad del petróleo del Campo Llanito varía de acuerdo con la zona productora, al igual que la gravedad API, donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta.

Se puede concluir que de acuerdo al comportamiento de fluidos y de presiones, es factible encontrar gas en la producción inicial de un pozo de petróleo nuevo, por lo cual se debe convivir con la producción de líquido y gas.

## 2.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Entre 1961 y 1964 se inicia la explotación del campo Llanito con una producción de 1,400 BOPD, porcentaje de agua menor del 10% y relación gas-aceite de 600

Scf/Bbl. En este período se completo lo que se conoce como el primer ciclo de desarrollo, habiéndose perforado hasta entonces 42 pozos productores.

En el periodo comprendido entre el año 1964 y 1976 se caracterizó inicialmente por el mantenimiento en la producción del área en un promedio de 3,400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediales.

A partir de 1968, se observa una declinación constante en la producción de aceite, del 6% anual aproximadamente y un incremento paulatino del porcentaje de agua del área, finalizando este periodo con una producción promedia de 2,200 BOPD, 50% BSW y relación gas-aceite de 350 scf/Bbl.

Entre 1976 y 1981 se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1,800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales, así mismo, se observa un incremento en la producción del campo Galán a 1,500 BOPD aproximadamente, como consecuencia del desarrollo secundario por inyección de agua.

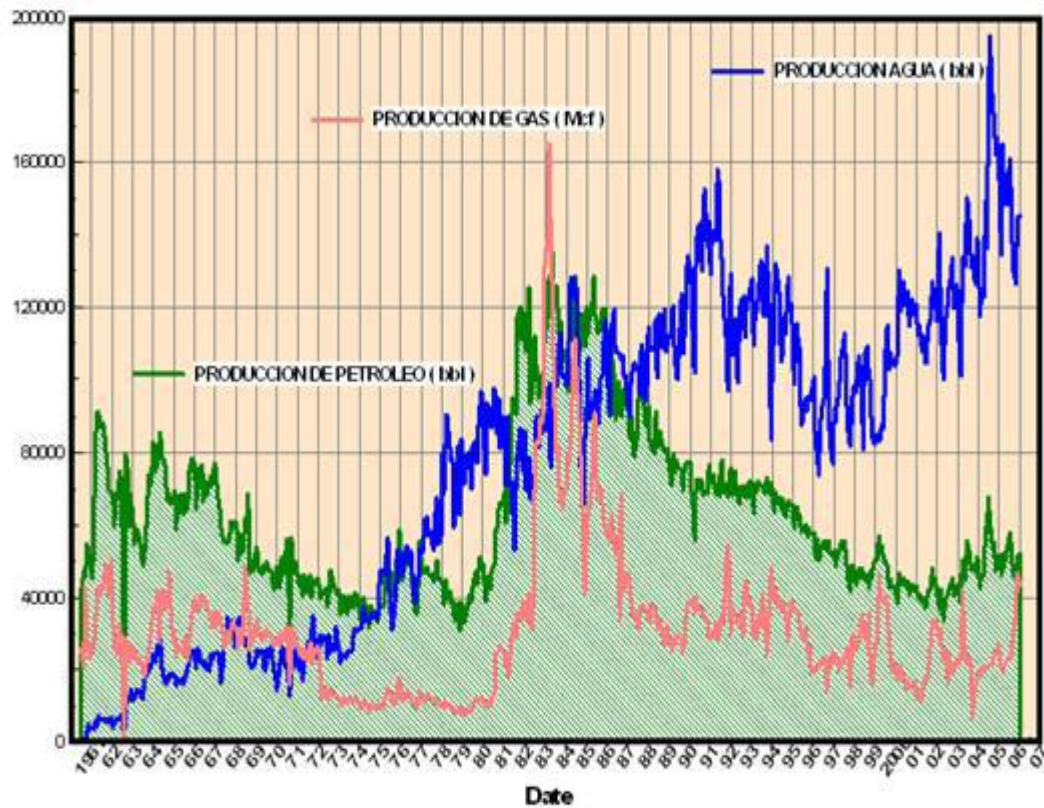
A partir de 1981 hasta 1984 se observa la tendencia ascendente en la producción del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamiento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5,500 BOPD y un corte de agua del 40%.

Entre 1985 y 1987 se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2,300 BOPD, con un corte de agua del 20%, y una relación gas aceite de 460 scf/Bbl. La producción total para el área de 6,500 BOPD.

Adicionalmente en mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo Cardales, el cual aportó inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 scf/Bbl.

Desde 1989 hasta 1999 la producción del área ha venido con una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de Cañoneo adicional especialmente en los campos Llanito y Gala, Actualmente el campo produce 3700 BOPD y 1.6 KPCD de gas con un BSW promedio del 70% y 43 pozos activos.

**Figura 30. Producción histórica del campo llanito**



**Fuente.** MARTINEZ, Miguel y DIAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. 2009.

En la actualidad, el campo Llanito presenta buen potencial de pozos a los cuales se les aplican metodologías mecánicas de control de arenas y finos de acuerdo a la programación de eventos que se tiene planeado. Ecopetrol Superintendencia de

Mares para el campo Llanito cuenta con un total de 252 pozos, los cuales se clasifican en productores, inactivos, abandonados y abandonados parcialmente.

Teniendo en cuenta la energía del yacimiento y los mecanismos de empuje con los que cuenta, algunos de sus pozos perforados inician su producción en flujo natural y de acuerdo al comportamiento de la caída de presión y los respectivos caudales de los fluidos, se hace necesario implementar en los pozos sistemas de levantamiento artificial como lo es el bombeo mecánico (BM) de manera predominante y bombas de cavidades progresivas (BCP) de acuerdo a las diferentes variables de producción y características del yacimiento.

La presión original de yacimiento de la Formación Mugrosa se estima en 2250 psi a 5200 pies para la zona B y en 2700 psi a 6200 pies para la zona C, en la Tabla 6 se muestra de forma detallada las presiones por zona. Este campo no cuenta con una historia de presiones definida debido a la ausencia de información.

**Tabla 6. Presiones originales del campo Llanito**

ZONA	FORMACION	DATUM (ft)	PRESION (psia)
A	COLORADO	4000	1600
B	MUGROSA	5200	2250
C	MUGROSA	6200	2700
D	ESMERALDAS	7000	3200

**Fuente.** Estudio integrado de yacimientos campo Llanito. 2003

De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso de la presión que se observa más drástico en los primeros cinco años de producción, sin embargo después de este tiempo la presión trata de

mantenerse, así que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

### **3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DE LA ESTACIÓN NORORIENTAL DEL CAMPO LLANITO**

Con la intención de hallar formas de optimización, en este capítulo se explicará el procedimiento para realizar el estudio y el análisis del sistema de producción de los pozos pertenecientes a la Estación Nororiental del campo Llanito. En este análisis también se abarcará diferentes opciones de cambio del sistema de producción, así de esta forma determinar las condiciones óptimas de operación del sistema.

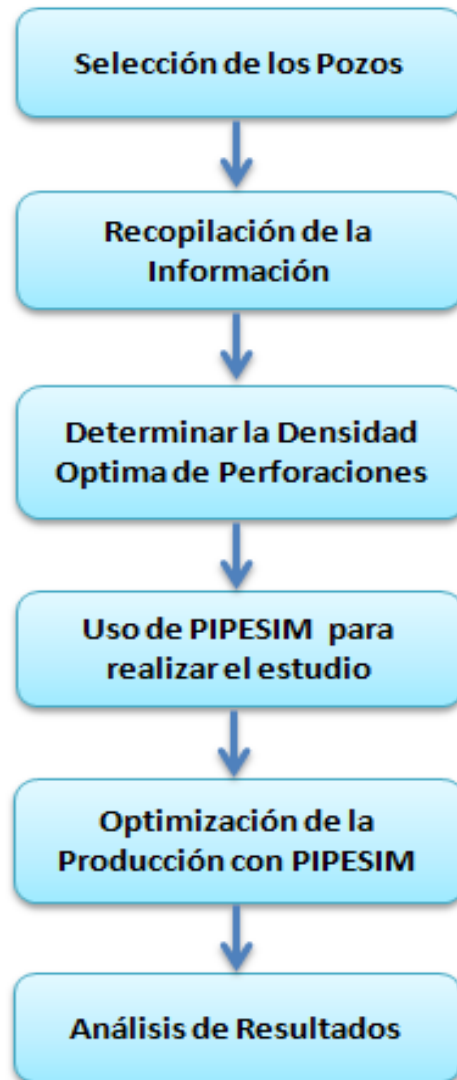
Para poder lograr esto, se aplicarán los conceptos y consideraciones mencionadas en el capítulo 1, necesarios para realizar curvas IPR e índice de productividad y aplicar el método de análisis nodal para sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Es necesario mencionar que se tomó la decisión de emplear los nodos para aplicar análisis nodal, el punto medio de las perforaciones y el cabezal del pozo para evaluación del sistema, pues estos dos nodos permiten observar el comportamiento de la producción teniendo en cuenta los siguientes parámetros para sensibilizarlos, la densidad óptima de las perforaciones, diámetro de la tubería de producción, la variación de la presión en cabeza por recomendación del tutor de la empresa y los diámetros de las líneas de flujo se realiza solo para cumplir con los objetivos de este proyecto, debido a que hacer alguna modificación a los sistemas de recolección en superficie no es recomendable por la poca viabilidad técnica.

Para hacer sistemática la aplicación de la técnica de análisis nodal a cada pozo, la metodología propuesta está dividida en 6 secciones para favorecer y al mismo tiempo facilitar su entendimiento. Estas secciones corresponden a:

- Selección de los pozos candidatos a los que se les aplicará el estudio. Es necesario evaluar si cada pozo dispone de la información requerida para utilizar el simulador PIPESIM.
  
- Recopilación y validación de la información de los pozos activos. Es conveniente realizar una selección de la información en función de la data necesaria para desarrollar el estudio.
  
- Determinación de la densidad óptima de perforaciones. Se toma ésta variable de optimización del nodo punto medio de las perforaciones para realizar una evaluación del sistema, además a cada pozo se determinó curva de Inflow y curva de Outflow.
  
- Utilización del simulador PIPESIM™ para obtener el comportamiento detallado del sistema de producción de cada uno de los pozos. Se realiza la construcción del modelo, la carga de data y los respectivos ajustes de las propiedades del fluido para que el estudio sea de mejor calidad.
  
- Optimización del sistema de producción utilizando el simulador PIPESIM™ aplicándolo a los nodos funcionales, el punto medio de las perforaciones (diámetro del tubing) y el cabezal del pozo (presión de cabeza y diámetro de las líneas de flujo).
  
- Aplicación del estudio y análisis de resultados. Se observa cuidadosamente los resultados obtenidos para cada uno de los pozos y se realiza la respectiva interpretación y de esta manera se establecen las recomendaciones.

**Figura 31. Metodología para aplicar el método de análisis nodal**



**Fuente.** Los autores

### **3.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS**

Debido a que el análisis nodal es un método muy útil para optimizar sistemas de producción, es un proceso muy económico y el riesgo que existe es mínimo, debido a que las condiciones de operación son controladas y ofrece la ventaja de que se pueda revertir, por estas razones es posible aplicarlo a cualquier pozo.

Para el caso de este estudio, de las dos estaciones pertenecientes al área Llanito, el análisis nodal solo será aplicado a los pozos pertenecientes a la Estación Nororiental por petición de la empresa operadora, en este caso ECOPETROL S.A.

**Pozos activos:** La Estación Nororiental cuenta actualmente con 29 pozos activos con Sistema de Levantamiento Artificial bombeo mecánico, los cuales cuentan con una producción de 4517 BFPD, presentando un corte de agua promedio de 57%, lo que significa que aporta aproximadamente 2000 BOPD, que representa un 59.2% de la producción total del área Llanito. También cuenta con una producción de gas aproximada de 723 KPCD. En la Tabla 7 se muestra un resumen de algunas características relacionada a los 29 pozos a los que se les aplicará el análisis.

**Tabla 7. Pozos activos pertenecientes a la estación nororiental**

POZO	Zona	API (°)	GOR (STB/SCF)	Qo Bruto (STB/D)	BSW (%)	Qo Neto (STB/D)	Qgas (KPCD)
LLAN - 023	D	20,5	1816	35	51	17	16
LLAN - 025	B	21	712	60	48	31	25
LLAN - 036	CB	20,5	331	140	50	70	14
LLAN - 039	BA	20,5	950	95	83	16	10
LLAN - 057	B	18,2	92	92	85	14	5
LLAN - 089	B	20,5	5616	18	57	8	13
LLAN - 075	DCB	19,8	436	460	90	46	15
LLAN - 084	B	20,5	506	35	30	25	10
LLAN - 093	D	23,2	324	320	72	90	75
LLAN - 094	DCB	19,7	787	58	65	20	10
LLAN - 095	B	21	900	240	65	84	37
LLAN - 098	B	20,5	102	196	88	24	17
LLAN - 101	B	21,4	2101	80	94	5	10
LLAN - 108	C	20,2	130	60	3	58	10
LLAN - 109	B	20,2	190	120	29	85	32
LLAN - 111	B	21,2	182	85	37	54	15
LLAN - 112	DB	21,5	568	140	25	105	40
LLAN - 113	B	20,5	193	500	60	200	30
LLAN - 114	D	21,8	796	90	0,5	90	41
LLAN - 117	DCB	20,2	179	108	12	95	11
LLAN - 118	B	21,2	23	89	50	45	10
LLAN - 119	CB	21,2	844	135	25	101	45
LLAN - 120	B	20,5	3081	36	70	11	20
LLAN - 122	B	20,5	207	270	64	97	25
LLAN - 123	CB	20,5	499	135	50	68	45
LLAN - 127	B	20,5	865	120	67	40	22
LLAN - 128	CB	21	109	260	52	125	17
LLAN - 129	B	20,7	951	270	36	173	40
LLAN - 131	CB	21,5	795	120	4	115	50
LLAN - 134	B	20,5	500	150	72	42	12

**Fuente.** ECOPETROL S.A. Reporte de producción del campo Llanito. Febrero 2011.

### 3.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Esta es una de las etapas más importantes en este estudio, debido a que si la información es precisa y de gran calidad se podrá realizar un gran análisis y unas recomendaciones adecuadas. A continuación se enumera la información que se utilizó para desarrollar éste proyecto: estados mecánicos, condiciones mecánicas y de completamiento (tubería de producción y revestidor, punto medio de las perforaciones, intervalos cañoneados), Survey, prueba de producción, pruebas de presión, pruebas PVT, historial de producción, historial de fallas y propiedades de yacimiento.

Para la construcción del modelo en superficie fue necesario utilizar un mapa geográfico del campo, del cual se pudo extraer información relacionada a las longitudes y diámetros de las líneas de flujo, también se realizó una visita al campo y se obtuvo valores de presión en cabeza para cada uno de los pozos.

Una vez recopilados los datos necesarios para llevar a cabo el estudio (data de entrada al simulador PIPESIM), se organizó en una lista de la siguiente manera:

#### ➤ **DATOS DE YACIMIENTO**

- ✓ Presión estática,  $P_s$
- ✓ Presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$
- ✓ Temperatura del yacimiento
- ✓ Mecanismo de producción
- ✓ Ubicación geográfica
- ✓ Profundidad del pozo

#### ➤ **DATOS DEL POZO**

- ✓ Método de producción
- ✓ Potencial

- ✓ Punto medio de las perforaciones
  - ✓ Completación mecánica
  - ✓ % BSW
  - ✓ Relación Gas – Petróleo
  - ✓ Historial de producción
  - ✓ Arenas productoras
  - ✓ Gravedad API
- **DATOS DE SUPERFICIE**
- ✓ Longitud y diámetro de las líneas de producción
  - ✓ Presión y temperatura del separador
  - ✓ Presión de entrada a los múltiples de producción
  - ✓ Últimos trabajos realizados
  - ✓ Presiones de operación

Es preciso mencionar que toda la información requerida para llevar a cabo este estudio, fue obtenida de la base de datos de la compañía ECOPETROL S.A. de la Superintendencia de Operaciones de Mares con sentido de exclusividad.

### **3.3 ANÁLISIS NODAL EN EL PUNTO MEDIO DE LAS PERFORACIONES**

Utilizar como nodo solución el punto medio de las perforaciones permite analizar el cambio de la producción con respecto a la declinación de la presión de yacimiento, también permite visualizar el comportamiento del pozo en caso tal de que se realice una intervención o reacondicionamiento, por ejemplo, un trabajo de recañoneo o algún cambio en algún componente del sistema, como se realizó en este proyecto, donde se tuvo en cuenta como opción de cambio el diámetro de la tubería de producción.

**3.3.1 Determinación de la densidad óptima de las perforaciones.** Con la ayuda del análisis nodal se puede determinar el número de tiros por pies ideal, que permita aumentar la producción cuando se va a completar un pozo nuevo o cuando está planeado realizar algún tipo de intervención al pozo, como es el caso donde se incluya cañoneo o recañoneo de las zonas productoras.

Analizando las condiciones y características del campo Llanito y debido a que este produce por gas en solución, la ecuación desarrollada por Pérez & Kelkar<sup>14</sup> permite calcular la densidad óptima de las perforaciones teniendo en cuenta las pérdidas de presión en la zona cañoneada a través de los orificios perforados, por esta razón, esta ecuación se ajusta para determinar las curvas IPR de los pozos en estudio. A continuación se mostrará la ecuación de los autores citados anteriormente:

$$\frac{Q_o}{Q_{\max}} = a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Donde:

- $Q_o$  = Caudal de aceite (STB/D)
- $Q_{\max}$  = Caudal máximo de producción sin perforaciones (STB/D)
- $P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (psia)
- $P_s$  = Presión estática (psia)
- $a_0, a_1, a_2$  = Ctes en función del radio y de la técnica de la perforación

Los valores de las constantes  $a_0, a_1, a_2$  se citan a continuación en la tabla 8 y la tabla 9, para cañoneo sobrebalanceado y bajobalanceado, respectivamente.

---

<sup>14</sup> PEREZ, G and KELKAR, B. A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, pag. 93-101.

**Tabla 8. Valores de las constantes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  para cañoneo sobrebalanceado**

Cañoneo Sobrebalanceado				
$R_p$	TPP	$a_0$	$a_1$	$a_2$
> 0.3	2	0,61710	0,26632	-0,86983
> 0.3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
> 0.3	8	0,87333	0,10715	-0,98364
> 0.3	12	0,90482	0,08881	-0,96534
> 0.3	16	0,91995	0,08072	-0,97117
≤ 0.3	2	0,33247	0,20784	-0,52487
≤ 0.3	4	0,57857	0,09956	-0,65332
≤ 0.3	8	0,73507	0,11547	-0,82687
≤ 0.3	12	0,79505	0,14935	-0,91988
≤ 0.3	16	0,83925	0,12038	-0,93283

**Fuente.** SUKAMO, Pudjo & TOBING, Edward. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

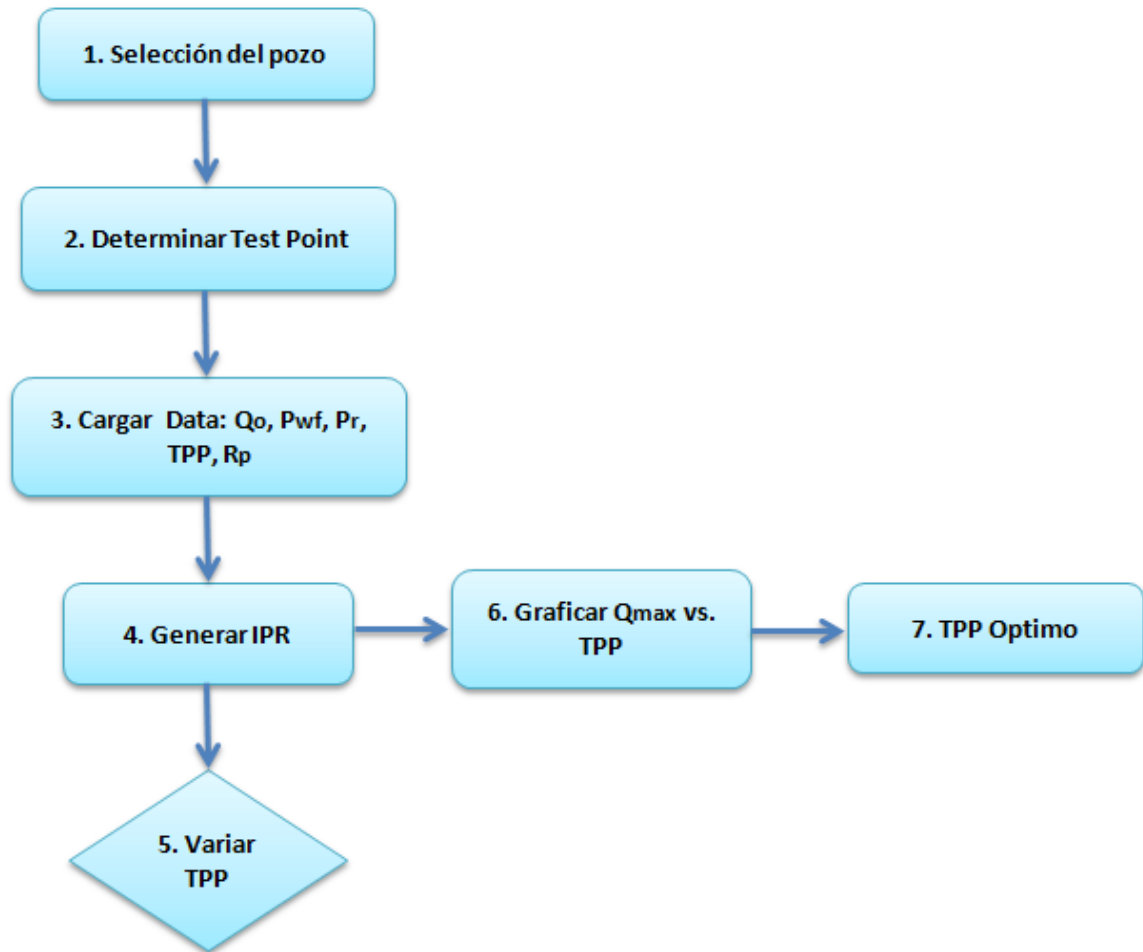
**Tabla 9. Valores de las constantes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  para cañoneo bajobalanceado**

Cañoneo Bajobalanceado				
$R_p$	TPP	$a_0$	$a_1$	$a_2$
≤ 0.3	2	0,64374	0,22082	-0,83782
≤ 0.3	4	0,79507	0,15189	-0,91899
≥ 0.3	8	0,92006	0,05473	-0,94102
≥ 0.3	12	0,93806	0,05464	-0,95875
≥ 0.3	16	0,95146	0,06546	-0,98175
> 0.3	2	0,85540	0,06302	-0,88678
> 0.3	4	0,91196	0,07855	-0,95974

**Fuente.** SUKAMO, Pudjo & TOBING, Edward. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Para hacer sistemática la aplicación del análisis nodal a todos los pozos, se describe una metodología, la cual es usada para hallar la densidad óptima de las perforaciones. A continuación se presenta paso a paso la metodología, tomando como caso base el pozo LI -111.

**Figura 32. Metodología para determinar la densidad óptima de perforaciones**



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

**Paso 1: Selección del pozo.** Para el caso actual el pozo que será utilizado como caso base es LI - 111.

**Paso 2: Condiciones de operación.** El test point es un valor de caudal  $Q_o$  (STB/D) tomado de los reportes actuales de producción del campo Llanito asociado a un valor de presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  (psia) seleccionado de

pruebas de nivel de fluido. Para el pozo LI - 111 los valores de las condiciones de operación son:

**Tabla 10. Condiciones de operación, pozo LI-111**

LLANITO 111	
$Q_o$ (STB/D)	$P_{wf}$ (psia)
85	547,4

**Fuente.** Los autores. Datos tomados de Informe del campo Llanito. 2011.

**Paso 3: Datos para construcción de la curva IPR.** Para poder desarrollar esta parte es necesario tener en cuenta la información de densidad de cañoneo (TPP), radio de perforación ( $R_p$ ), presión de yacimiento ( $P_r$ ), presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y caudal ( $Q_o$ ). Para el pozo LI - 111 los valores nombrados anteriormente:

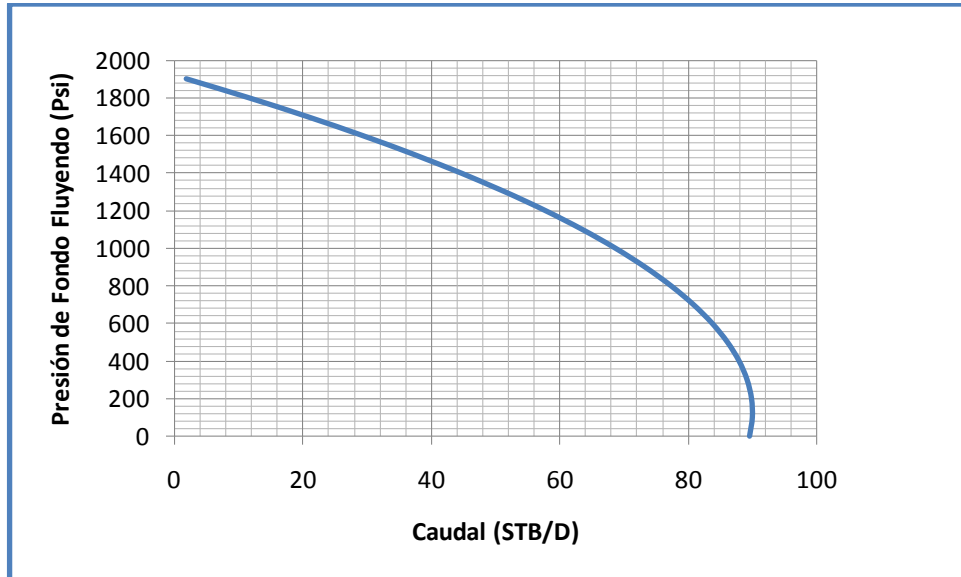
**Tabla 11. Datos del pozo LI-111**

LLANITO 111				
$P_{wf}$ (Psi)	$Q_o$ (STB/D)	$P_r$ (Psi)	$R_p$ (In)	TPP
547,4	85	1900	0,37	5

**Fuente.** Los autores. Datos tomados de Informe del campo Llanito. 2011.

**Paso 4: Generar la curva IPR.** Cuando ya se tengan todos los datos cargados se procede a graficar la curva IPR para la densidad de perforaciones acordado para el pozo en estudio, en este caso es 5 TPP. Con la intención de facilitar el desarrollo del proceso se decidió emplear una aplicación en Excel, el cual esta plasmado en la siguiente figura:

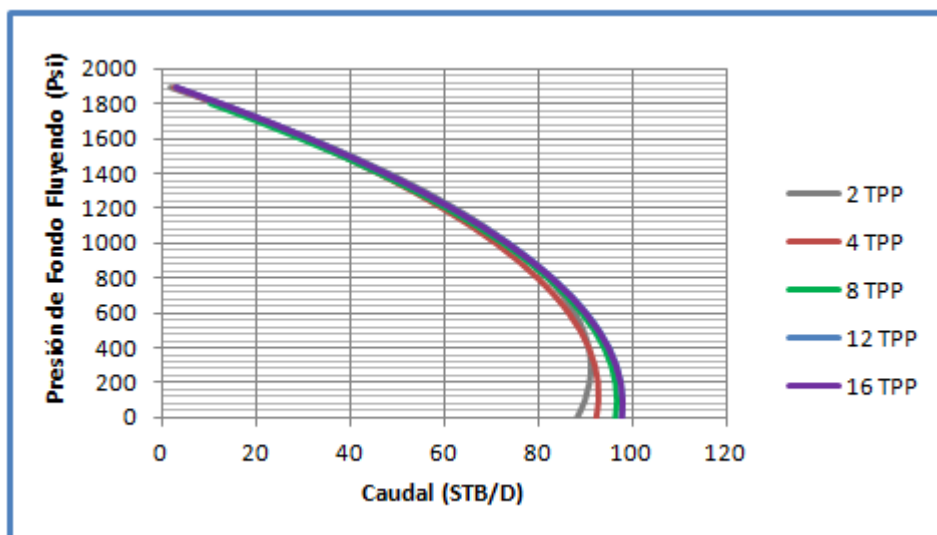
**Figura 33. Ipr del pozo LI-111**



Fuente. Los autores

**Paso 5: Variar el número de tiros por pie.** Modificar el número de tiro por pie utilizando valores de 2, 4, 8, 12 y 16, generando curvas IPR para cada caso.

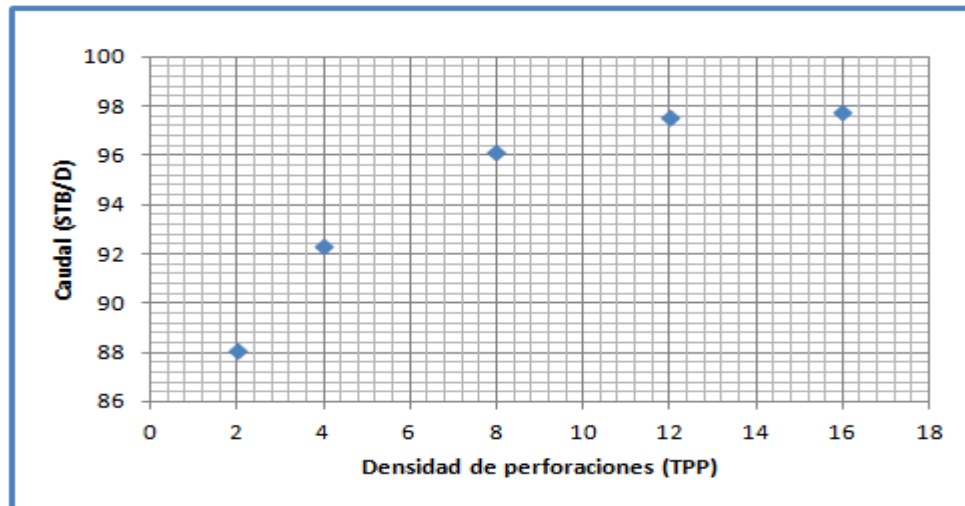
**Figura 34. Curvas Ipr para diferentes densidades de cañoneo, LI-111**



Fuente. Los autores

**Paso 6: Graficar Qmax vs TPP.** Cuando ya se tenga elaborada la familia de curvas, el paso a seguir es graficar el máximo caudal de producción ( $Q_{max}$ ) vs densidad de las perforaciones (TPP) para cada modelo.

**Figura 35. Incremento del caudal en función de la densidad de perforaciones**



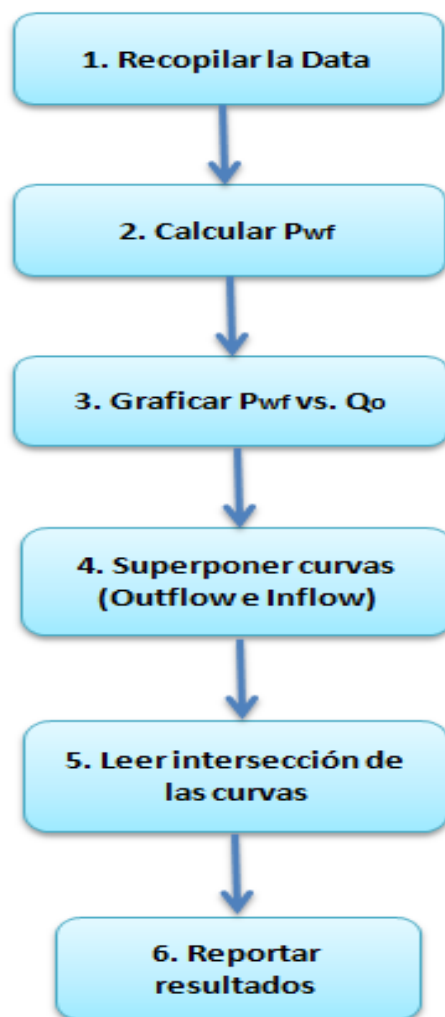
**Fuente.** Los autores

**Paso 7: Densidad óptima de perforaciones.** Al observar y comparar detalladamente el comportamiento de la producción basado en la densidad de perforaciones que tuvimos en cuenta, es notorio que sin importar que el número de tiros por pie aumente, existe un punto en que el caudal incrementa de una manera muy reducida, permaneciendo la producción casi constante. De esta forma se concluye, que para el caso del pozo LI - 111 la densidad óptima de perforaciones desde el punto de vista técnico es de 8 TPP.

**3.3.2 Construcción de la curva Outflow.** La elaboración de una curva Outflow para un pozo que produce con Sistema de Levantamiento Artificial bombeo mecánico, es el resultado de una interpretación de una serie de pruebas realizadas al pozo a lo largo de su historia, y por medio del análisis de esta

información se puede lograr establecer una relación entre el caudal y las pérdidas de presión a través de la tubería de producción, desde la entrada de la bomba hasta la cabeza del pozo. A continuación, se propone la metodología a seguir para desarrollar y construir la curva Outflow, utilizando nuevamente el pozo LI - 111 al igual que los análisis realizados anteriormente.

**Figura 36. Metodología para la construcción de la curva de outflow**



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

**Paso 1.** La información básica necesaria para llevar a cabo la construcción de la curva Outflow para el pozo en mención que tiene sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico es la que se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 12. Data de entrada para realizar el análisis del outflow**

<i>LLANITO 111</i>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	75	90	140
Diametro del piston (in)	1,25	1,5	1,75
Carga de fluido (lb)	2882	4044	5513
Presion de descarga (psi)	2562	2638	3294
Presion de entrada a la bomba (psi)	247,6	316,3	882
Nivel de fluido (ft)	4797,63	4635,45	4885,06
Presion en cabezal de pozo (ft)	60	100	100
Gravedad API (°)	21,2	21,2	21,2
Fecha	09/12/2010	07/08/2009	31/12/2007

**Fuente.** Los autores. Datos tomados del historial de niveles de fluido del pozo LI – 111.

Los datos mostrados en la tabla anterior necesarios para la construcción de la curva Outflow, son mediciones realizadas en fechas específicas, y fueron obtenidas a partir de archivos de pruebas de nivel y dinagramas. La sumergencia de la bomba se refiere a la profundidad a la que esta se encuentra por debajo del nivel de fluido, y se obtiene a partir de la diferencia entre la profundidad de la bomba (medida a partir de la longitud de la sarta de varillas) y el nivel de fluido (este indica la profundidad a la que se eleva la columna de fluido debido a la presión de yacimiento); la presión de entrada a la bomba denominada PIP (Pressure Intake Pump) esta es menor a la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) debido a las pérdidas por fricción que existe en la trayectoria que se inicia en la cara del pozo hasta el niple de asentamiento de la bomba; la presión en cabeza de pozo ( $P_{wh}$ ), es la presión con la que el fluido es impulsado hasta el cabezal y se monitorea en superficie a través de un manómetro; la carga de fluido se refiere al

peso que ejerce la columna de fluido levantado por la bomba de subsuelo en un momento determinado. El resto de la información fue obtenida de los estados mecánicos.

**Paso 2.** Luego de revisar y analizar la información necesaria para la construcción de la curva Outflow de una manera minuciosa, el paso a seguir es calcular la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) asociado a cada una de las pruebas. Para poder realizar esta parte se debe utilizar la siguiente ecuación:

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

Para el caso del test 1 (ver tabla 13) que se le realizo al pozo LI - 111, los parámetros de la ecuación son los siguientes:

Caudal, $Q_o$ (STB/D)	= 75
Presión de cabeza, $P_{wh}$ (psi):	= 60
Perdidas de presión por fricción, $\Delta P_{ft}$ (psi):	= 2502
Carga de fluido, $F_o$ (psi):	= 2882
Área transversal del pistón, $A_p$ (in <sup>2</sup> ):	= 1,227
Carga de fluido por unidad de área, $Pf_o$ (psi):	= 2348,8

Por lo tanto,

Presión de fondo fluyendo, $P_{wf}$ (psi):	= 213,2
--	---------

Es necesario aclarar que para darle un sentido practico al estudio, el diferencial de presión debido a las pérdidas por fricción entre la tubería y la sarta de varillas ( $\Delta P_{ft}$ ), se ha tomado como la diferencia entre la presión de descarga de la bomba (PDP) y la presión de cabeza de pozo ( $P_{wh}$ ).

Para los test 2 y 3 se les realizaron los cálculos respectivos. Los resultados están plasmados en la siguiente tabla:

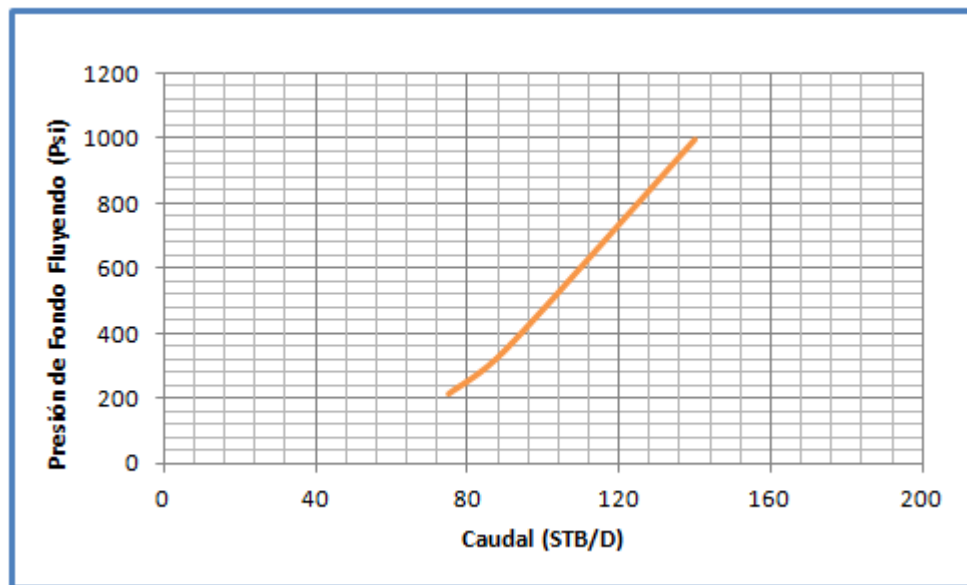
**Tabla 13. Sección de outflow para el pozo LI-111**

LLANITO 111						
Q (STB/D)	P <sub>wh</sub>	F <sub>o</sub>	P <sub>fo</sub>	PDP	ΔP <sub>ft</sub>	P <sub>wf</sub>
75	60	2882	2348,8	2562	2502	213,2
90	100	4044	2288,6	2638	2538	349,4
200	100	5513	2297,1	3294	3194	996,9

**Fuente.** Los autores

**Paso 3.** Graficar la presión de fondo fluyendo (P<sub>wf</sub>) obtenida anteriormente contra el caudal (Q<sub>o</sub>). Para el caso que estamos estudiando, el pozo LI - 111 la curva Outflow se muestra a continuación:

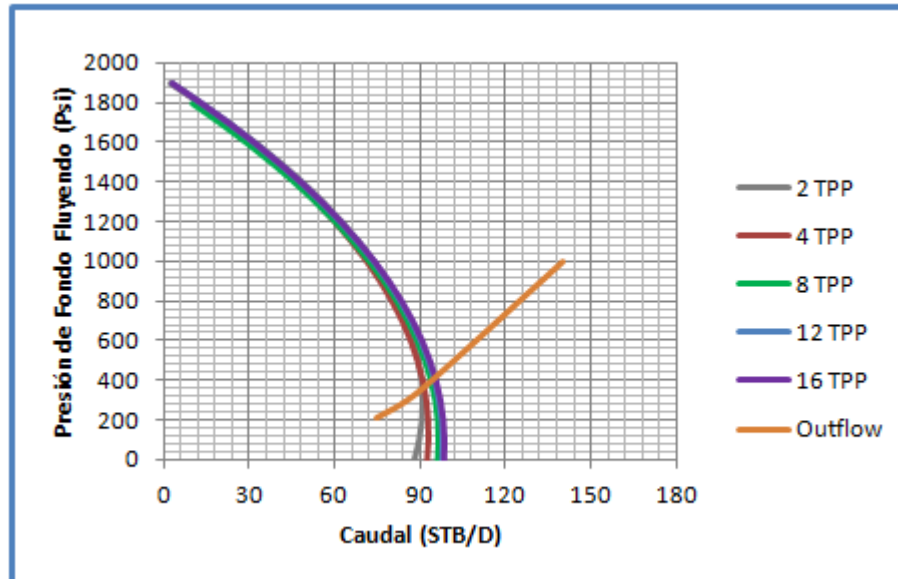
**Figura 37. Curva de outflow del pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores.

**Paso 4.** Luego se prosigue a graficar las curvas Inflow y Outflow, logrando superponerlas y hallar de esta forma el punto de operación para el pozo en estudio.

**Figura 38. Superposición de las curvas de Inflow y outflow del pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores.

**Paso 5.** Leer la intersección entre las curvas y determinar las condiciones óptimas de operación, en este caso  $P_{wf} = 400$  psi y  $Q_o = 98$  STB/D. Teniendo en cuenta que el pozo LI – 111 esta cañoneado con una densidad de perforaciones de 5 TPP, y analizando los resultados de una manera detallada se puede evidenciar que no es necesario realizar un recañoneo, ya que la optimización no sería visible para este caso.

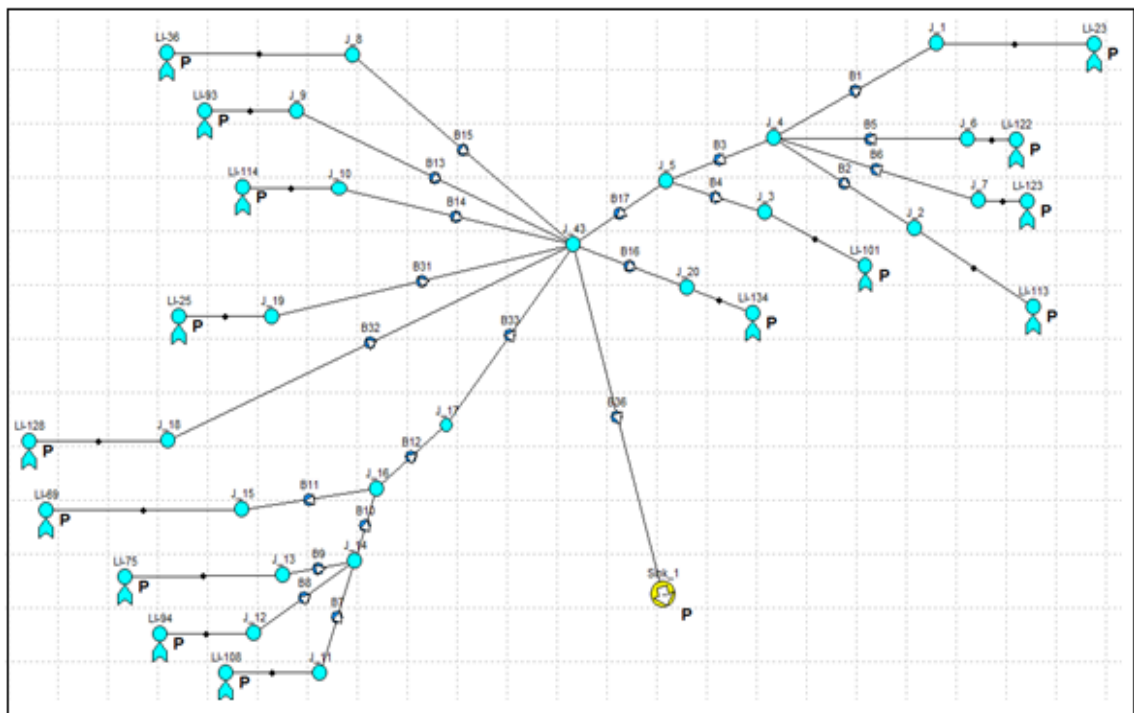
### 3.4 PROCEDIMIENTO USADO PARA LAS SIMULACIONES EN PIPESIM

Una vez recolectada y validada la data, se procede a la etapa de simulación de los pozos en estudio. Para lograr esto se utilizará el simulador PIPESIM, el cual

reproduce el comportamiento de cada pozo por separado para efectos de un aprendizaje didáctico y futuros estudios se establecen 6 fases para la simulación: fase montaje del modelo en superficie, fase montaje del modelo del pozo, carga de la data para la simulación, ajuste de presión y temperatura, calibración de las propiedades del fluido, calibración de la correlación de flujo multifásico.

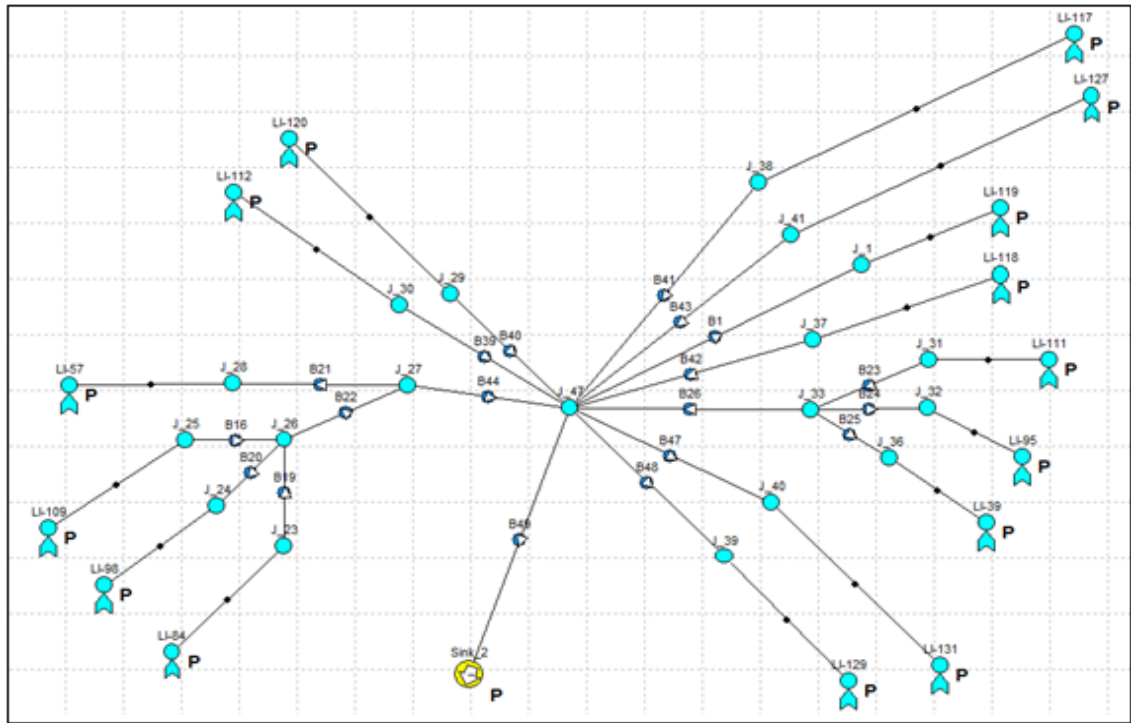
**3.4.1 Fase montaje Modelo de superficie.** Primero se cargo la red de superficie teniendo en cuenta que para poder unir las líneas de superficie con los pozos es necesario insertar un “nodo de unión”. Antes de que el fluido llegue a la Estación Nororiental, inicialmente se recoge en dos separadores de pruebas que llegan al separador general, debido a esto y para poder realizar un mejor análisis se estudió separando la red en dos ramales que se dirigen a la estación de recolección, como se muestra a continuación en la Figura 39 y la Figura 40:

**Figura 39. Modelo de superficie (red 1), estación nororiental campo Llanito**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM.

**Figura 40. Modelo de superficie (red 2), estación nororiental campo Llanito**

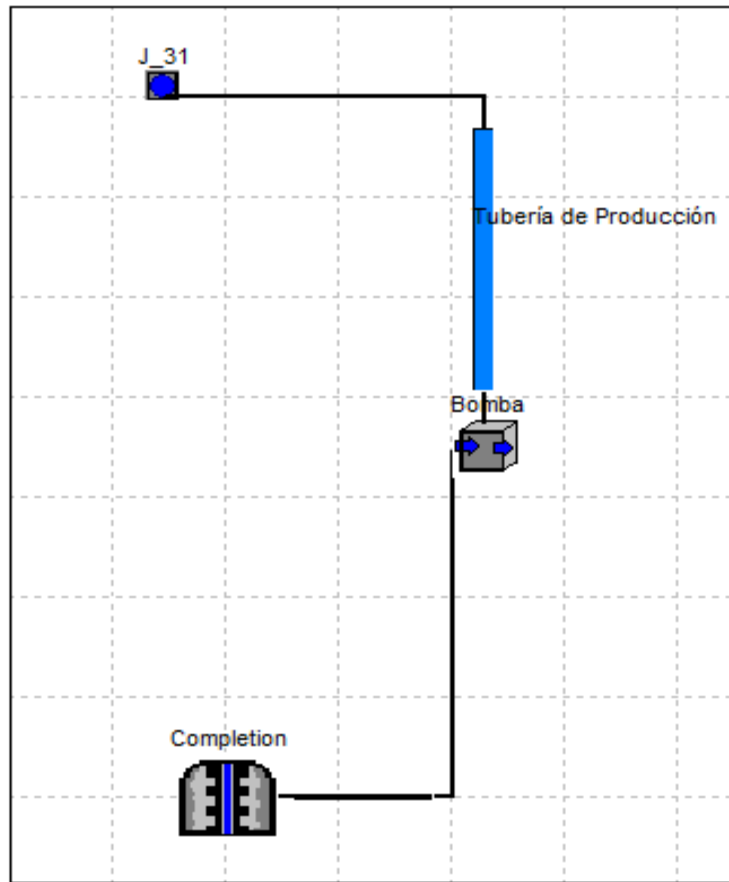


**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM.

**3.4.2 Fase montaje Modelo del pozo.** A continuación se muestra los pasos que se realizaron para desarrollar esta fase:

**Paso 1.** Después de terminar de desarrollar el modelo de superficie, el siguiente paso es cargar la data para cada uno de los pozos; en la parte de “Análisis del comportamiento del pozo” insertar la configuración del sistema de subsuelo. Según el número de arenas productoras activas, se pueden insertar varios “Completamientos Verticales”, no es el caso del pozo Llanito 111. En la Figura 41 se puede observar el modelo para el pozo mencionado.

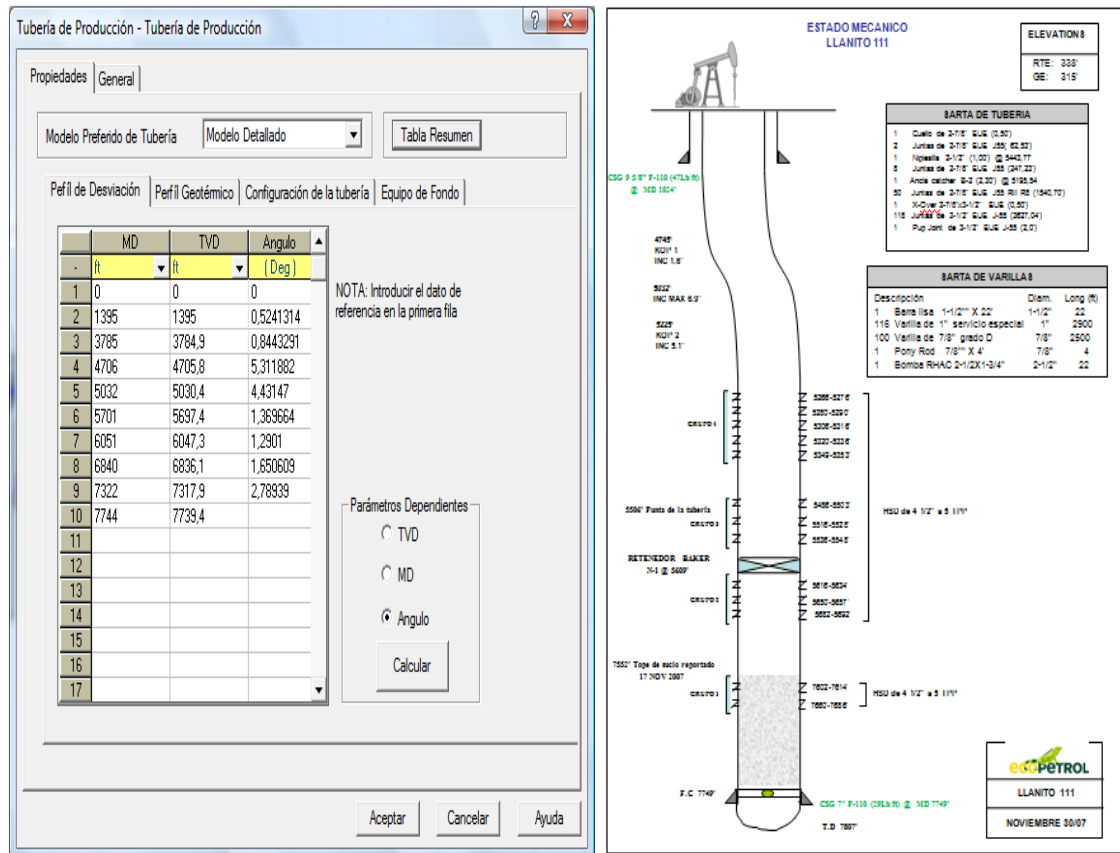
**Figura 41. Modelo de pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

**Paso 2.** Teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo, se examina si el pozo es desviado, siendo así el caso para el pozo en estudio LI – 111, entonces se procede a incluir la información referente a Measured Depth (MD) y a True Vertical Depth (TVD) en la pestaña “Perfil de Desviación” que se encuentra en la sección “Tubería de Producción” basándose en los picos mas notables de desviación. La información relacionada a la parte de desviación del pozo es obtenida de los reportes Survey de cada pozo. Lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 42, que se muestra a continuación:

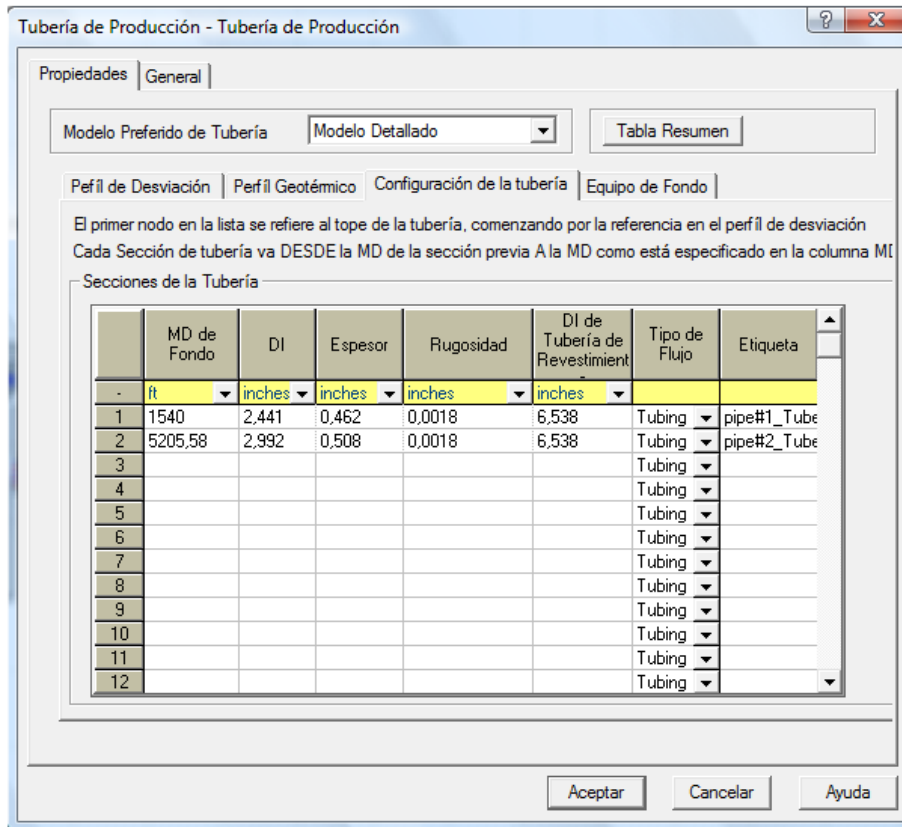
**Figura 42. Entrada de datos de desviación del pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 3.** Luego se procede a cargar los datos referentes a la Configuración de la Tubería (MD de Fondo, Diámetro Interno, Espesor, Rugosidad, Diámetro Interno de Tubería de Revestimiento y Tipo de Flujo), al Perfil Geotérmico (MD y Temperatura Ambiente), Equipo de Fondo (Equipo, MD y Propiedades) y a las demás especificaciones de completación del pozo, todo esto se realiza en la sección “Tubería de Producción”.

**Figura 43. Sección de configuración de tubería del pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**3.4.3 Carga de la data para la simulación.** Consiste en cargar la data para cada uno de los pozos. A continuación se muestra los pasos que se realizaron para desarrollar esta fase:

**Paso 1.** Después de cargar toda la información concerniente a la parte de completación del pozo, el paso a seguir es cargar los datos de yacimiento (Presión y Temperatura de Reservorio) y en la parte de Modelo de Terminación, seleccionar el tipo de modelo de flujo que mejor se ajuste a las propiedades de yacimiento.

Para la determinación del método IPR a tener en cuenta en los pozos que hacen parte del estudio, el simulador PIPESIM ofrece un paquete de correlaciones de modelo de flujo, de las cuales fueron seleccionadas solo 3 debido a que se descartaron algunas por falta de aplicabilidad. Las correlaciones seleccionadas fueron: Vogel, Fetkovich y Wiggins, todas aplicables a yacimientos de aceite saturado, como es el caso del yacimiento que está en estudio.

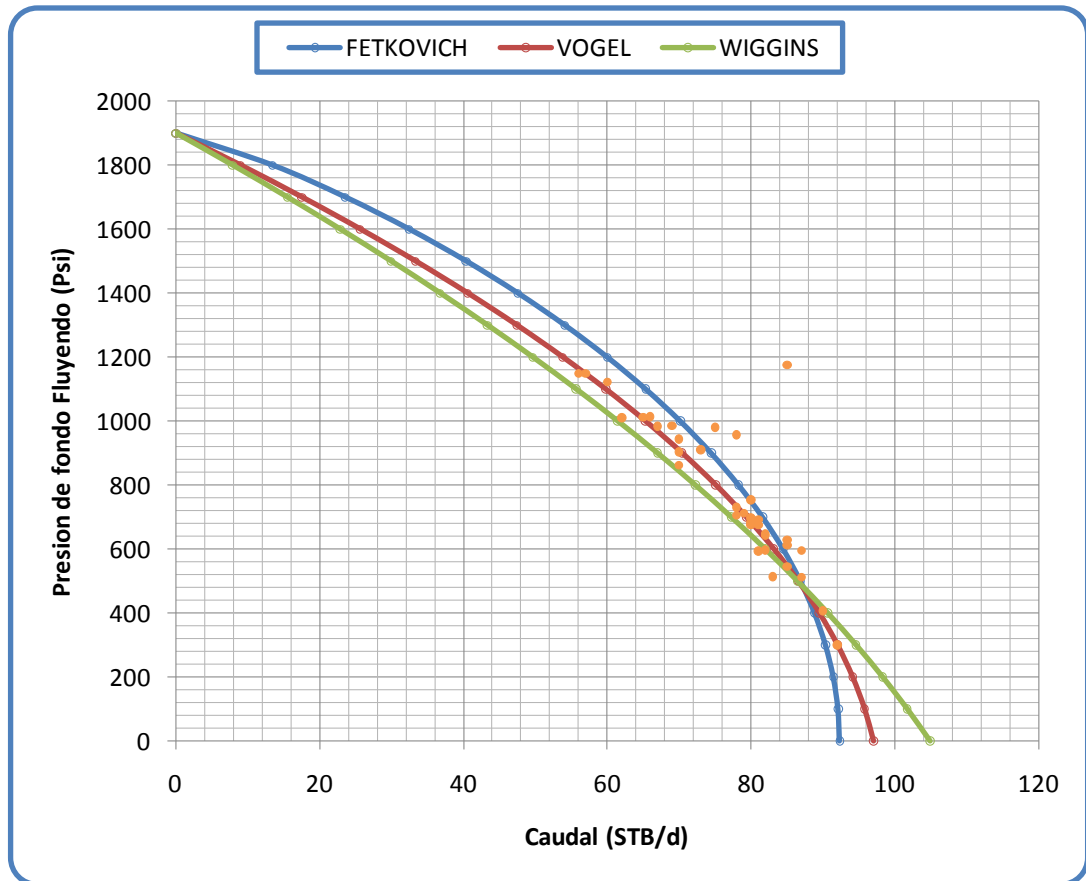
Luego de realizar las diferentes simulaciones utilizando las tres correlaciones, se determinó la más apropiada teniendo en cuenta el ajuste de los datos de producción y las limitaciones que cada una presentaba.

El método de Fetkovich, no tiene un buen ajuste con los datos reales de producción. Esto radica principalmente a que esta correlación utiliza los valores  $C$  y  $n$ , siendo necesario una prueba de presión para hallar estos dos coeficientes, y si no se cuentan con pruebas de producción representativas del potencial del pozo, lo más probable es que el método presente falencias.

La limitante principal de la correlación de Wiggins, es que ignora los efectos de capilaridad, los efectos de la gravedad y la solubilidad del gas en agua, por lo que a presiones de fondo bajas la cantidad de aceite es sobrestimada al no tener en cuenta estos factores.

Como se puede detallar en la figura 44, el método de Vogel es el que más se ajusta a los datos de producción tomados en el pozo. La razón principal por la que este método se acomoda a las condiciones de yacimiento, se debe a que esta correlación aplica a las propiedades de los fluidos y de la roca, el mecanismo de producción y también a la configuración de cada pozo.

Figura 44. Comparación de modelos de ipr



Fuente. Los autores

El modelo de VOGEL está en función de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), el caudal ( $Q_o$ ), la presión estática ( $P_R$ ) y de un “coeficiente de Vogel” cuyo valor corresponde por defecto a 0,8. Con las variables mencionadas anteriormente se calcula el Potencial Absoluto del Pozo. En la figura 45 se plasma lo explicado en la parte en la parte de arriba:

**Figura 45. Ventana de datos de yacimiento y modelo de flujo**

Terminación Vertical - Completion

Propiedades | General

Datos de Yacimiento

Presión Estática 1900 psia

Temperatura 120 F

Modelo de Terminación

Tipo de Modelo Vogel's Equation

Potencial Absoluto 97,034707 STB/d

Calcular Pontencial Absoluto del Pozo

Coeficiente de Vogel 0.8

q 85 STB/d

Pwf 547.4 psia

Pws 1900 psia

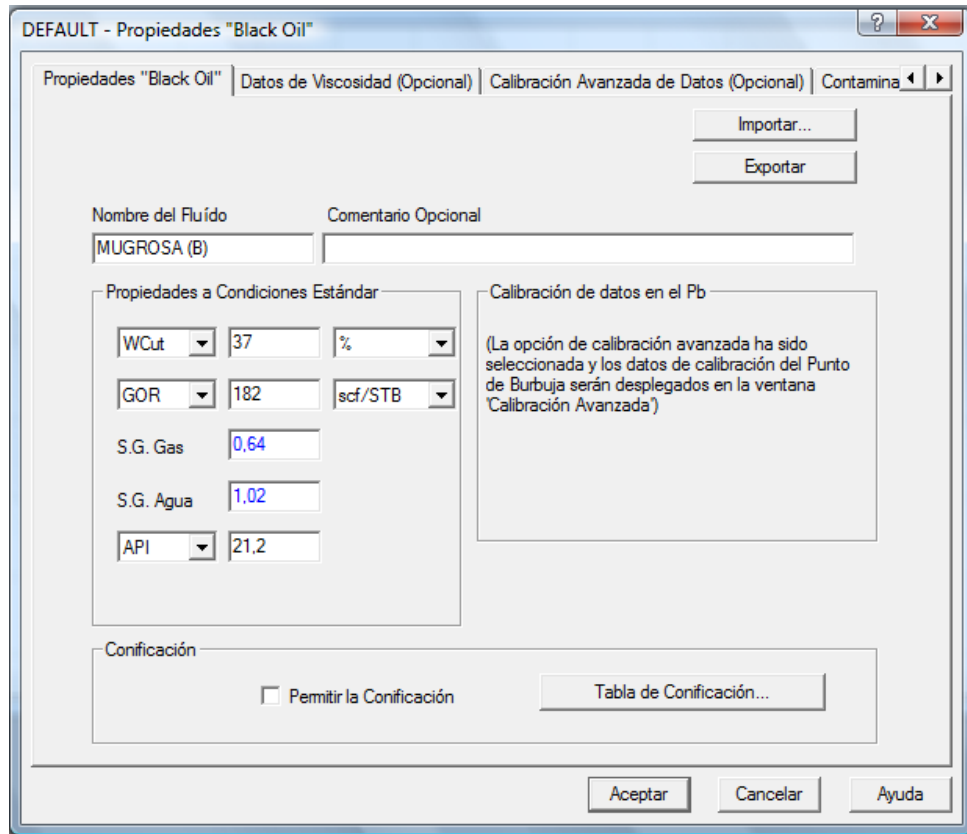
Calcular Potencial Absoluto

Aceptar Cancelar Ayuda

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 2.** Luego, en la sección de “Propiedades del Black Oil” perteneciente a la pestaña <Configurar> se incluyen los datos referentes a las propiedades del fluido, tales como: corte de agua, gravedad específica del gas, gravedad específica del agua, GOR, gravedad API; también los datos obtenidos de pruebas PVT (Factor Volumétrico de Formación del Aceite, Viscosidad del Crudo Vivo, Viscosidad del Gas y Factor de Compresibilidad del Gas) los cuales son calibrados con las diferentes correlaciones que ofrece el simulador para cada una de las propiedades, en la sección “Calibración Avanzada de Datos”. Este procedimiento se mostrará detalladamente más adelante.

**Figura 46. Propiedades de los fluidos del pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 3.** Después de incorporar los datos pertenecientes al fluido y sus propiedades, se prosigue entrar en la sección “Correlaciones de Flujo” perteneciente a la pestaña <Configurar> y aparece por defecto la de Beggs & Brill Revised como correlación de flujo multifásico tanto para flujo vertical como para flujo horizontal. Es necesario aclarar que por medio de la opción que ofrece PIPESIM, es posible calibrar las correlaciones de flujo para determinar cual se ajusta mejor a las propiedades del fluido.

Con el registro de los valores de presión punto a punto según la profundidad de los pozos, calcular la curva de gradiente inicialmente con Beggs & Brill Revised

(en este por utilizar el simulador PIPESIM) y luego con varias correlaciones, realizando un análisis de sensibilidad. De los resultados gráficos, se define la correlación de flujo multifásico que mejor se aproxime al perfil real. Este procedimiento se explicará más adelante.

La correlación de Beggs & Brill permite calcular las pérdidas de presión en tuberías verticales y horizontales, involucrando al mismo tiempo los valores de fricción de la tubería (tomando el valor promedio de la velocidad de flujo) y un régimen adicional de espuma no deslizante.

**Figura 47. Selección de la correlación de flujo multifásico**

The image shows a software dialog box titled "Dato Global" with a tab labeled "Correlaciones de Flujo". It contains three main sections for flow correlations:

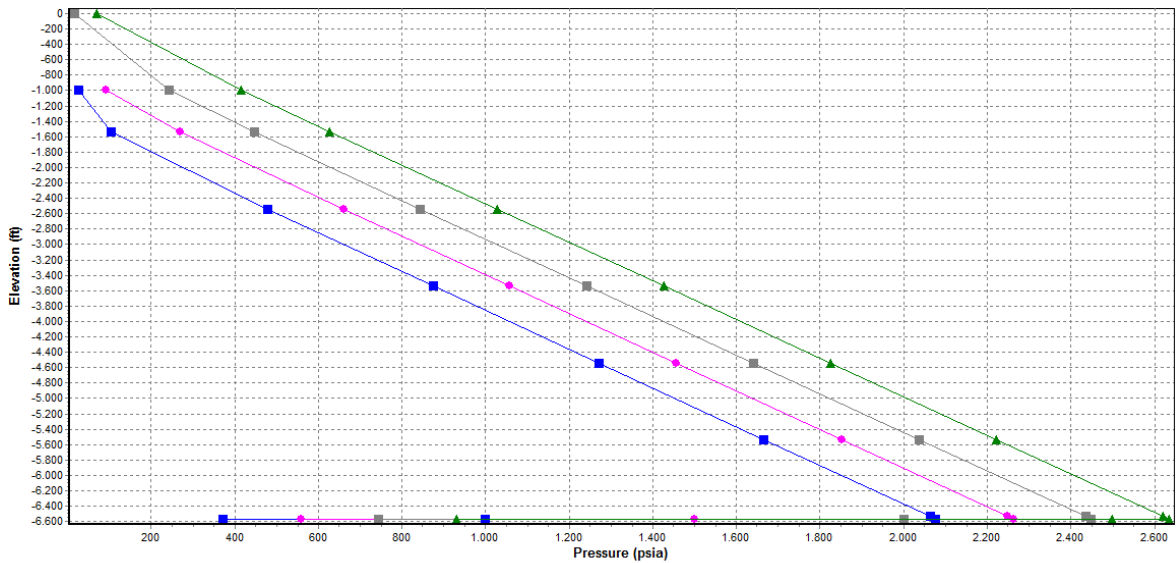
- Flujo Vertical (Multifásico):** Fuente: bja, Correlación: Beggs & Brill Revised, Factor de Fricción: 1, Factor de Colgamiento: 1.
- Flujo Horizontal (Multifásico):** Fuente: bja, Correlación: Beggs & Brill Revised, Factor de Fricción: 1, Factor de Colgamiento: 1.
- Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo:** Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal, 45 (0-90) desviación de la vertical.
- Monofásico:** Correlación: Moody.

At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

**3.4.4 Ajuste de presión y temperatura.** En la pestaña “Operaciones” y en la sección “Perfiles de Presión/Temperatura” se incluyen los datos respectivos, utilizando como variable la presión estática y con el valor conocido del caudal, se procede a realizar los ajustes de los diferentes parámetros del pozo que se van a sensibilizar y eligiendo el tipo de “Gráfica de Perfil Predeterminada”. Luego se corre el modelo y se genera una grafica que define los valores de presiones necesarias para llevar el fluido hasta superficie. En la siguiente figura se refleja que para el caso del pozo en estudio, a presiones mayores a 2200 psia, el fluido puede ser levantado hasta superficie.

**Figura 48. Perfiles de presión y temperatura, pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**3.4.5 Calibración de las propiedades del fluido.** Llevar a cabo cualquier tipo de análisis sin antes realizar una calibración al modelo de aceite negro que estamos trabajando no es recomendado, debido a que realizando este procedimiento se

pueden definir las fases, las pérdidas de presión en regiones de flujo monofásico y multifásico, el régimen de flujo y también el calor desde o hacia los alrededores.

Se procede a ingresar en la pestaña Configurar y luego en la opción “Black Oil”, en la sección “Calibración Avanzada de Datos” se incluye la información correspondiente a la prueba PVT, como el Factor Volumétrico del aceite (OFVF), Viscosidad del crudo ( $\mu_o$ ), Viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) y el Factor de Compresibilidad del gas (Z) a presiones iguales, mayores o menores al punto de burbuja.

**Figura 49. Ventana de calibración de las propiedades del fluido**

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contamina

NO Calibración  Calibración Punto Unico  Calibración Multi Punto

Presión Temperatura Correlación  
psia F

Arriba de Pb  
OFVF 1.11 3500 120 Vasquez Beggs

En Pb  
Rsb 176.7 scf/STB 1920 120 Lasater

En o abajo de Pb  
OFVF 1.12478 1920 120 Standing  
Viscosidad del Crudo Vivo 21.7426 cP 1920 120 Chew & Connally  
Viscosity del Gas 0.01555 cP 1600 120 Lee et al.  
Factor Z del Gas 0.9832 1600 120 Standing

Generar Tablas

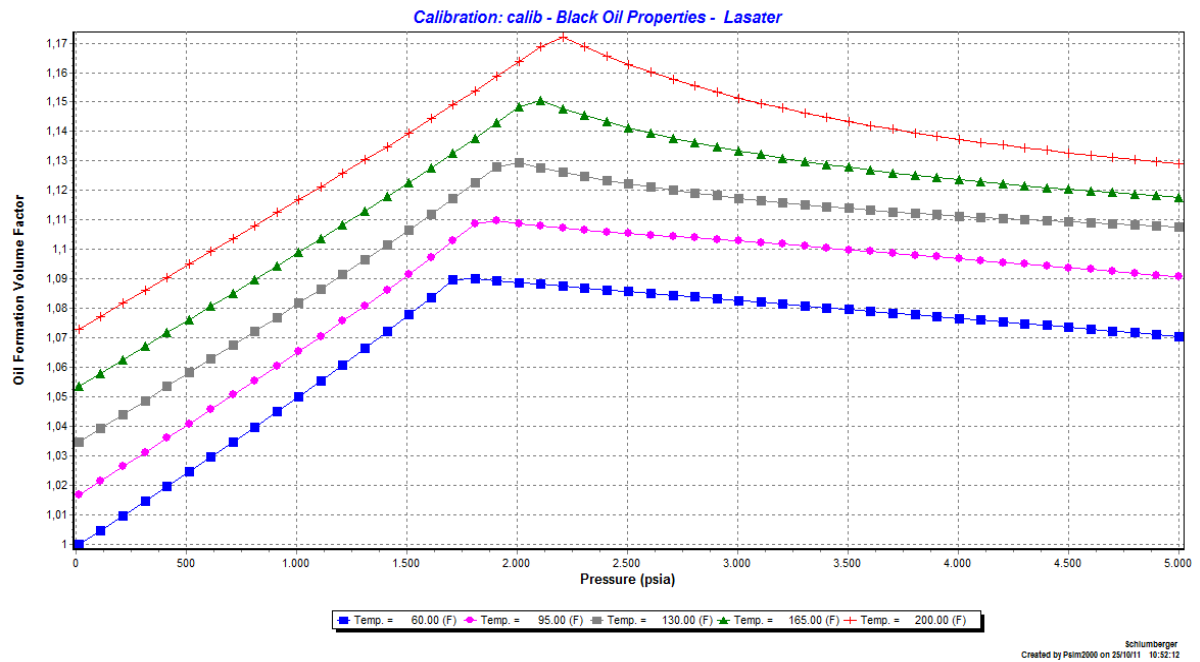
Gráfica de Datos PVT (Conds. Lab. RGA=Rs)... Gráfica de Datos PVT (Conds. Yac.)...

Aceptar Cancelar Ayuda

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LLAN – 111.

• **Calibración del Factor Volumétrico del Aceite.** Para el caso del Factor Volumétrico del aceite (OFVF) es necesario conocer su valor en el punto de burbuja y a una determinada temperatura. El simulador escoge inicialmente por defecto la correlación de Standing para realizar el análisis.

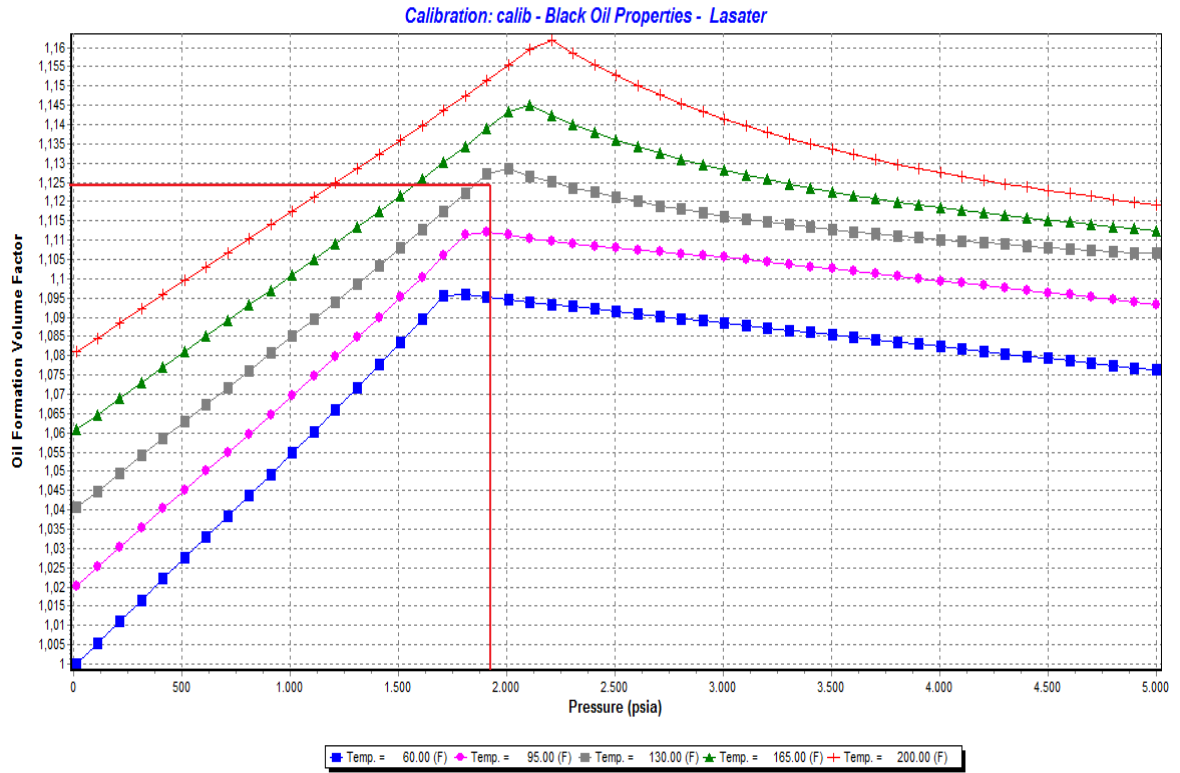
**Figura 50. Factor volumétrico del aceite, correlación de Standing**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LLAN – 111.

El procedimiento para realizar la calibración del Factor Volumétrico del aceite (OFVF), consiste en originar las gráficas con las diferentes correlaciones que ofrece el paquete de PIPESIM: Standing, Vásquez & Beggs y Kartoatmodjo. Para el caso del pozo en estudio LI – 111, de las tres correlaciones la que mas se ajusta al comportamiento real del pozo es la de Vásquez & Beggs, con un valor del Factor Volumétrico de formación del aceite igual a 1.1246 a una presión de 1920 psia y a una temperatura de 120 °F.

**Figura 51. Calibración del factor volumétrico de formación del aceite**

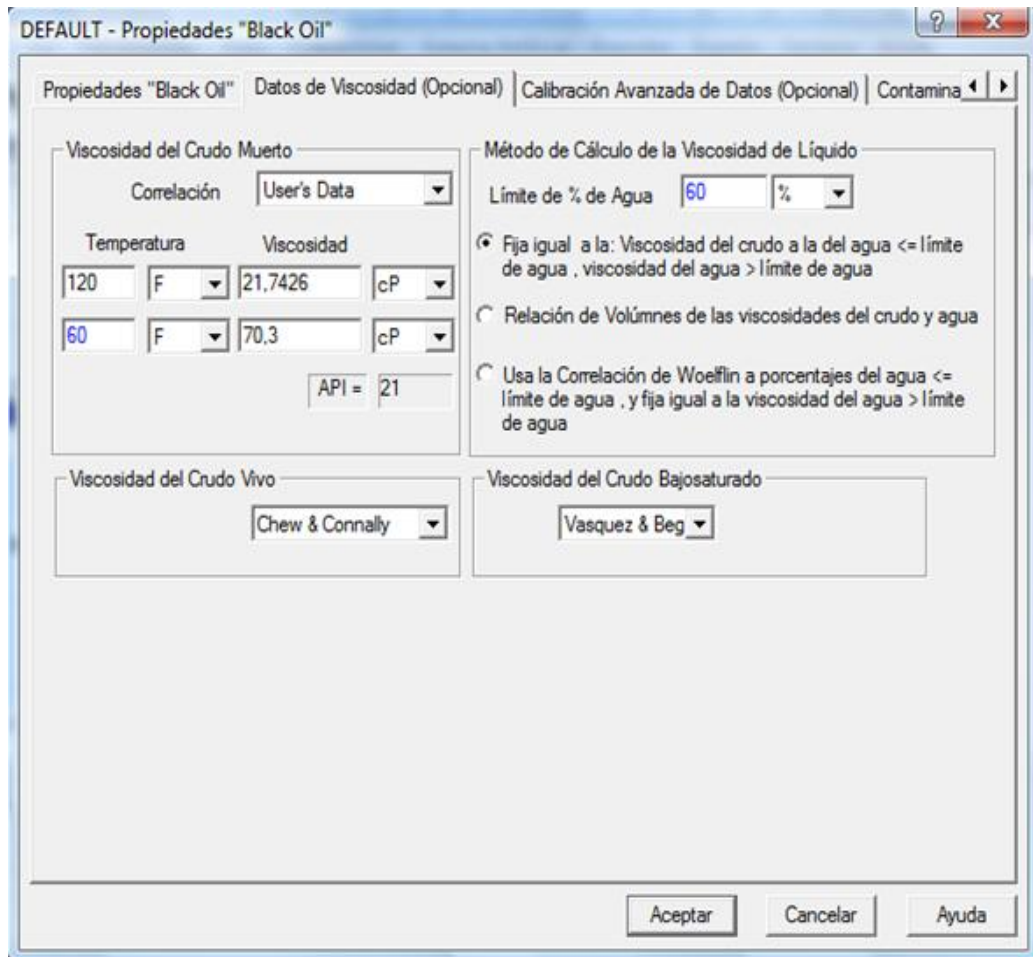


Schlumberger  
Created by Palm2000 on 25/10/11 11:38:31

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

• **Calibración de la Viscosidad del Aceite.** Para la calibración de la viscosidad del aceite se debe ingresar en la sección de “Datos de Viscosidad” perteneciente a la opción de <Black Oil> en la pestaña “Configurar”, se debe escoger “Datos de Usuario” para cargar los datos de las dos viscosidades registradas en las pruebas PVT. Inicialmente, el simulador por defecto utiliza la correlación de Beggs & Robinson, aparecen valores aproximados de viscosidad a temperaturas de 60 °F y 120 °F conociendo la gravedad API.

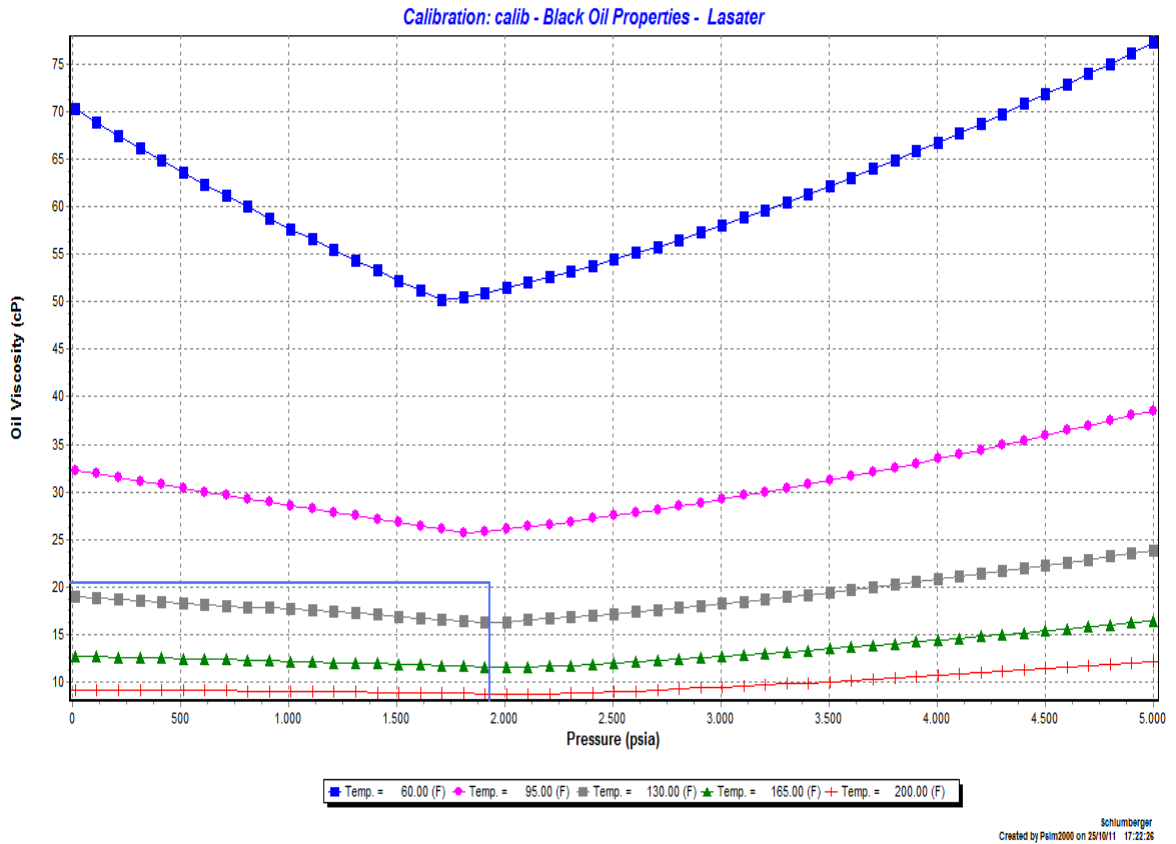
**Figura 52. Ventana de datos de viscosidad del crudo**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

Del mismo modo que se ajusto el Factor Volumétrico de Formación del aceite, se procede a calibrar la viscosidad, generando gráficas con las distintas correlaciones que ofrece PIPESIM, en este caso son: Beggs & Robinson, Chew & Connally, Kartoatmodjo y Khan. Para el caso de LI – 111 la correlación que mas se ajusta es la de Khan, con un valor de Viscosidad del aceite de 20,55 cP a una temperatura de 120 °F. En la siguiente figura se muestra lo mencionado anteriormente:

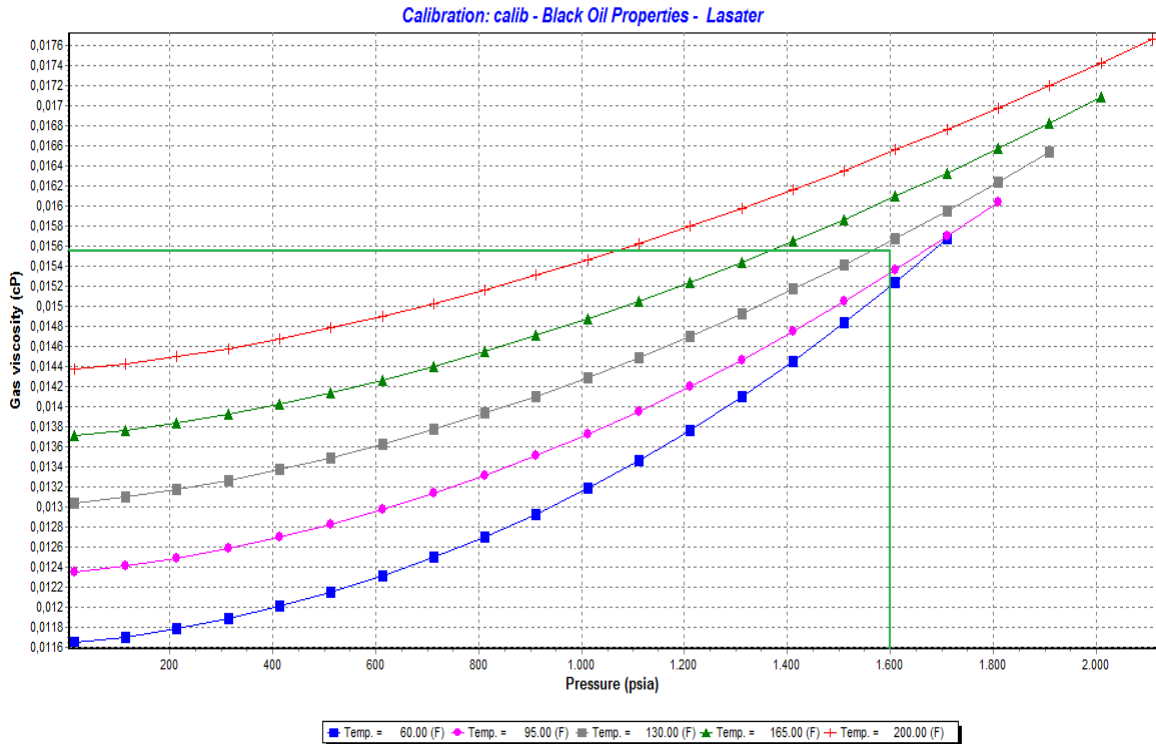
Figura 53. Calibración de la viscosidad del aceite



Fuente. Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

• **Calibración de la Viscosidad del Gas.** A continuación se calibrará la Viscosidad del gas de la misma manera que se ajustaron las anteriores propiedades del fluido (Factor Volumétrico de Formación del aceite y la Viscosidad del aceite), generando las curvas por medio de las correlaciones que ofrece PIPESIM. En este caso el simulador escoge por defecto la correlación de Lee et al. y el valor de la Viscosidad del gas para este caso es 0,0154 cP a una presión de 1600 psia y a una temperatura de 120 °F.

**Figura 54. Calibración de la viscosidad del gas**

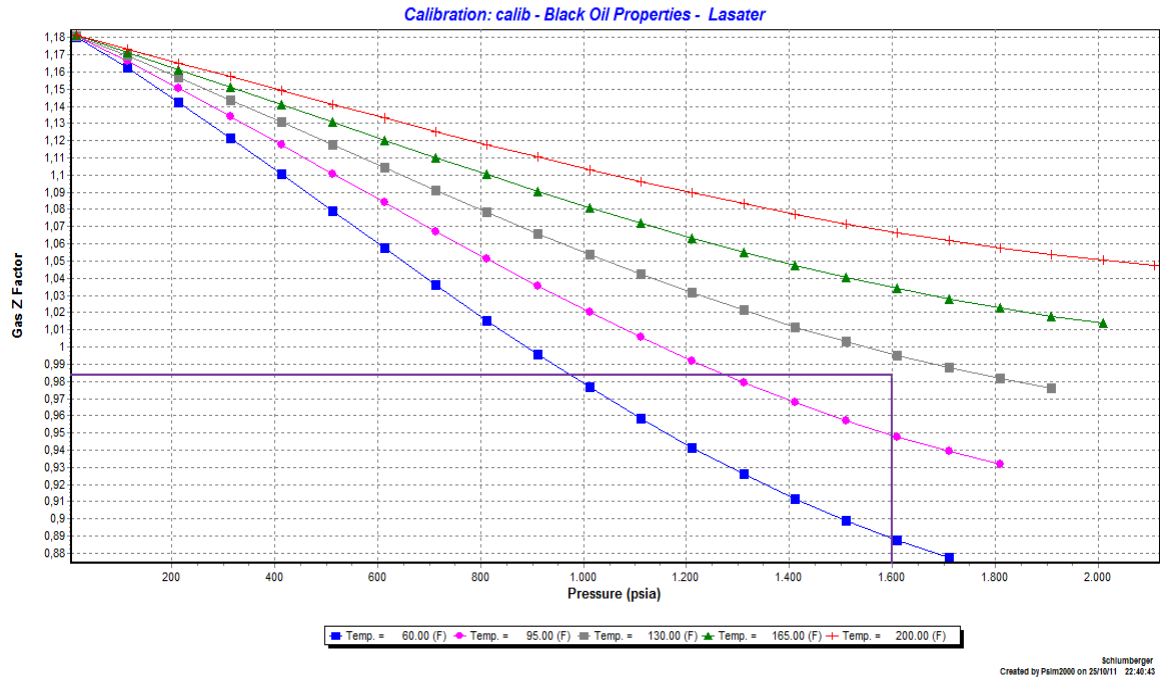


Schlumberger  
Created by Palm2000 on 25/10/11 22:20:28

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

• **Calibración del Factor de Compresibilidad del Gas.** De igual forma se llevará a cabo el mismo procedimiento que se ha utilizado anteriormente para ajustar las propiedades del fluido al Factor de Compresibilidad del gas, generando las gráficas para las respectivas correlaciones que presenta PIPESIM (Standing, Hall Yarborough y Robinson et al.) y escoger la que más se adapte al comportamiento del pozo en estudio. En esta ocasión, la correlación que más se ajusta es la de Standing, con un valor de Factor Z del gas de 0,9838 a una presión de 1600 psia y a una temperatura de 120 °F.

**Figura 55. Calibración del factor z del gas**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM para el pozo LI – 111.

**3.4.6 Calibración de la correlación de flujo.** En el caso de las correlaciones de flujo vertical, para escoger la más adecuada para el pozo en estudio, se debe tener información relacionada a pruebas de presión del campo, permitiendo esto poder realizar un análisis y constatar la correlación que mejor se ajusta al comportamiento del fluido de acuerdo a las características que éste presente.

Debido a que el campo Llanito no cuenta actualmente con pruebas de presión, no es posible realizar un estudio representativo para cada pozo, pero si existen reportes de datos de presiones generalizadas del campo que permiten desarrollar la calibración. La Tabla 14 muestra la información referente a las presiones generalizadas del campo Llanito:

**Tabla 14. Condiciones de presión generalizadas del campo Llanito<sup>13</sup>**

Profundidad (ft)	Presión (psia)
1540	547
2539	941
3000	1123
3823	1491
4000	1600
4720	2065
5200	2250
5700	2441
6200	2700
7000	3200

**Fuente.** MARTINEZ, MIGUEL y DIAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. 2009 (Modificado).

Para poder realizar la calibración se despliega en la pestaña <Operaciones> la opción “Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico”, ingresando los datos solicitados, en este caso la presión en cabeza de pozo y el caudal de líquido, después se seleccionan diferentes correlaciones de flujo vertical, luego en la sección de “Grafica de Perfil predeterminada”, se escoge la opción “Elevación vs Profundidad” y se corre el modelo, generando una grafica en la cual es posible definir la correlación que mejor se ajusta.

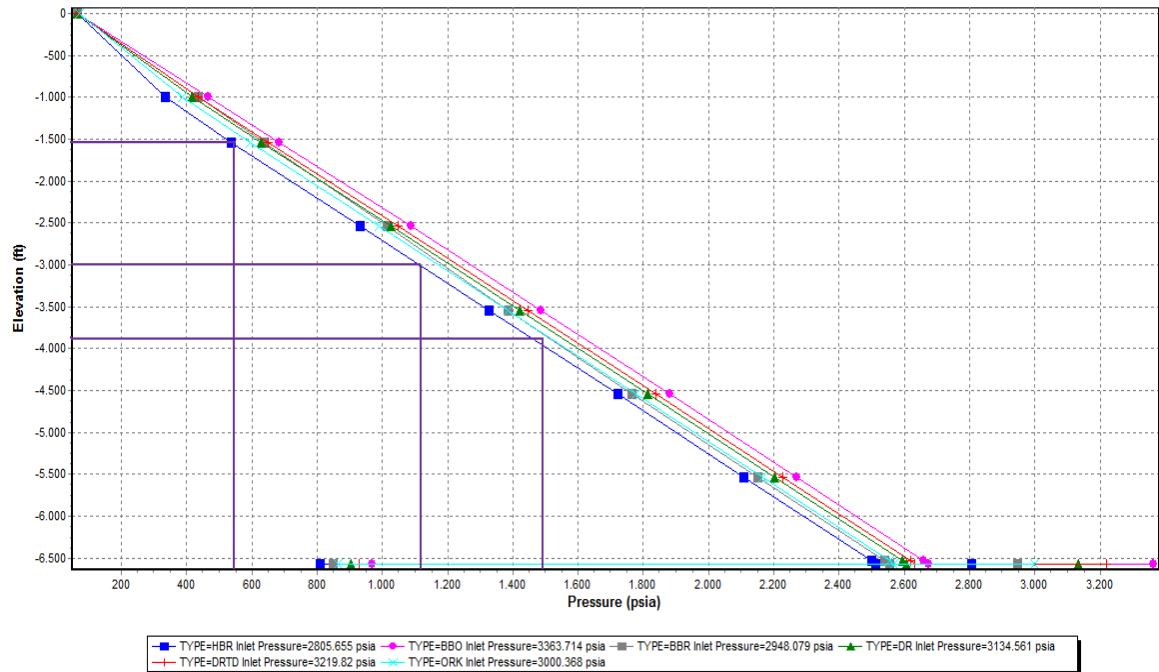
**Tabla 15. Condiciones de operación del pozo II-111**

LLANITO 111	
Q <sub>o</sub> (STB/D)	P <sub>wh</sub> (psia)
85	65

**Fuente.** Los autores. ECOPETROL S.A. Informe del campo Llanito. 2001

<sup>13</sup> MARTINEZ, MIGUEL y DIAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. 2009.

**Figura 56. Calibración de las correlaciones de flujo, Ilanito 111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

Para el caso que esta en estudio el pozo LI – 111, por medio del ajuste que se realizó a través del simulador la correlación que más se adapta a las condiciones del pozo, y por lo tanto la de mayor compatibilidad con los datos del sistema para el cual se desea determinar las perdidas por fricción en la tubería, la que mejor modela el comportamiento del fluido es la Duns & Ros. Por consiguiente se debe cambiar la configuración y seleccionar la correlación anterior en la parte de “Correlaciones de Flujo”, debido a que inicialmente por defecto se había escogido la correlación de flujo multifásico de Beggs & Brill Revised.

La correlación de Duns & Ross esta basada en datos de campo y laboratorio con tipos de fluidos aceite, agua y gas. Además tiene en cuenta los cuatro tipos de patrones de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina). Además maneja un rango de gravedad API entre 18 y 56° API, un amplio rango de diámetros de tubería y valores de GOR menores a 5000 SCF/STB.

El sistema de producción de aceite de los pozos que están en estudio tienen un patrón de flujo burbuja donde la fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas discretas en la fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería, además cumple con las demás condiciones planteadas, por lo tanto la correlación de Duns & Ross es adecuada para este caso.

**Tabla 16. Características de la correlación de flujo Duns & Ross**

DETALLES	DUNS & ROSS	POZOS EN ESTUDIO
Patrón de Flujo	Considera todos los patrones de flujo	Flujo Burbuja
Gravedad API	18 - 56 °API	18 - 24 ° API
OD	1-4 in	2,441 - 2,992 in
GOR	< 5000 SCF/STB	< 3000 SCF/ STB

Fuente. Los autores

**3.4.7 Análisis nodal usando como herramienta PIPESIM.** Siguiendo la metodología propuesta se dispone a optimizar los siguientes parámetros:

- Diámetro de la tubería de producción. Esta variable se realiza en el nodo punto medio de las perforaciones.
- Presión de cabeza. Esta variable se realiza en el nodo cabeza de pozo.
- Diámetro de las líneas de superficie. Esta variable se realiza en el nodo cabeza de pozo.

Usando como nodo solución el punto medio de las perforaciones ya se tuvo en cuenta como variable de optimización la densidad óptima de las perforaciones, y ahora se utilizará como opción de cambio el diámetro de la tubería de producción usando el simulador PIPESIM.

A continuación se describe como se realizó la optimización del diámetro de la tubería de producción por medio del simulador.

**Paso 1.** Consiste en instalar un punto de análisis nodal ubicándolo entre el yacimiento y el pozo.

**Paso 2.** Luego en la pestaña <Operaciones> se escoge la opción “Análisis Nodal” y se procede a cargar la información requerida. Se introduce la presión de salida, y posteriormente en la sección “Sensibilidad de Capacidad de Transporte” se elige el “Objeto” que en este caso es la Tubería de Producción y en “Variable” se escoge el diámetro del tubing. Los valores de ID que se tuvieron en cuenta fueron: 2.065, 2.764, 3.548 y 4 pulgadas. Lo anterior se ilustra en la siguiente figura:

**Figura 57. Ventana de análisis nodal en el nodo PMP, pozo LI-111**

Presión de Salida: 547,4 psia

IPR Futuro

Sensibilidad de Afluencia (Influjo): Objeto: Completion, Variable: Static Pressure

	Valores
-	psia
1	1900
2	
3	
4	
5	
6	
7	

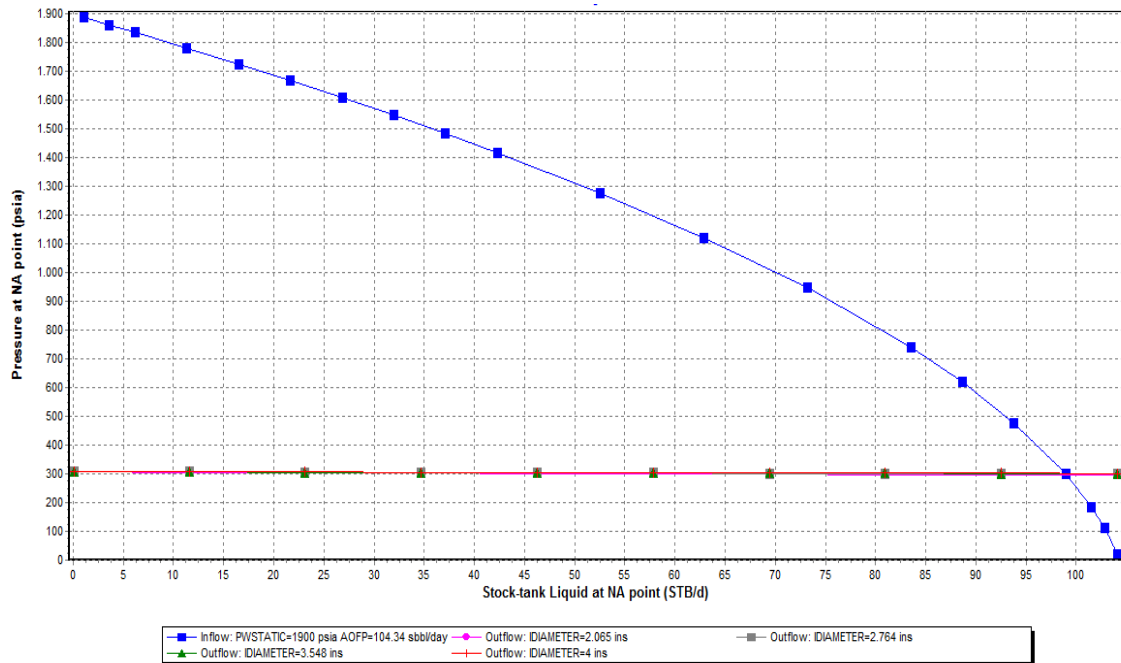
Sensibilidad de Capacidad de Transporte: Objeto: Tubería de Producción, Variable: ID:pipe#1\_Tubería de Pro

	Valores
-	inches
1	2,065
2	2,764
3	3,548
4	4
5	
6	
7	

**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 3.** Posteriormente se escoge la opción “Correr Modelo” y se muestra la gráfica con los resultados correspondiente. En la siguiente figura se ilustra lo explicado anteriormente:

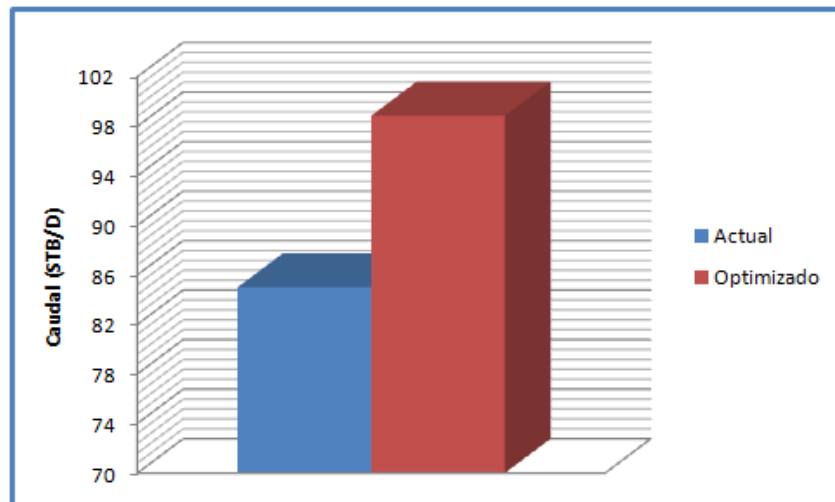
**Figura 58. Optimización del diámetro de la tubería de producción**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 4.** Se realiza un análisis de resultados y se explica a continuación: al interpretar los resultados en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa en la figura 59 que el diámetro de la tubería no representa variación en el comportamiento de la producción ante los diferentes diámetros planteados, pero si se puede realizar una optimización y en condiciones óptimas se debería producir un aumento de 16,29% equivalente a 13,85 barriles, logrando incrementar la producción hasta 98,85 STB/D. En la siguiente figura se ilustra el análisis:

**Figura 59. Variación de la producción al optimizar el diámetro del tubing**



**Fuente.** Los autores.

### 3.5 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA DEL POZO

Con el objetivo de observar como se comporta la producción modificando las condiciones en superficie, se decidió utilizar el simulador PIPESIM para realizar varias corridas en diferentes escenarios, primero modificando las presiones en cabeza y también llevando a cabo cambios en los diámetros de las líneas de flujo.

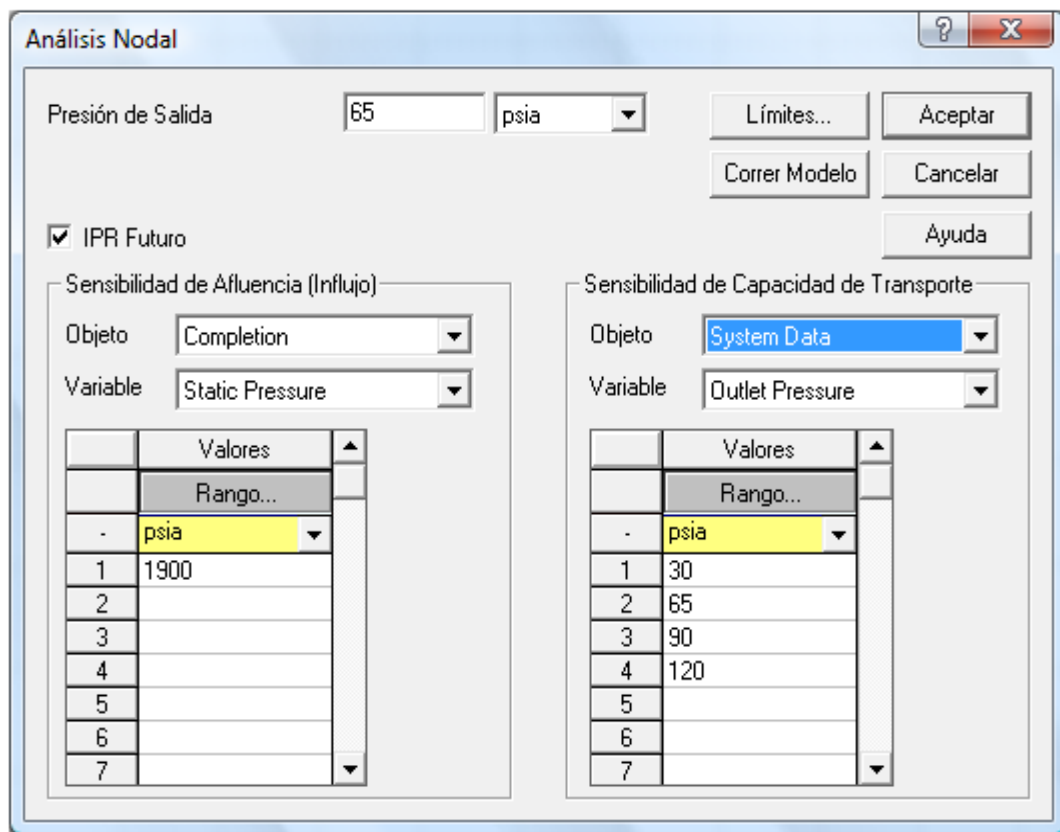
Tomando como nodo solución el cabezal del pozo, se mostrará a continuación una descripción de cómo se realizó la optimización utilizando como opción de cambio la presión de cabeza.

**Paso 1.** Consiste en instalar un punto de análisis nodal ubicándolo entre el pozo y la línea de flujo.

**Paso 2.** Luego en la pestaña <Operaciones> se elige la opción “Análisis Nodal” y se procede a cargar la información requerida. Se introduce la presión de salida, y

posteriormente en la sección “Sensibilidad de Capacidad de Transporte” se escoge el “Objeto” que en este caso System Data y en “Variable” se selecciona la presión de cabeza. Los valores de presiones de cabeza utilizadas fueron: 30, 65, 90 y 120 psia. La siguiente figura ilustra lo descrito anteriormente:

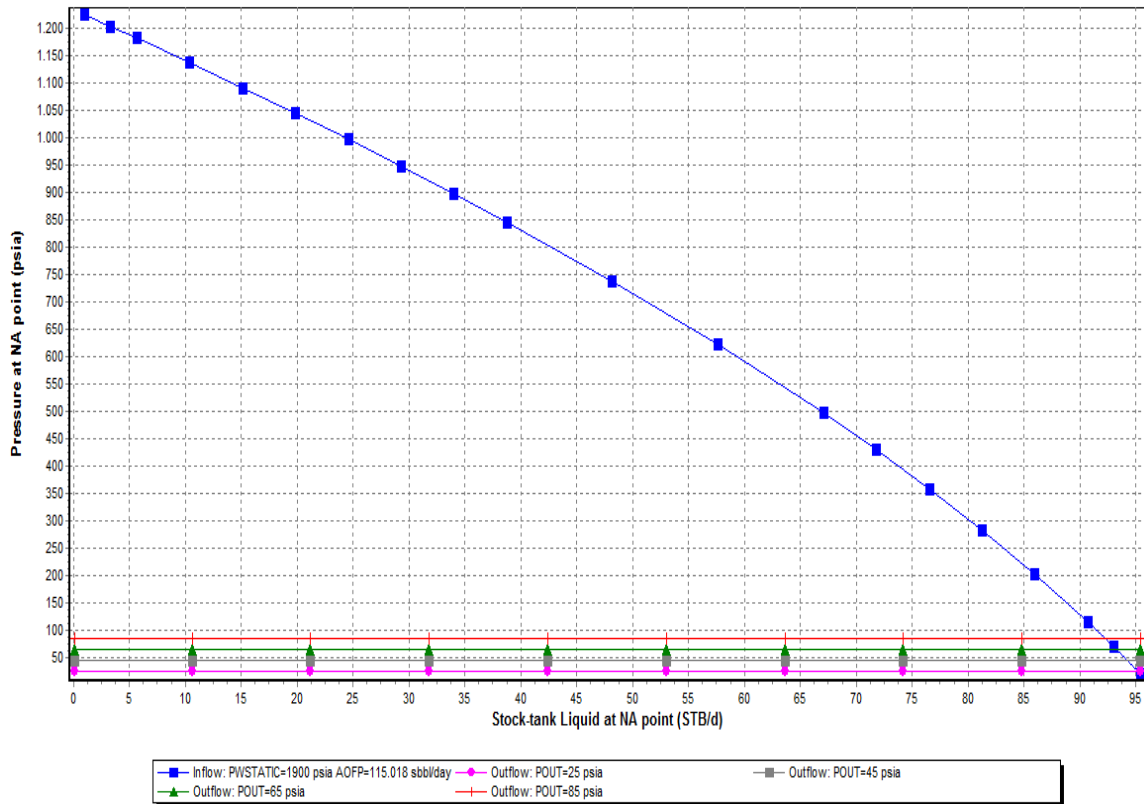
**Figura 60. Ventana de análisis nodal del nodo en cabeza, pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 3.** Posteriormente se selecciona la opción “Correr Modelo” y se muestra la gráfica con los resultados correspondiente. En la figura 61 se ilustra el proceso:

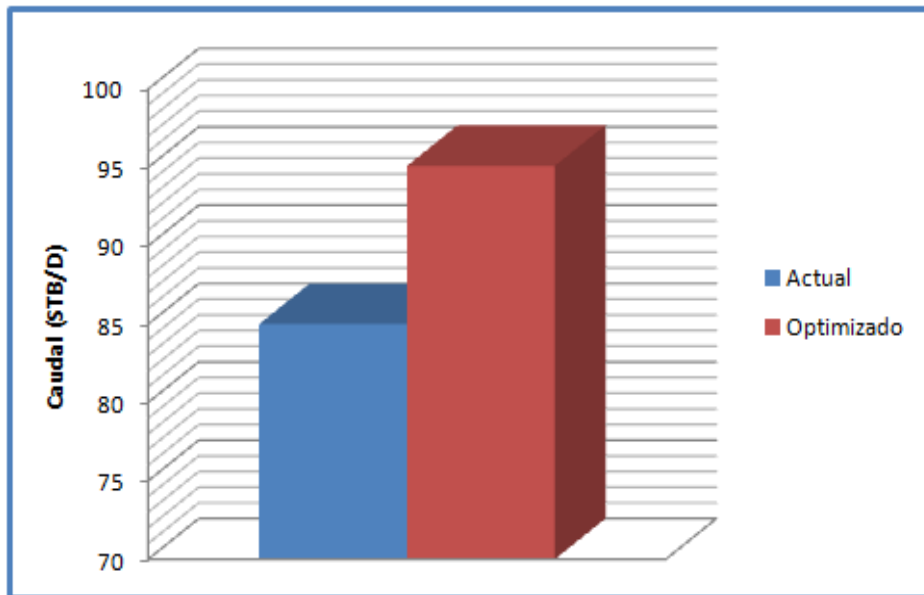
**Figura 61. Optimización de la presión de cabeza, pozo LI-111**



**Fuente.** Los autores. Simulación en PIPESIM del pozo LI – 111.

**Paso 4.** Se realiza un análisis de resultados y éste se explica a continuación: de acuerdo a lo mostrado en la gráfica anterior, se puede interpretar que ante las diferentes presiones de cabeza planteadas, se podría producir una optimización ya que el pozo en condiciones actuales debería producir 93,45 STB/D. También hay que considerar que si se logra una disminución de la presión en cabeza hasta 25 psia, se puede generar un aumento de aproximadamente 10 barriles diarios que equivale a un incremento de 11,88% elevando la tasa de flujo de 85 a 95,1 STB/D.

**Figura 62. Variación de la producción al optimizar la presión de cabeza**



**Fuente.** Los autores

En esta última parte se desarrollará la optimización del sistema de producción usando como variable el diámetro de las líneas de superficie.

Para facilitar el estudio, la red fue sub-dividida en 2 secciones, ya que el campo Llanito cuenta con dos colectores que llegan cada uno independientemente a su respectivo separador, por esta razón los datos de este análisis son reportados individualmente (Separador 1 y Separador 2). A continuación se ilustra en la tabla 17 como están distribuidos los pozos por separador, y luego se detallan los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones realizadas, tomando como punto de partida las condiciones actuales y posteriormente probando diferentes configuraciones, en donde se toma como opción de cambio los diámetros de las líneas de superficie.

**Tabla 17. Distribución de pozos por separadores**

ESTACION NORORIENTAL	
SEPARADOR 1	SEPARADOR 2
LL-023	LL-039
LL-025	LL-057
LL-036	LL-084
LL-069	LL-095
LL-075	LL-098
LL-093	LL-109
LL-094	LL-111
LL-101	LL-112
LL-108	LL-117
LL-113	LL-118
LL-114	LL-119
LL-122	LL-120
LL-123	LL-127
LL-128	LL-129
LL-134	LL-131

**Fuente.** Los autores

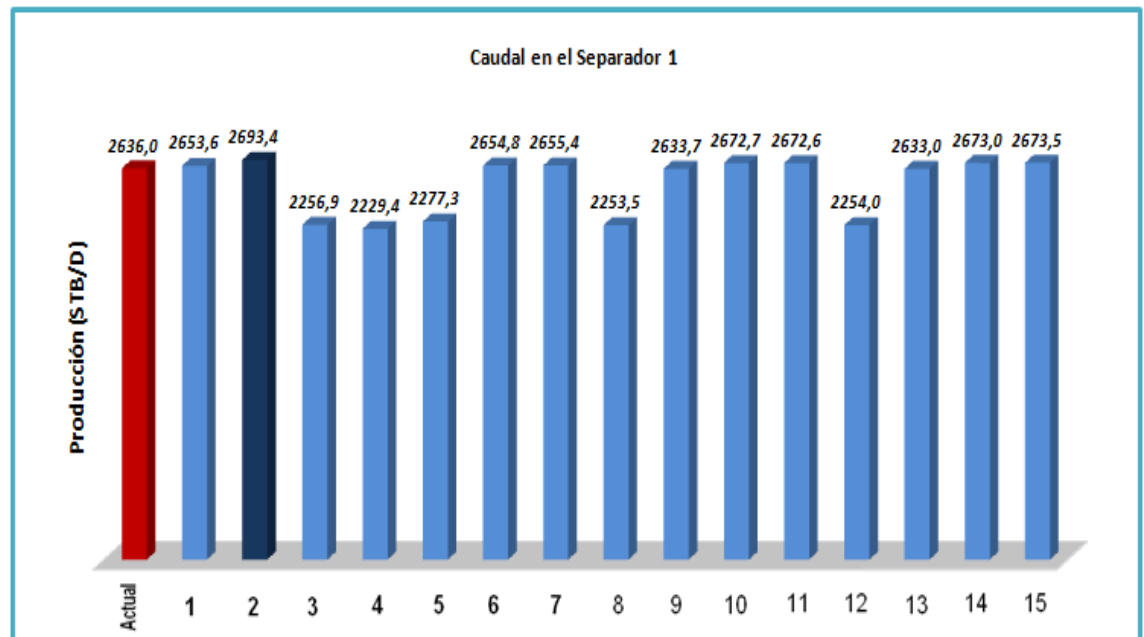
Los resultados del comportamiento de la producción bajo estos cambios propuestos para los diámetros de las líneas de flujo (línea de pozo, línea principal y línea a separador) son reportados en las tablas y figuras que se muestran a continuación, donde se puede detallar y al mismo tiempo comparar las tasas de flujo en cada separador para cada una de las configuraciones que se tuvieron en cuenta para cada caso.

**Tabla 18. Comportamiento de la producción en el separador 1**

Condiciones	Línea de Pozo	Línea Principal	Línea Principal	Línea a Separador	Caudal
Actual	3"	4"	6"	3"	2636,0
Simulación 01	3"	2"	4"	2"	2653,6
Simulación 02	3"	3"	3"	4"	2693,4
Simulación 03	3"	6"	2"	6"	2256,9
Simulación 04	2"	2"	6"	2"	2229,4
Simulación 05	2"	3"	4"	3"	2277,3
Simulación 06	2"	4"	3"	4"	2654,8
Simulación 07	2"	6"	2"	6"	2655,4
Simulación 08	4"	2"	6"	2"	2253,5
Simulación 09	4"	3"	4"	3"	2633,7
Simulación 10	4"	4"	3"	4"	2672,7
Simulación 11	4"	6"	2"	6"	2672,6
Simulación 12	6"	2"	6"	2"	2254,0
Simulación 13	6"	3"	4"	3"	2633,0
Simulación 14	6"	4"	3"	4"	2673,0
Simulación 15	6"	6"	2"	6"	2673,5

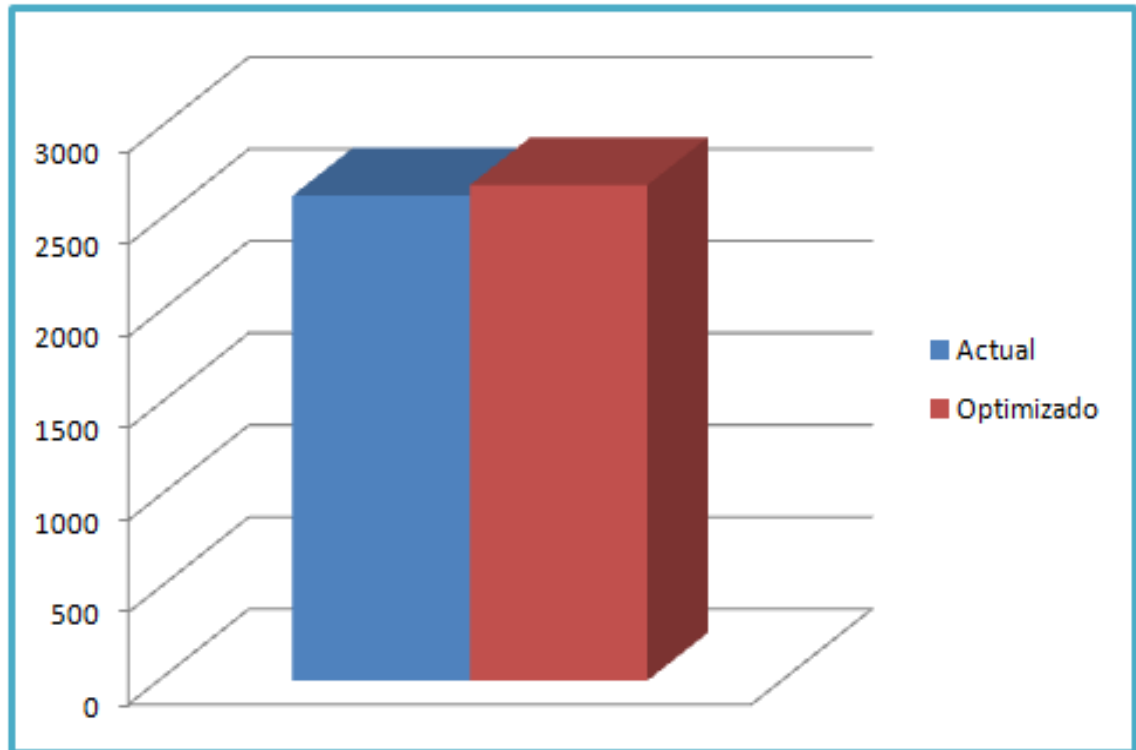
Fuente. Los autores.

**Figura 63. Comportamiento de la producción en el separador 1**



Fuente. Los autores.

**Figura 64. Mejor escenario de optimización de la producción del separador 1**



**Fuente.** Los autores.

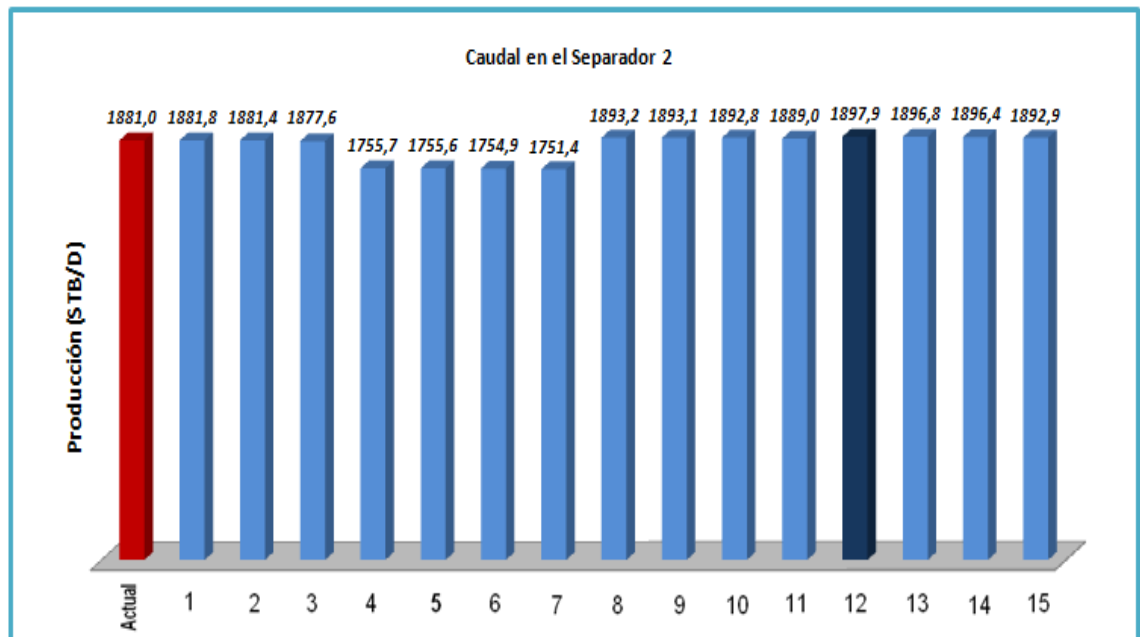
Por medio de la tabla 18, se puede observar que hay varios escenarios donde se muestra un aumento de la producción, pero el que representa mejor desempeño es el ensayado en la segunda prueba “Simulación 02”, con un diámetro de línea de pozo de 3”, línea principal de 3” y línea a separador de 4”, aumentando 57.4 BOPD (2.18%) en comparación a la producción actual, este aumento ya es significativo, habría que estudiar la posibilidad de hacer el cambio de líneas, para ver si es económicamente viable.

**Tabla 19. Comportamiento de la producción en el separador 2**

Condiciones	Línea de Pozo	Línea Principal	Línea a Separador	Caudal
<i>Actual</i>	3"	4"	3"	1881,0
<i>Simulación 01</i>	3"	6"	3"	1881,8
<i>Simulación 02</i>	3"	3"	3"	1881,4
<i>Simulación 03</i>	3"	2"	3"	1877,6
<i>Simulación 04</i>	2"	6"	2"	1755,7
<i>Simulación 05</i>	2"	4"	2"	1755,6
<i>Simulación 06</i>	2"	3"	2"	1754,9
<i>Simulación 07</i>	2"	2"	2"	1751,4
<i>Simulación 08</i>	4"	6"	4"	1893,2
<i>Simulación 09</i>	4"	4"	4"	1893,1
<i>Simulación 10</i>	4"	3"	4"	1892,8
<i>Simulación 11</i>	4"	2"	4"	1889,0
<i>Simulación 12</i>	6"	6"	6"	1897,9
<i>Simulación 13</i>	6"	4"	6"	1896,8
<i>Simulación 14</i>	6"	3"	6"	1896,4
<i>Simulación 15</i>	6"	2"	6"	1892,9

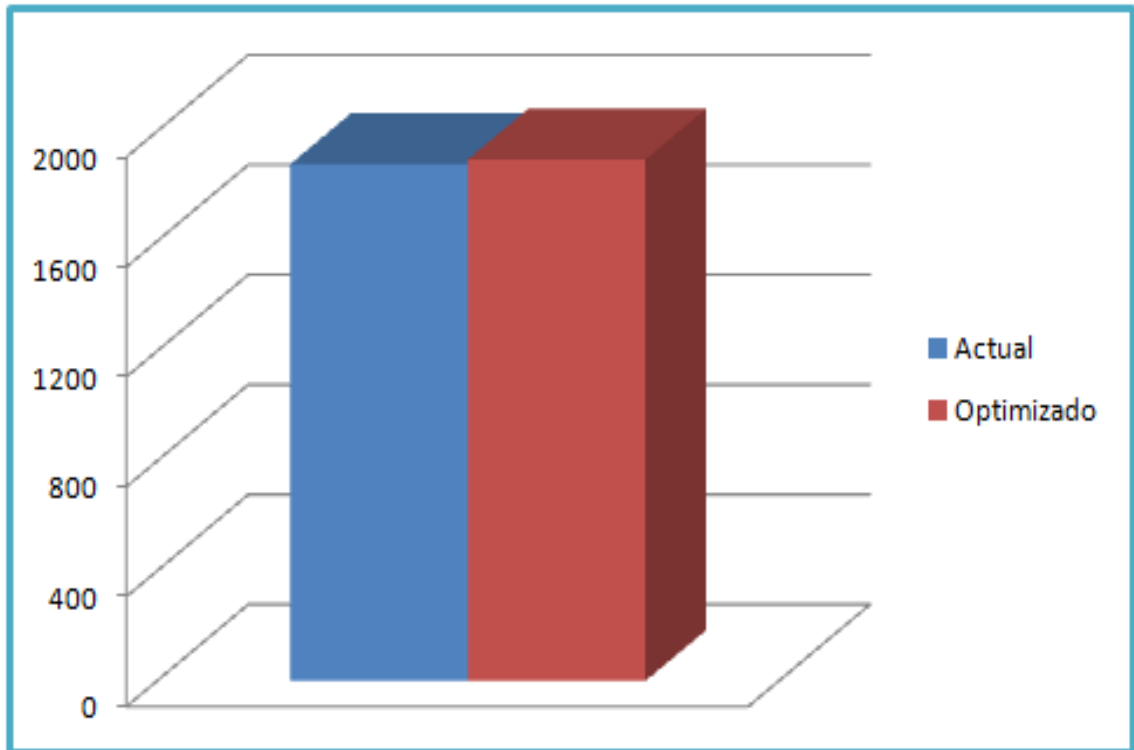
Fuente. Los autores.

**Figura 65. Comportamiento de la producción en el separador 2**



Fuente. Los autores

**Figura 66. Mejor escenario de optimización de la producción del separador 2**



**Fuente.** Los autores.

Por medio de los gráficos mostrados anteriormente, se puede observar que hay varios escenarios donde se muestra un aumento de la producción, pero el que representa mejor desempeño es el estudiado en la “Simulación 11”, con un diámetro de la línea a pozo, línea principal y línea a separador de 6”, incrementando la producción en 16.9 BOPD (0.9%), es decir, que la tasa de producción total de los pozos que convergen a este separador no tiene mayor diferencia con la tasa óptima propuesta, por lo tanto, no se recomienda un cambio de diámetro de tubería, por lo que el arreglo actual permite un adecuado manejo del fluido producido.

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para mayor facilidad de interpretación de los resultados, estos se han organizado como reportes; la información inscrita en la parte superior está orientada a algunas generalidades del pozo, como el estado en el que se encuentra actualmente, el bloque en el cual está ubicado y un breve resumen acerca de los principales eventos que han ocurrido desde el descubrimiento del pozo.

El resto del formato incluye toda la información obtenida al realizar este trabajo, tal es el caso de, la variación del IPR en función de la densidad de las perforaciones, el incremento de la producción en relación a la variación del número de tiros por pie (TPP) y ante todo el propósito principal por el que se realizó este trabajo, el Análisis Nodal, utilizando como variables de sensibilidad, el diámetro de la tubería de producción y la presión en cabeza, con la intención de poder determinar el punto que representa las condiciones óptimas de operación del pozo, también se incluye un gráfico comparativo entre la tasa de flujo a condiciones actuales y optimizadas, utilizando Análisis Nodal.

En cuanto a las líneas de flujo y el separador para los pozos activos, se realizaron varias simulaciones con distintas configuraciones modificando los diámetros de las líneas de superficie, con el objetivo de encontrar las condiciones óptimas de operación.

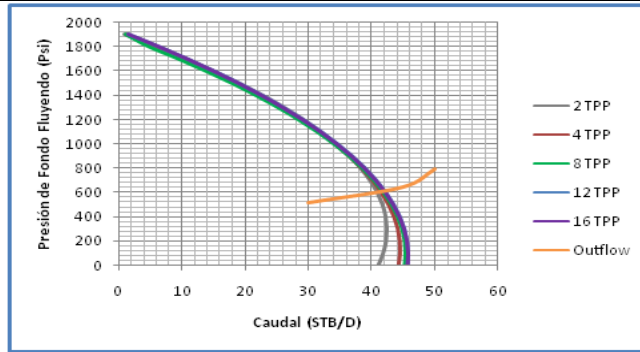
A continuación se muestran los resultados obtenidos por medio de la simulación en PIPESIM y la aplicación del método de Análisis Nodal para optimizar la producción de los pozos pertenecientes a la Estación Nororiental del campo Llanito.

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

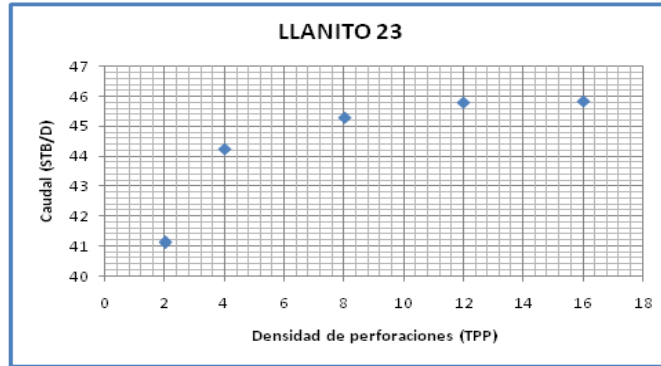
Pozo: LL-23	Estado: Activo	Localización: EW 1028234 – NS 1285398	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Abril de 1962 y cañoneado a 4 TPP, limpieza de arenas en 1992 y se realizo mantenimiento en 2009.			

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

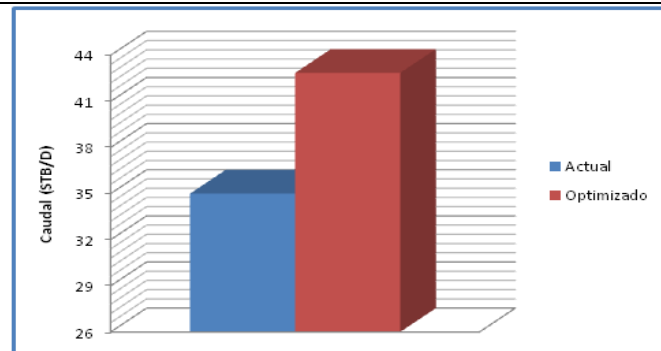
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
973	35	620	42,9



### Densidad Óptima de Perforaciones

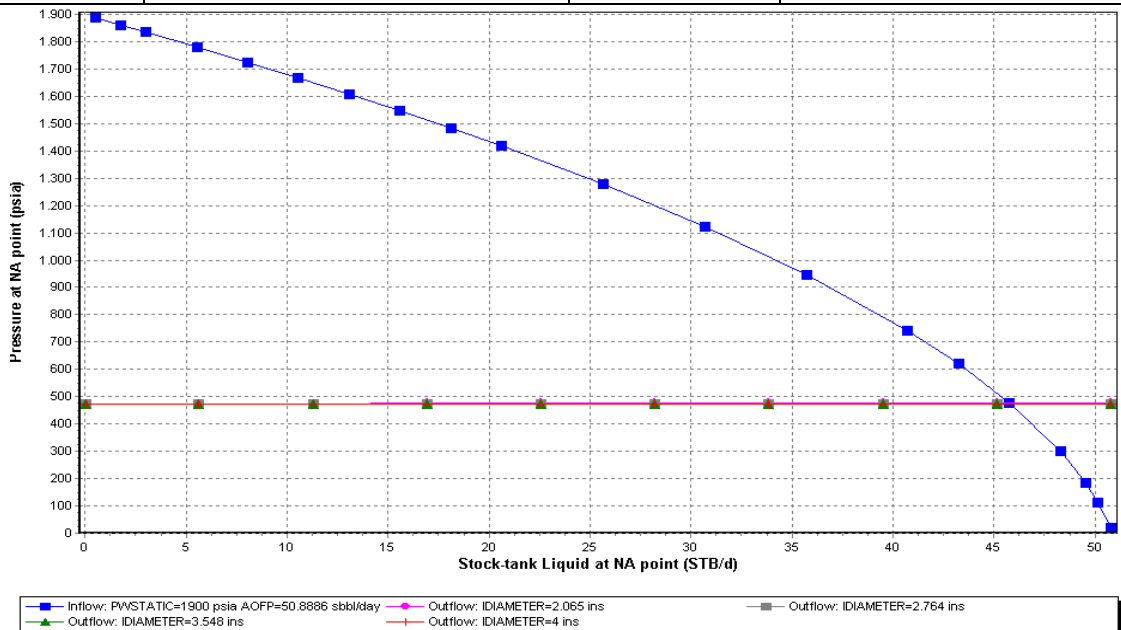


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



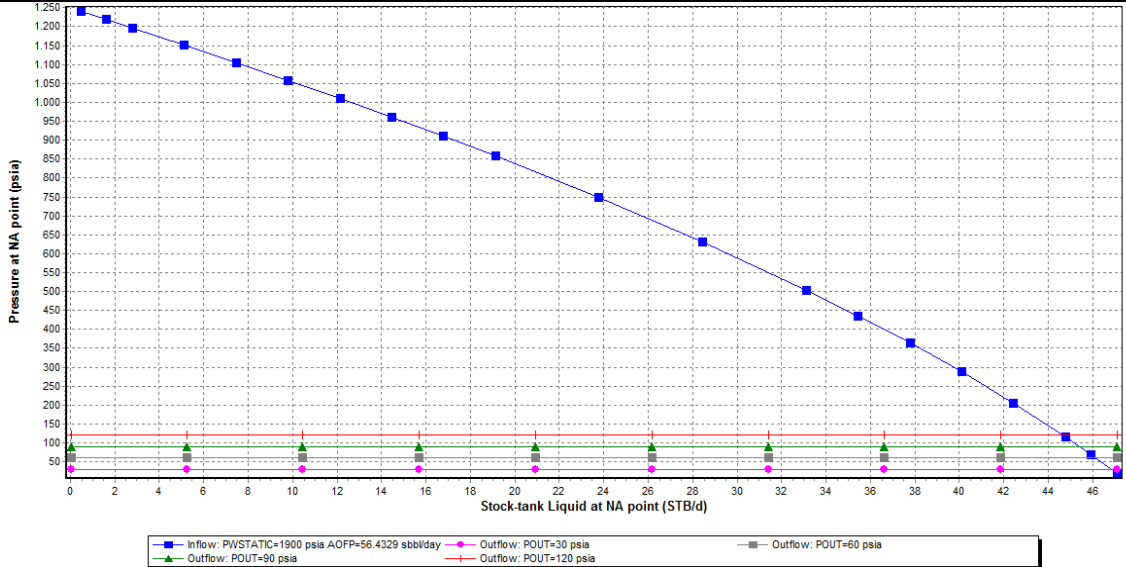
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

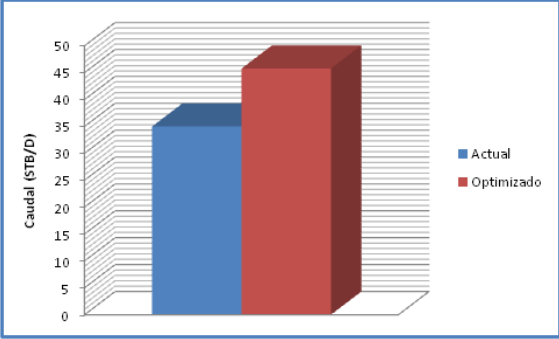
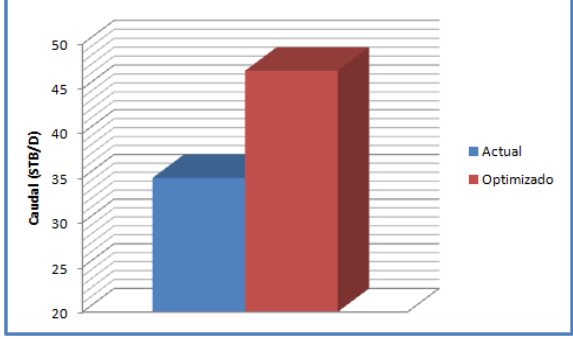
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
973	35	472,3	45,8



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	35	30	47



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal de pozo (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>47.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	35	Optimizado	47.5	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>47.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	35	Optimizado	47.5
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	35												
Optimizado	47.5												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	35												
Optimizado	47.5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de las perforaciones es de 4 TPP, con lo que se obtendría un aumento de 22,43% que corresponde a 7,85 barriles, bajo condiciones de rendimiento óptimo. Analizando los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, esto debido a que la tendencia es muy parecida, por esta razón la tubería 2-7/8" permanecería igual, por lo tanto, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima que para este caso es 472,31 psia, a este valor de presión la producción aumentaría en un 30,77% lo que significa una recuperación diaria adicional de 10,77 barriles. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que si se disminuye la presión de 90 a 30 psia, en un escenario óptimo se obtendría un incremento de 34,29% que equivalen a 12 barriles diarios de más en comparación con la producción actual, pero si se examina las condiciones actuales, es decir a 90 psia, se puede también realizar una optimización bajo estos parámetros, ya que según la gráfica a esta presión se debería producir 43,83 barriles, por lo que se podría mejorar.</p>													

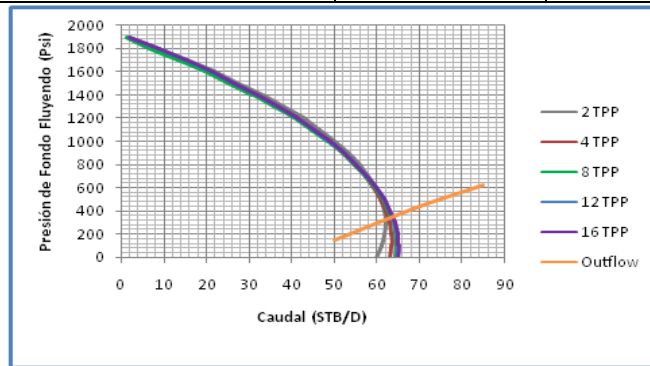
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-25	Estado: Activo	Localización: EW 1027150 – NS 1285507	Bloque:
-------------	----------------	---------------------------------------	---------

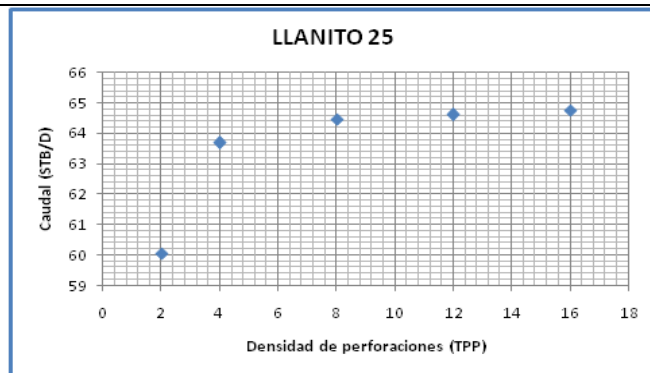
**Observaciones:** Pozo perforado en Abril de 1962 y cañoneado a 4 TPP y aislamiento de arena en 1995.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

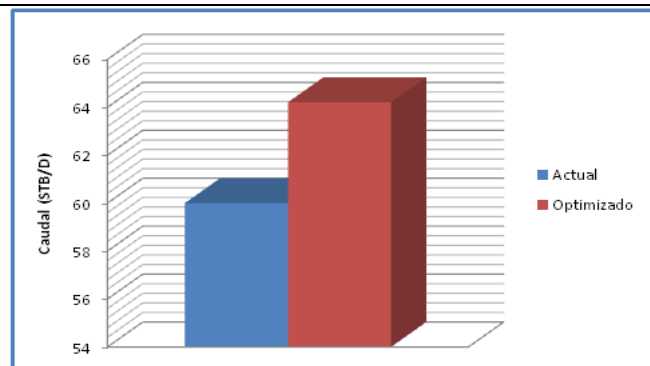
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
584,3	60	340	64,2



### Densidad Óptima de Perforaciones

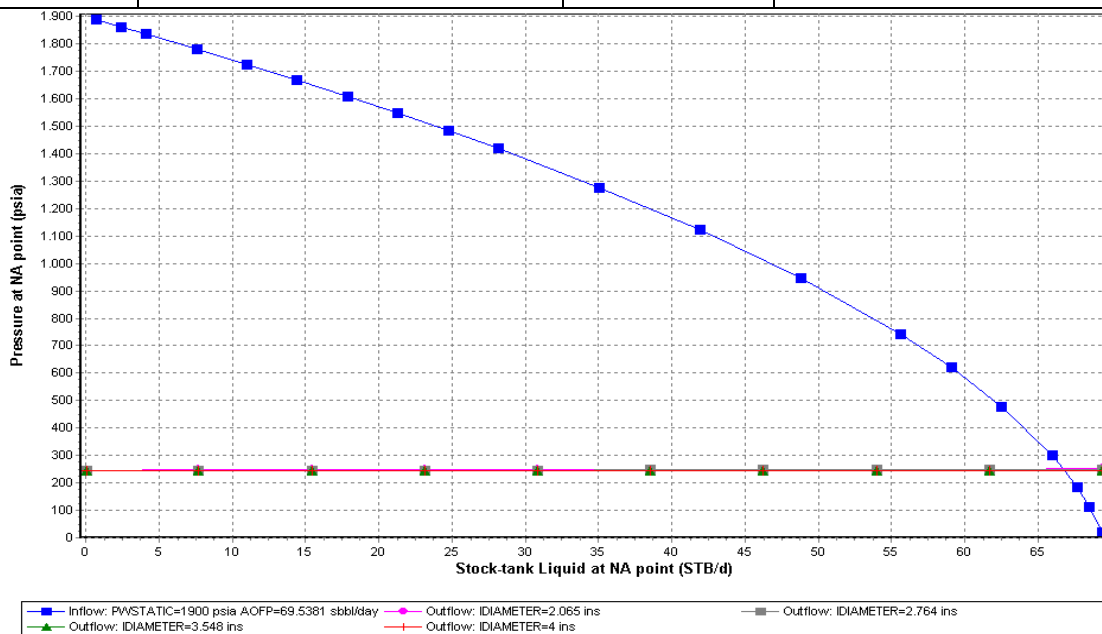


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



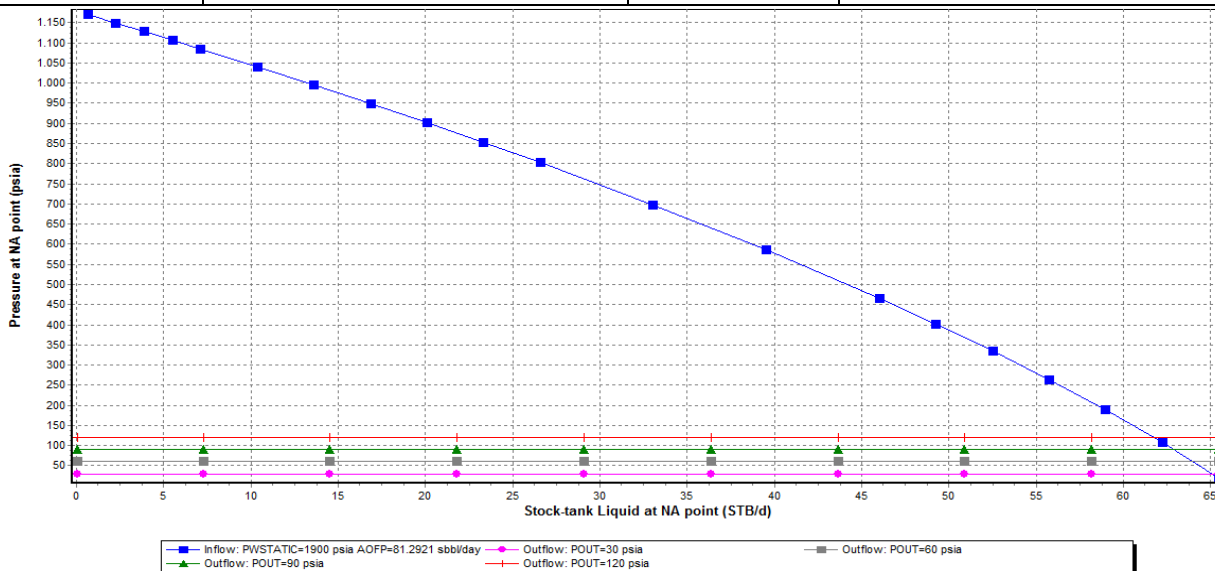
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

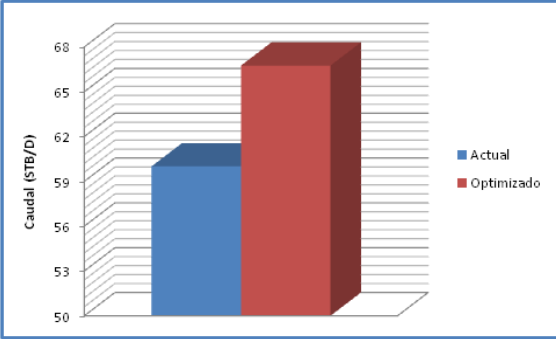
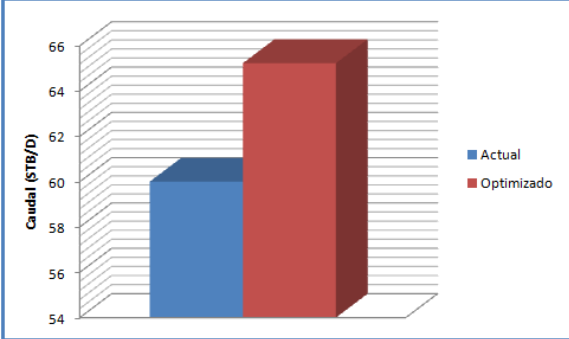
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
584,3	60	246,2	66,8



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	60	30	65,23



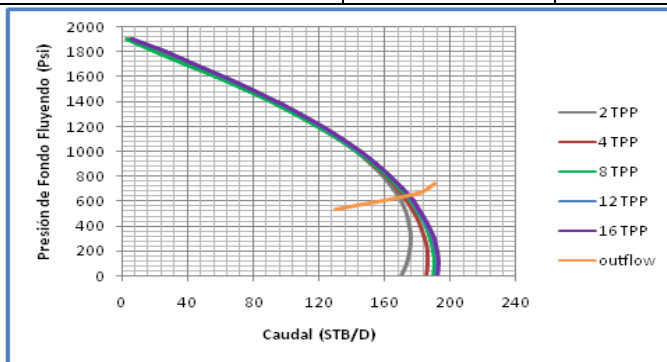
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal de pozo (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>61.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>66.5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	61.5	Optimizado	66.5	 <table border="1"> <caption>Data for Wellhead Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>60.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>65.5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	60.5	Optimizado	65.5
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	61.5												
Optimizado	66.5												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	60.5												
Optimizado	65.5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de las perforaciones es de 4 TPP, con lo que se tendría un aumento de 7,02% que se traduciría en 4,21 barriles por día adicionales de lo que esta produciendo actualmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, para el nodo del punto medio de las perforaciones, se puede percatar en la gráfica que las curvas de outflow tienen una tendencia muy similar, lo que significa que este parámetro no afecta el comportamiento de la producción, a razón de esto no es necesario un cambio de diámetro de la tubería, por lo tanto, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima (246,15 psia), para este valor la producción aumentaría en un 11,25% que equivale a 6,75 barriles adicionales. Analizando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que si se disminuye la presión de 90 a 30 psia se obtendría un incremento de 8,72%, incrementado de esta forma la producción en 5,23 barriles diarios.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

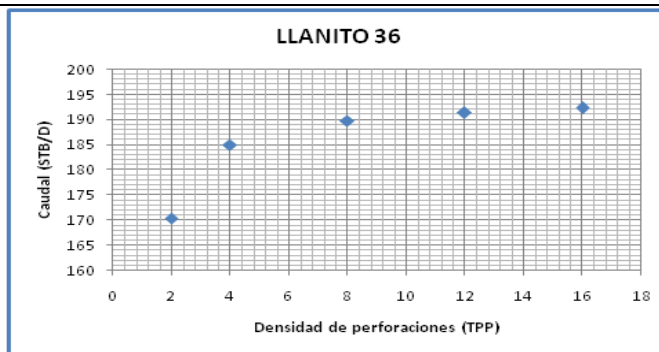
Pozo: LL-36	Estado: Activo	Localización: EW 1027305 – NS 1286617	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Marzo de 1963 y cañoneado a 4 TPP, aislamiento de arena en 1990, varilleo en 1994 y mantenimiento en 2007.			

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

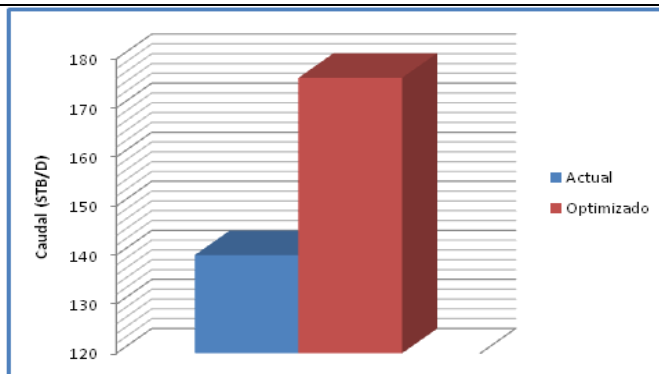
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1026,4	140	635	176,1



### Densidad Óptima de Perforaciones

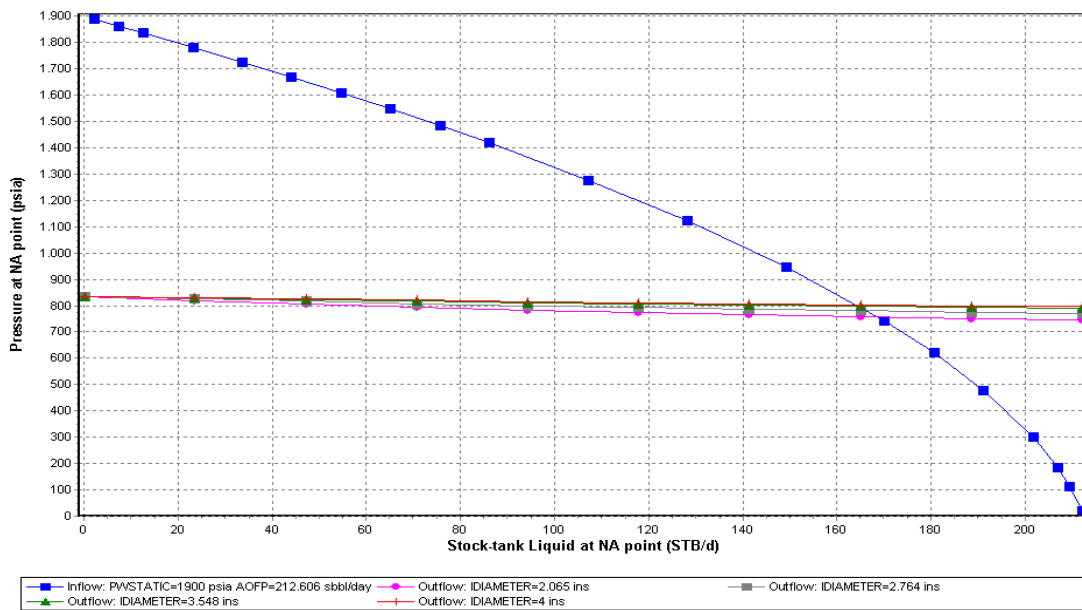


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



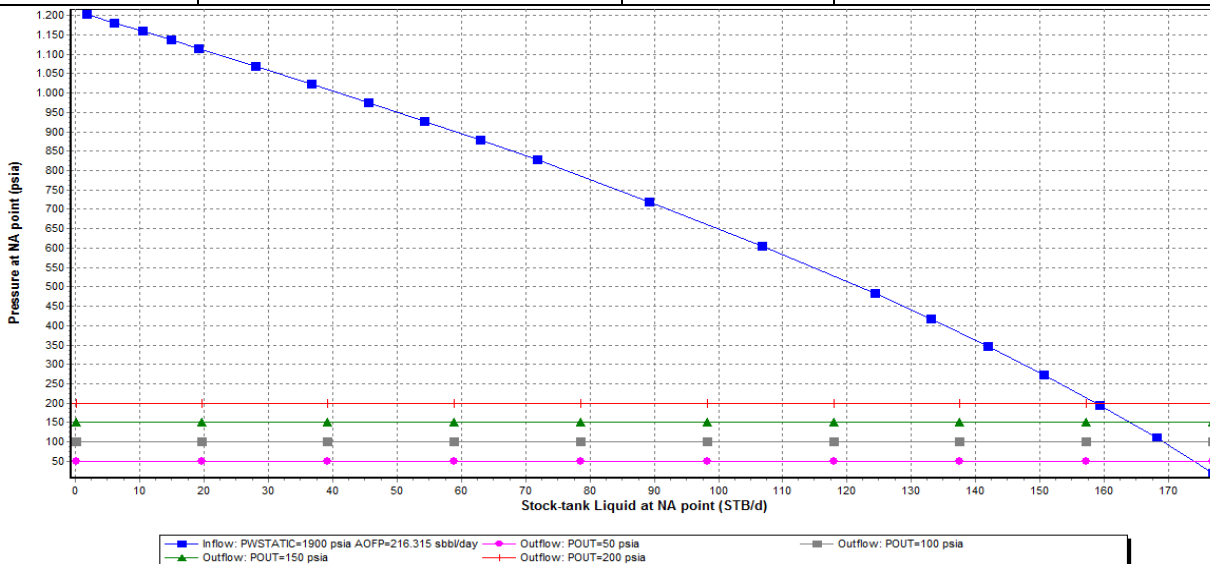
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

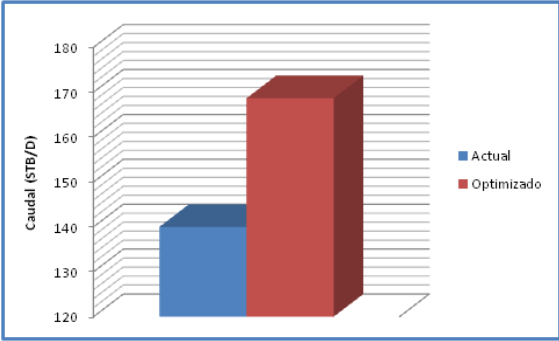
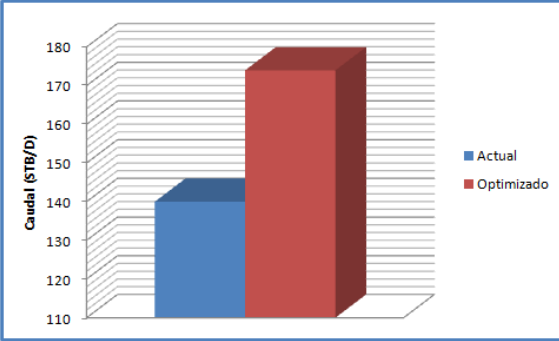
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1026,4	140	833,8	168,7



### Nodo solución: Cabezal

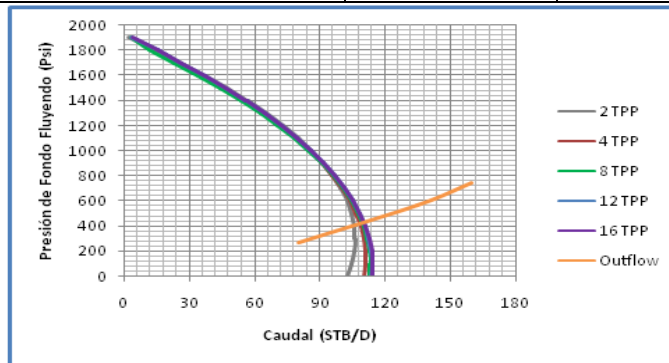
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
200	140	50	173,95



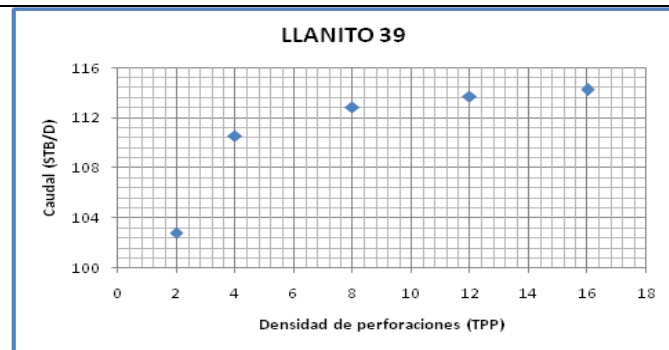
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal de pozo (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~140</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~170</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	~140	Optimizado	~170	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal de pozo</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~140</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~175</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	~140	Optimizado	~175
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	~140												
Optimizado	~170												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	~140												
Optimizado	~175												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, con lo que se tendría un crecimiento del 25,81% que se traduciría en 36,13 barriles diarios, esto se lograría bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el diámetro de la tubería en el cual se obtendría la mayor producción es con 2- 7/8", pero se aclara que la diferencia con el diámetro actual 3-1/2" no supera los 3 barriles por día, por lo que se recomienda hacer un estudio detallado para verificar la viabilidad económica de este cambio; sin embargo, bajo condiciones óptimas de operación la producción aumentaría en un 20,46% que corresponde a 28,65 barriles diarios. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se puede aducir que disminuyendo la presión de 200 a 50 psia, se lograría aumentar el 24,25% de la producción, lo que significa una ganancia de 33,95 barriles diarios.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

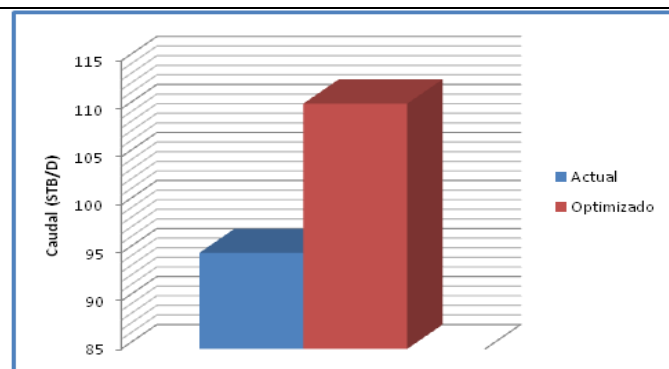
Pozo: LL-39	Estado: Activo	Localización: EW 1027407 – NS 1284164	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Agosto de 1964 y cañoneado a 4 TPP, cañoneo adicional en 2006, aislamiento de arenas en 1984 y mantenimiento en 2009.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
818,4	95	430	110,4



### Densidad Óptima de Perforaciones

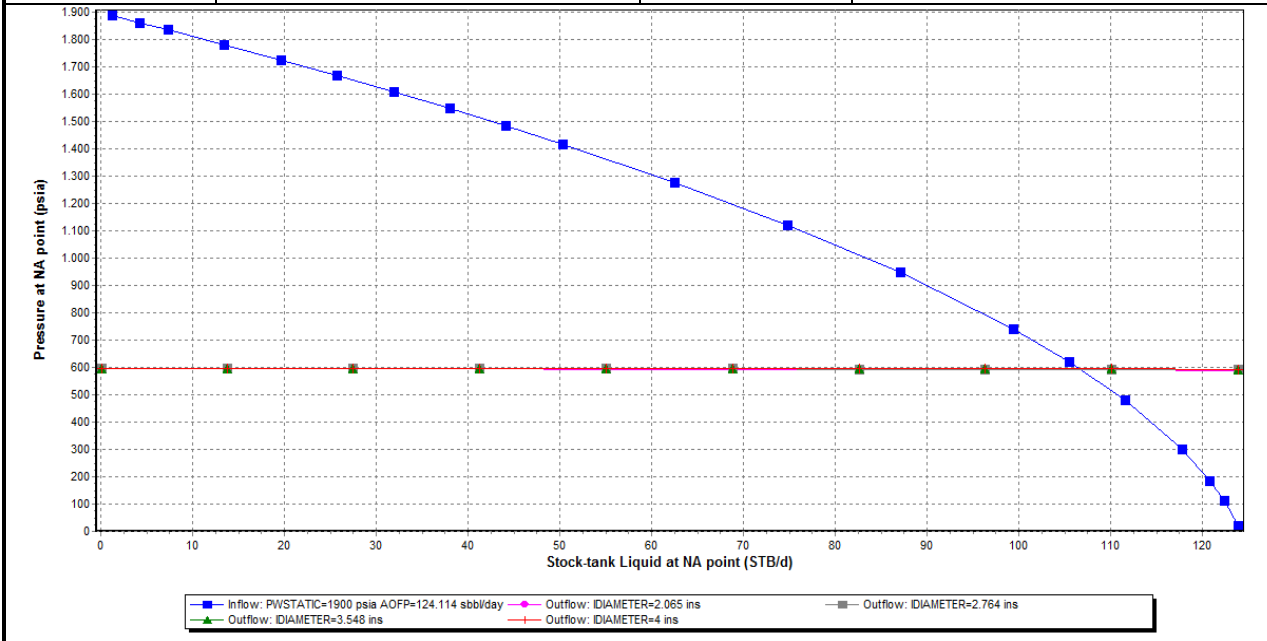


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



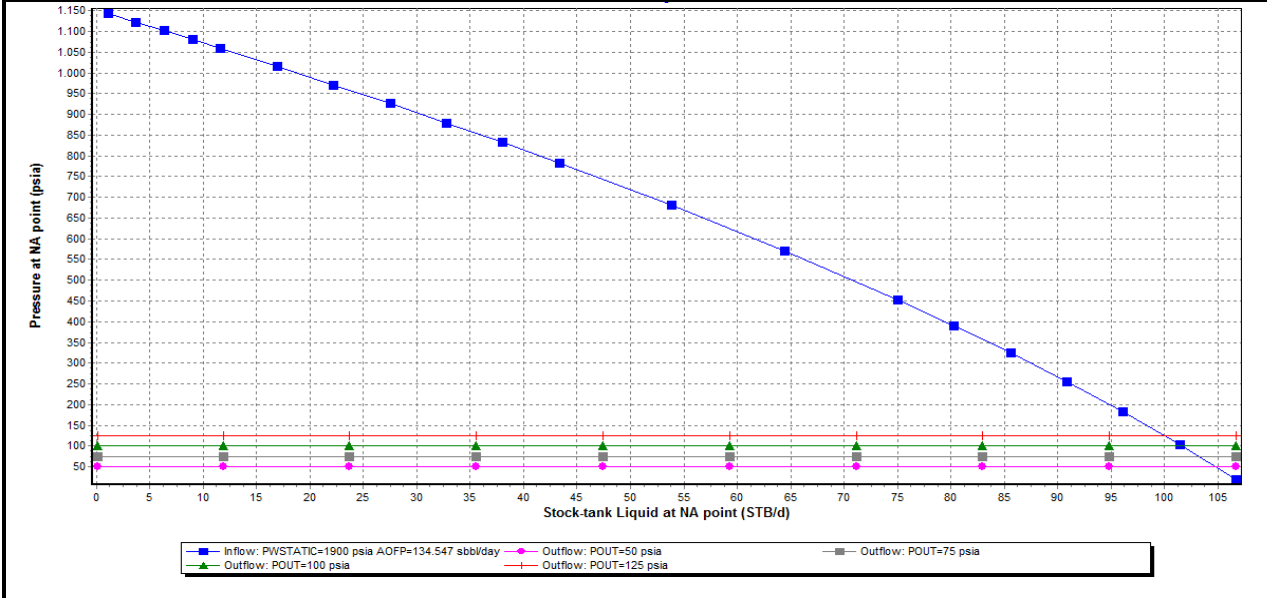
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

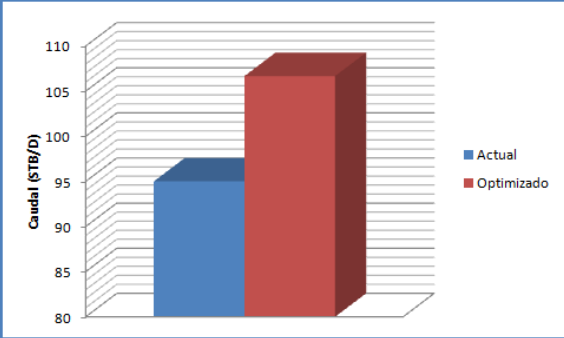
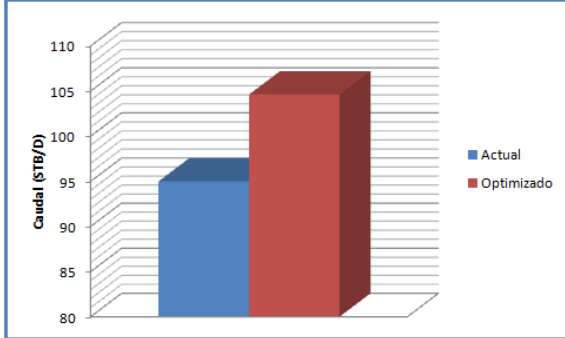
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
818,4	95	597,1	106,67



**Nodo solución: Cabezal**

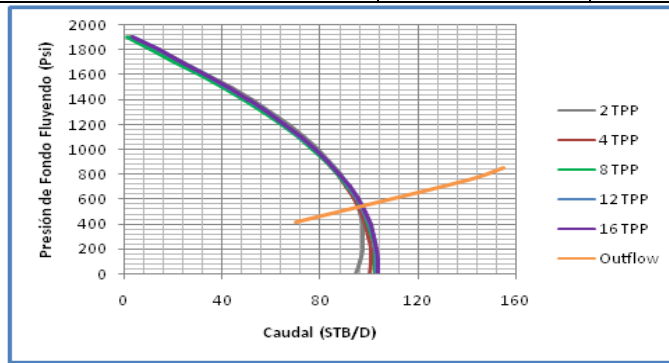
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
100	95	50	104,62



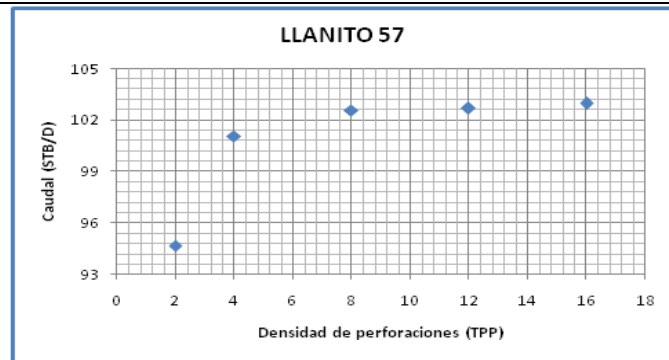
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (\$/B/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~95</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~107</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (\$/B/D)	Actual	~95	Optimizado	~107	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (\$/B/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~95</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~107</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (\$/B/D)	Actual	~95	Optimizado	~107
Condición	Caudal (\$/B/D)												
Actual	~95												
Optimizado	~107												
Condición	Caudal (\$/B/D)												
Actual	~95												
Optimizado	~107												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP debido a que según los resultados, aumentar los tiro por pie no representaría un aumento significativo en la producción, a este valor se tendría un aumento de 16,36% que corresponde a 15,54 barriles al día. Al interpretar los resultados que se obtuvieron con el Software, para el nodo del punto medio de las perforaciones se puede notar que al igual que en la mayoría de los pozos estudiados en este trabajo, las curvas de outflow no varían, por lo que un cambio de diámetro no afectaría el comportamiento de la producción, por esta razón se recomienda dejar el mismo diámetro (2-7/8"); bajo condiciones óptimas, a una Pwf igual a 597,1 psia se alcanzaría un incremento de la producción en un 12,28% equivalente a 11,67 barriles diarios adicionales. Analizando los resultados del nodo en cabeza, se puede conjeturar que si se disminuye la presión de 100 a 50 psia se obtendría un incremento de 10,13% que corresponde a 9,62 barriles.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

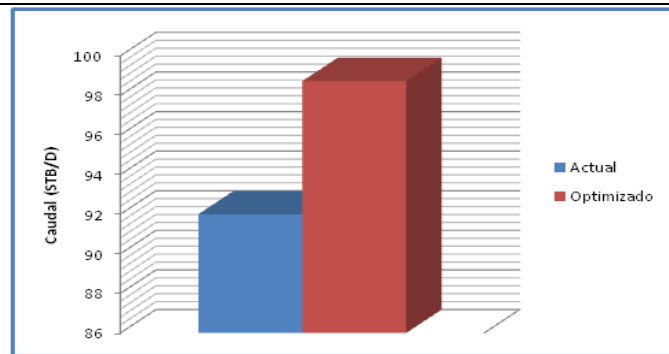
Pozo: LL-57	Estado: Activo	Localización: EW 1026310 – NS 1284329	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Noviembre de 1961 y cañoneado a 4 TPP, cambio de sistema de levantamiento en 1963, aislamiento de arena y estimulación en 1984.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
685,8	92	545	98,7



### Densidad Óptima de Perforaciones

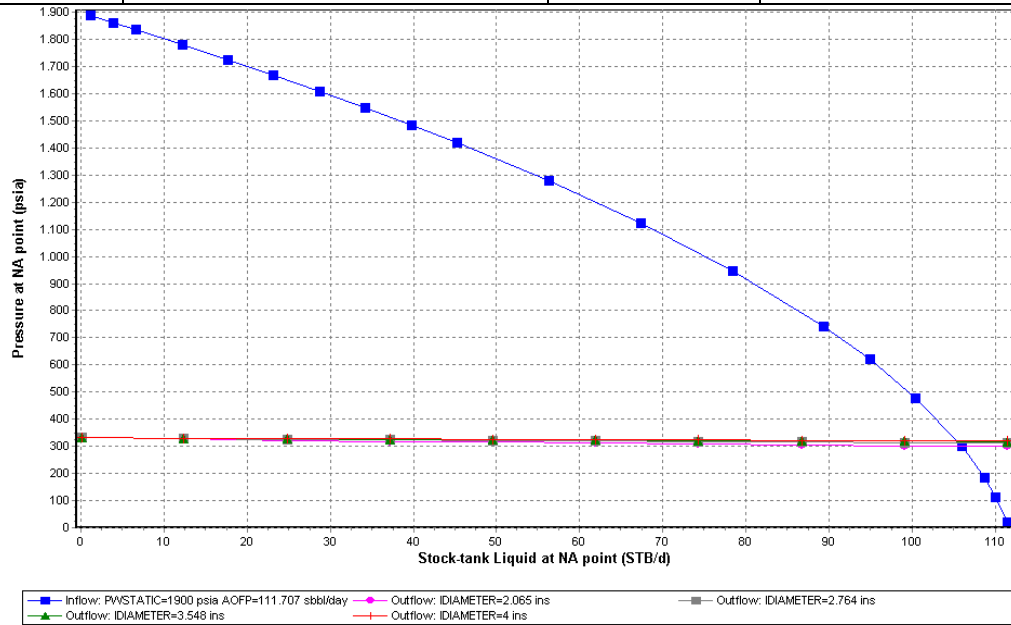


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



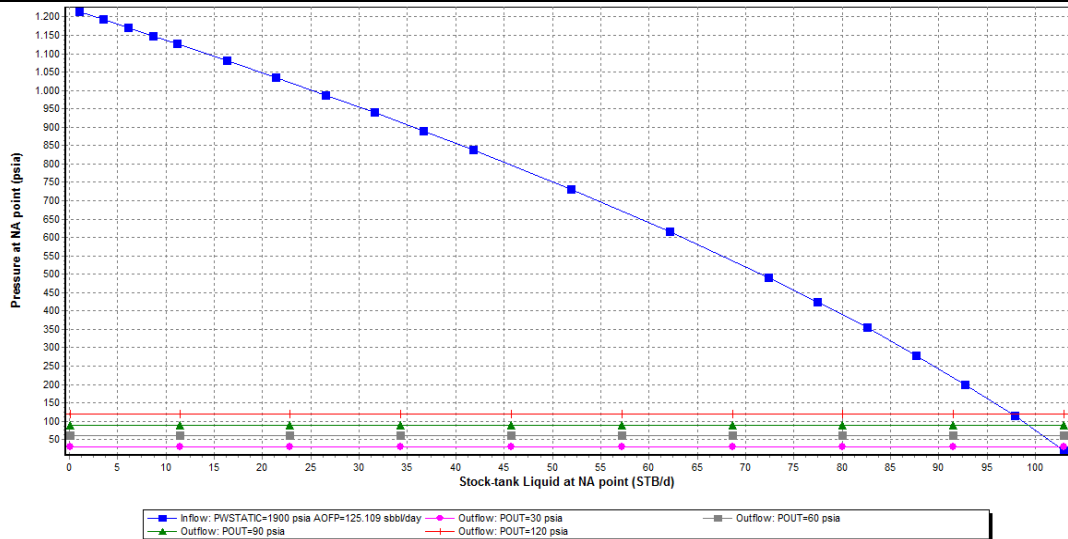
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

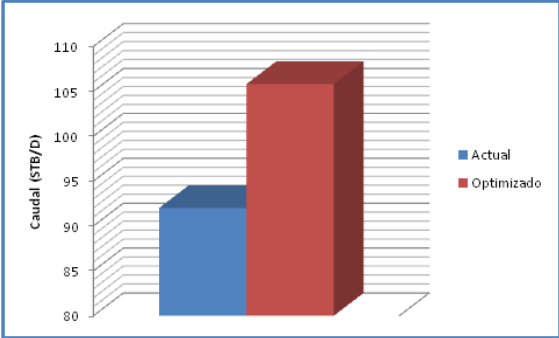
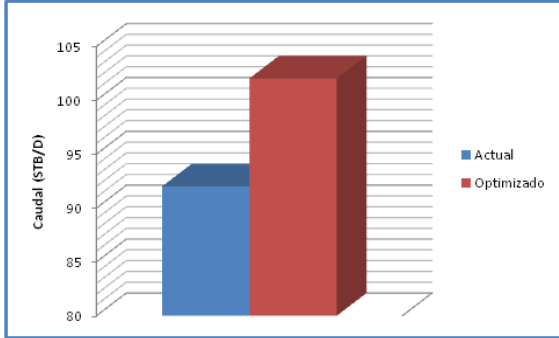
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
685,8	92	331	105,8



**Nodo solución: Cabezal**

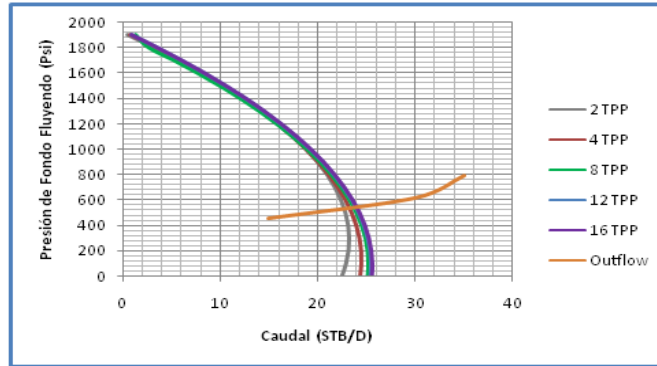
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	92	30	102,59



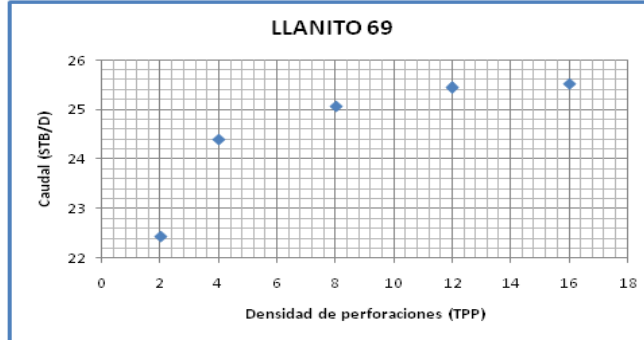
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~93</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~107</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	~93	Optimizado	~107	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~93</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~103</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	~93	Optimizado	~103
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	~93												
Optimizado	~107												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	~93												
Optimizado	~103												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP debido a que con un valor mayor no alcanza a aumentar la producción a 2 barriles, con este valor se tendría un aumento de 7,3% recuperándose 6,72 barriles por día adicionales con relación a la producción que se tiene en la actualidad. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que el cambio de diámetro de la tubería no tiene una influencia mayor en el comportamiento de la producción, debido principalmente a que las curvas de outflow para cada diámetro estudiado tienen la misma tendencia, por esta razón el diámetro de la tubería (2-7/8") permanecería igual, por lo tanto, para una presión de fondo fluyendo de 331,34 psia la producción aumentaría en 13,80 barriles, es decir en un incremento de 15,0% . Con los resultados del nodo en cabeza, se infiere que si se disminuye la presión de 90 a 30 psia, se lograría un incremento de 11,51% generando 10,59 barriles diarios más de lo que se produce actualmente.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

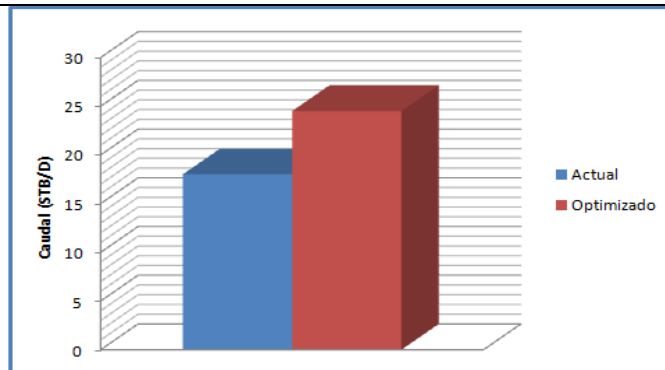
Pozo: LL-69	Estado: Activo	Localización: EW 1026207 – NS 1284978	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Marzo de 1962 y cañoneado a 6 TPP, limpieza de arenas en 1991 y un recompletamiento en 2008.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1059,6	18	532	24,5



### Densidad Óptima de Perforaciones

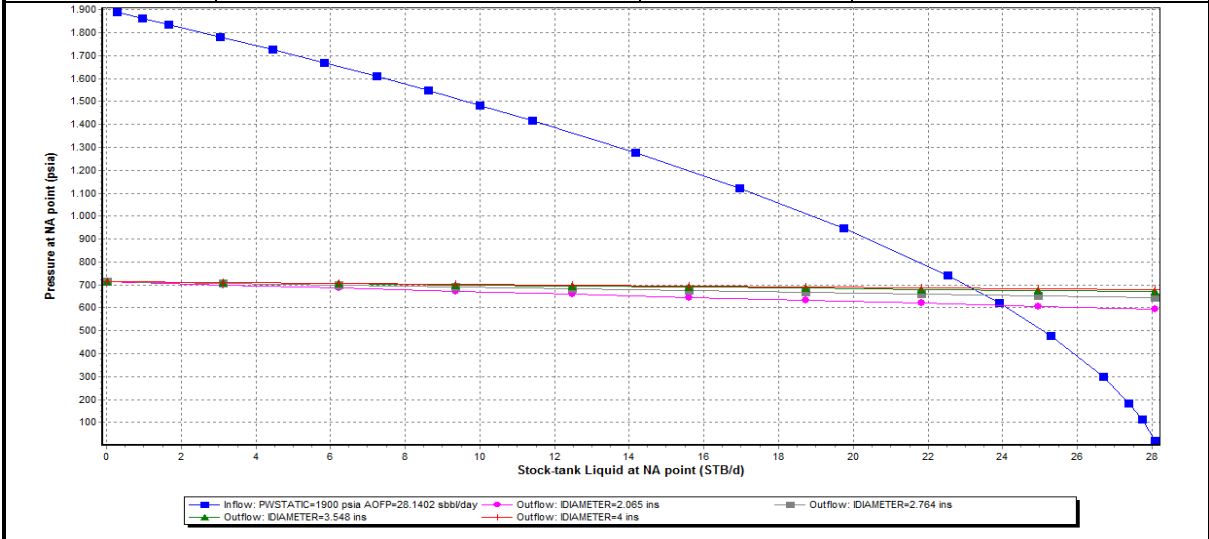


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



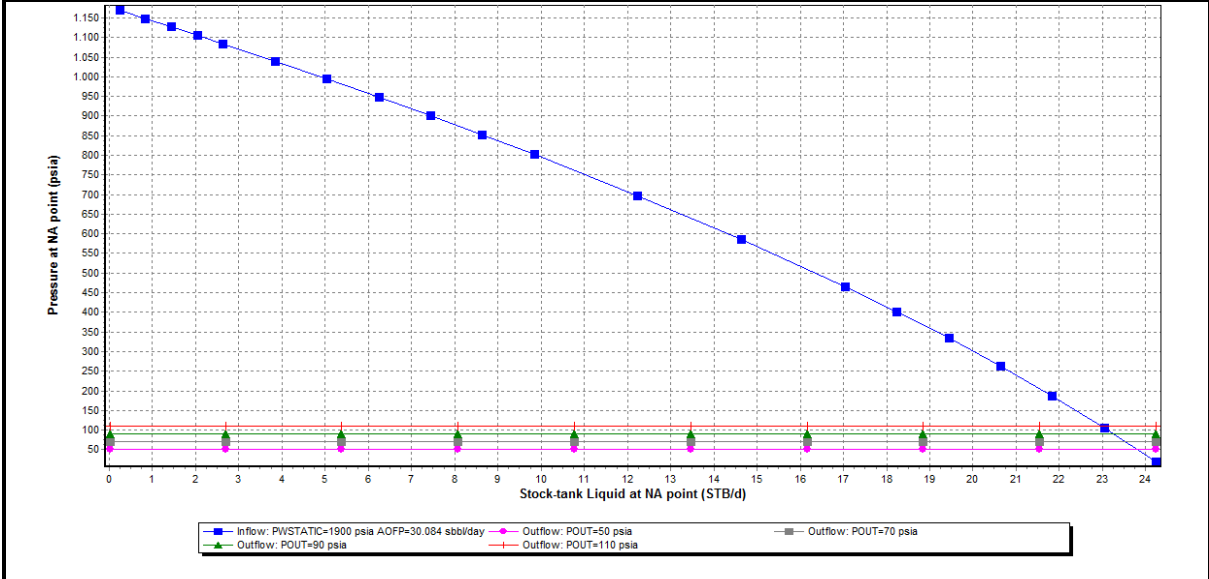
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

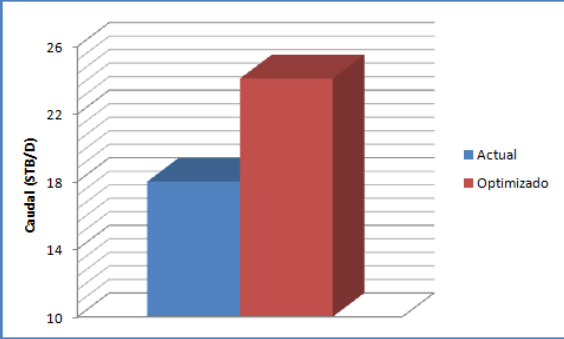
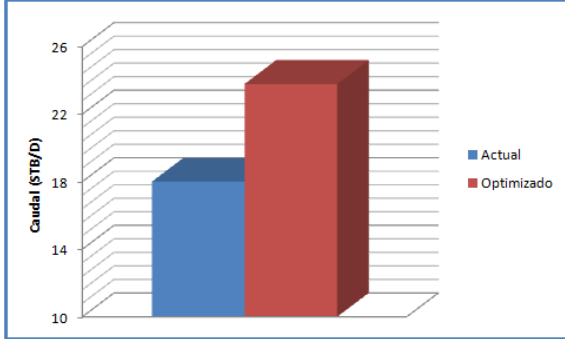
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1059,6	18	602	24



**Nodo solución: Cabezal**

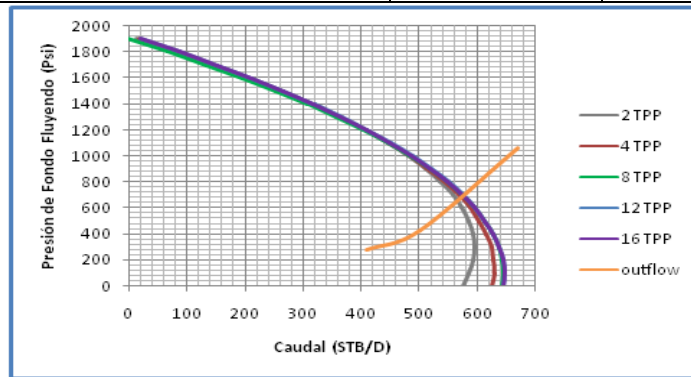
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	18	50	23,78



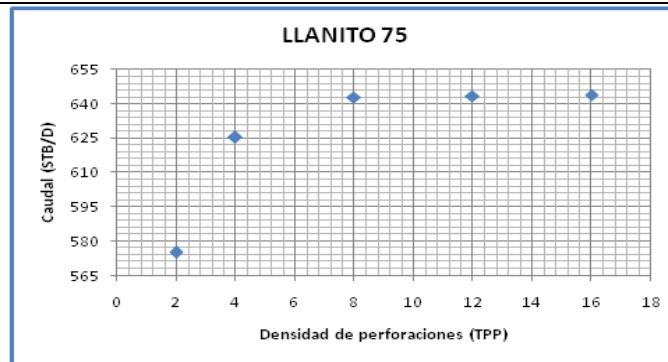
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)																		
 <table border="1"> <caption>Producción por Diámetro de Tubing</caption> <thead> <tr> <th>Diámetro</th> <th>Actual (STB/D)</th> <th>Optimizado (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual (2-3/8")</td> <td>18</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Optimizado (2-7/8")</td> <td>-</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>	Diámetro	Actual (STB/D)	Optimizado (STB/D)	Actual (2-3/8")	18	-	Optimizado (2-7/8")	-	24	 <table border="1"> <caption>Producción por Presión en Cabeza</caption> <thead> <tr> <th>Presión (psia)</th> <th>Actual (STB/D)</th> <th>Optimizado (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual (90)</td> <td>18</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Optimizado (50)</td> <td>-</td> <td>24</td> </tr> </tbody> </table>	Presión (psia)	Actual (STB/D)	Optimizado (STB/D)	Actual (90)	18	-	Optimizado (50)	-	24
Diámetro	Actual (STB/D)	Optimizado (STB/D)																	
Actual (2-3/8")	18	-																	
Optimizado (2-7/8")	-	24																	
Presión (psia)	Actual (STB/D)	Optimizado (STB/D)																	
Actual (90)	18	-																	
Optimizado (50)	-	24																	
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, obteniendo un aumento de 36,11% que se traduciría en 6,5 barriles diarios, bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al analizar los resultados en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que el diámetro de la tubería en el cual se obtendría la mayor producción es con 2-7/8", pero se aclara que la diferencia con el diámetro actual 2-3/8" es de aproximadamente 1 STB/D, por lo que se recomienda hacer un estudio detallado para verificar la viabilidad económica de este cambio, de esta manera se buscaría optimizar, logrando que la producción aumente en un 33,33% que equivale a 6 barriles diarios adicionales. Disminuyendo la presión en cabeza de 90 a 50 psia se logra un incremento de 32,11% lo que significa una recuperación diaria de 5,78 barriles.</p>																			

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

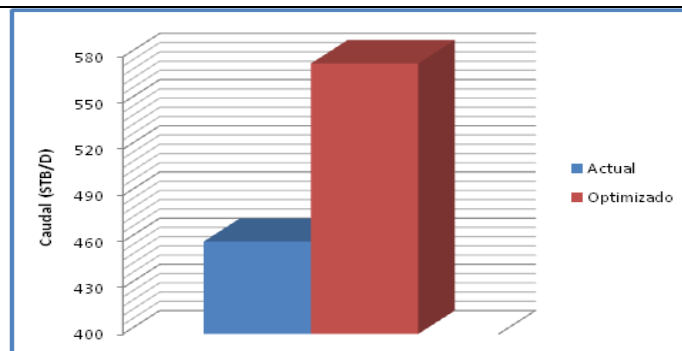
Pozo: LL-75	Estado: Activo	Localización: EW 1026064 – NS 1284688	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Noviembre de 1981 y cañoneado a 4 TPP, cañoneo adicional en 1982, limpieza de arena y estimulación acústica en 2003.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1293	460	690	575,68



### Densidad Óptima de Perforaciones

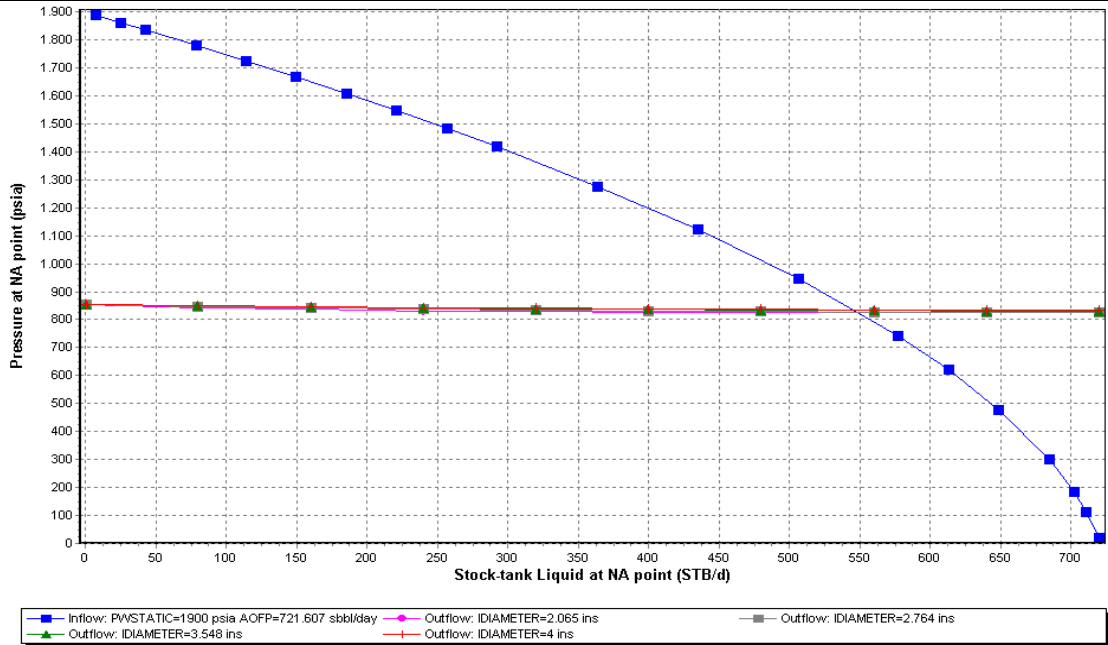


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



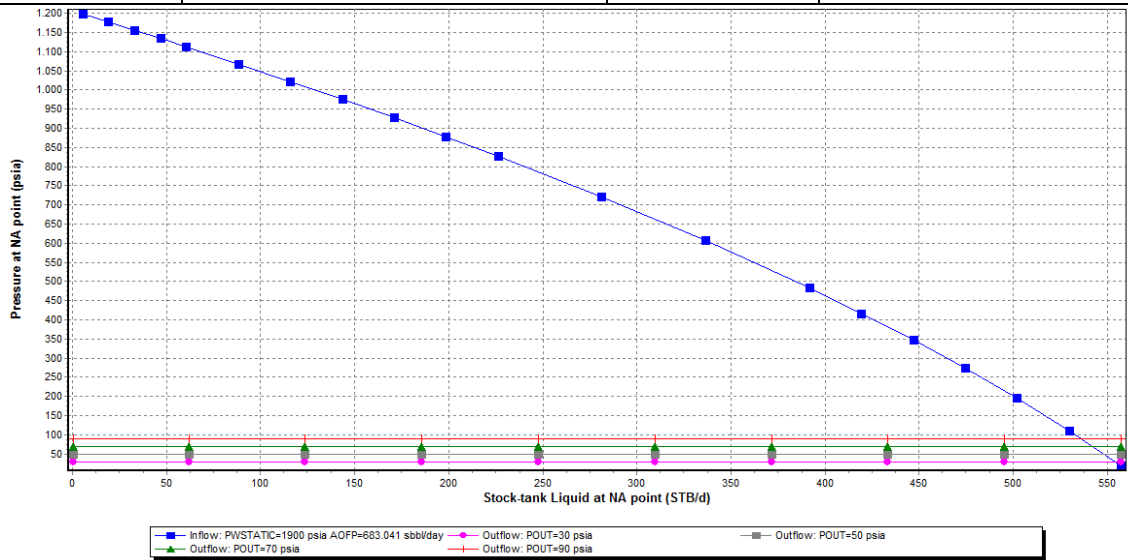
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

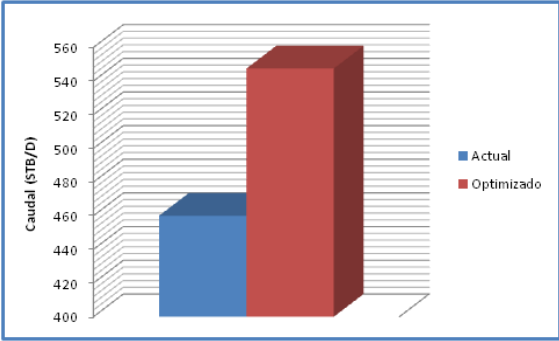
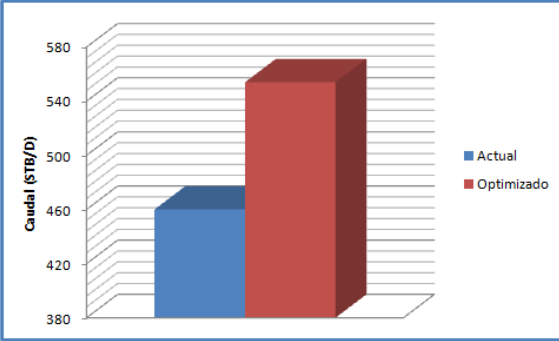
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1293	460	857	547,4



### Nodo solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
70	460	30	554



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Tubing Diameter Chart</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>460</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>547.44</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	460	Optimizado	547.44	 <table border="1"> <caption>Data for Head Pressure Chart</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>460</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>559.1</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	460	Optimizado	559.1
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	460												
Optimizado	547.44												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	460												
Optimizado	559.1												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, ya que para valores mas grandes el aumento de la producción no es significativo, por lo tanto no se justifica, por consiguiente bajo estas condiciones se logra un aumento de 25,15% equivalente a 115,68 barriles. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, para el nodo del punto medio de las perforaciones se percibe que un cambio de diámetro de la tubería no se justifica, debido a que el comportamiento de la producción no se ve afectada por esta variable, por lo que con estas características la producción aumentaría en un 19,01% que corresponde a 87,44 barriles de más con relación a la producción actual. En cuanto a lo que respecta al nodo en cabeza, el mejor escenario de optimización se logra cuando la presión es 30 psia, ya que se observa un aumento en la producción de 94,1 barriles, lo que significa que se incrementa en un 20,46%.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-84

Estado: Activo

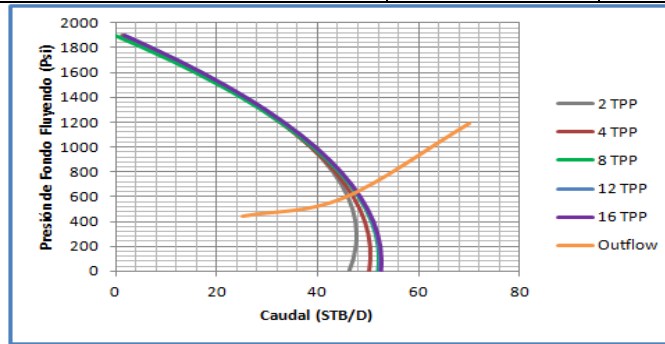
Localización: EW 1026228 – NS 1284189

Bloque:

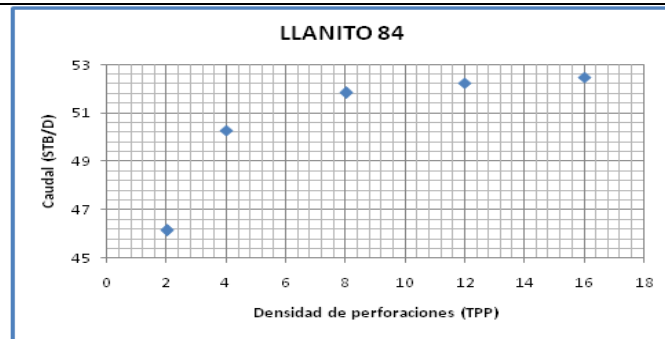
**Observaciones:** Pozo perforado en Julio de 1982 y cañoneado a 6 TPP, limpieza de arenas en 1993, cañoneo adicional en 2004, evaluación, aislamiento y rediseño en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

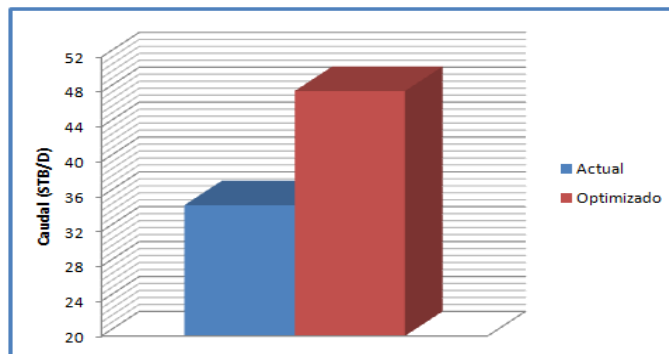
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1129	35	635	48,1



### Densidad Óptima de Perforaciones

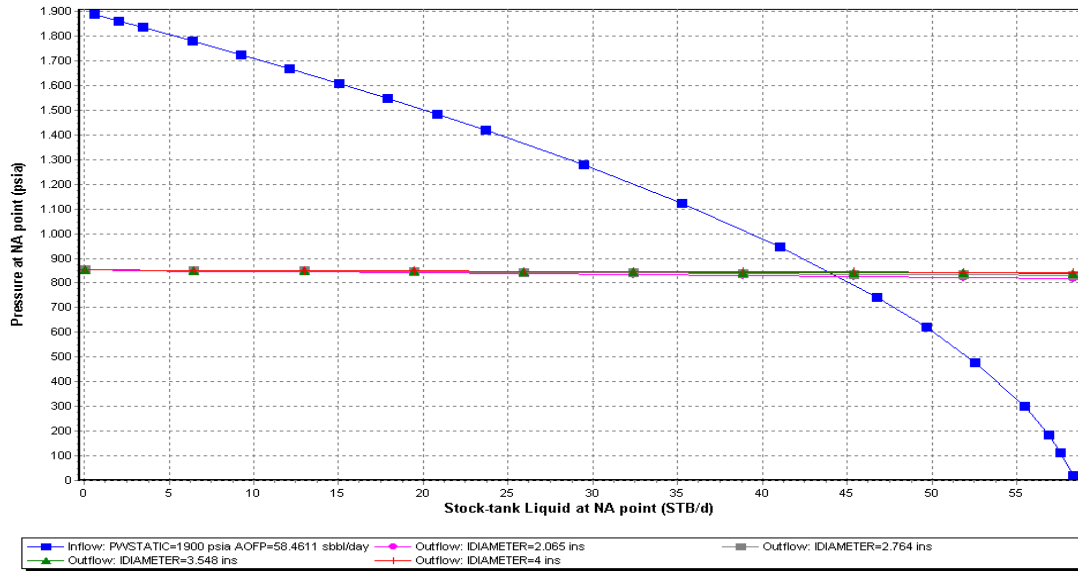


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



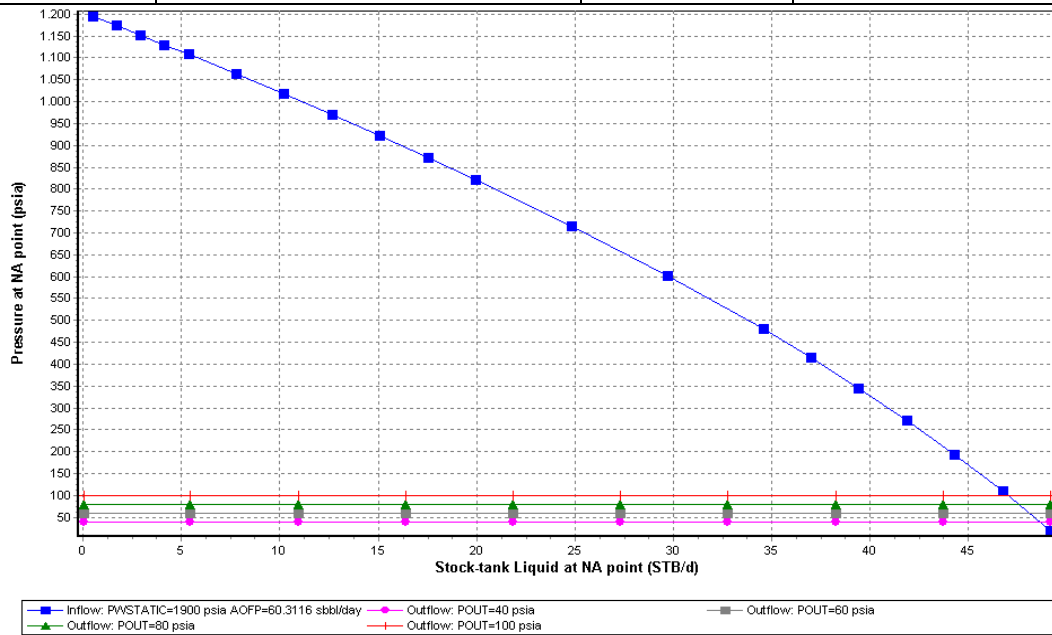
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

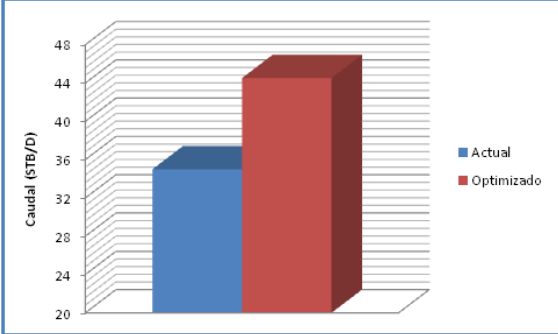
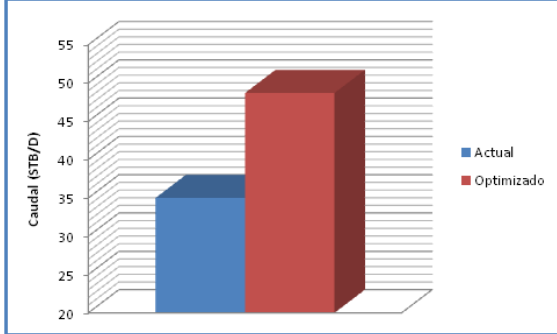
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
1129	35	857	44,5



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
80	35	40	48,7



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35,5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>44,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	35,5	Optimizado	44,5	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>35</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>48,7</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	35	Optimizado	48,7
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	35,5												
Optimizado	44,5												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	35												
Optimizado	48,7												
<p><b>Análisis:</b> El número de tiros por pies recomendado es de 4 TPP, con lo que se lograría un aumento de 37,43% recuperándose 13,1 barriles diarios. Los resultados obtenidos con el Software en el nodo del punto medio de las perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen una tendencia muy parecida, el cambio de diámetro de la tubería no influye en el comportamiento de la producción, pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación con una presión de fondo fluyendo igual a 857,14 psia se obtiene una producción de 9,52 barriles adicionales que corresponde a 27,2%, elevando la producción hasta 44,52 STB/D. En el nodo solución en cabeza, se interpreta que una disminución de la presión de 80 a 40 psia se obtendría un incremento de 39,14%, lo que corresponde a 13,70 barriles más que la producción actual.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-93

Estado: Activo

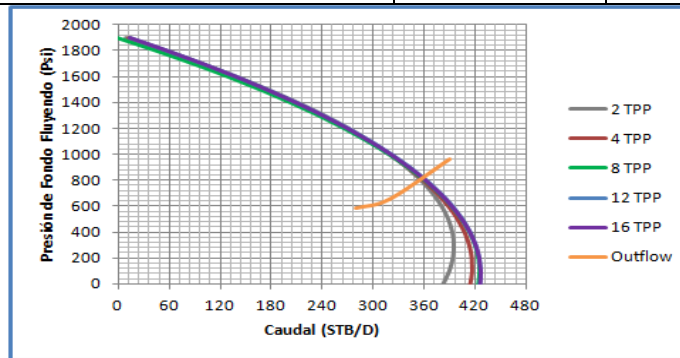
Localización: EW 1027322 – NS 1286533

Bloque:

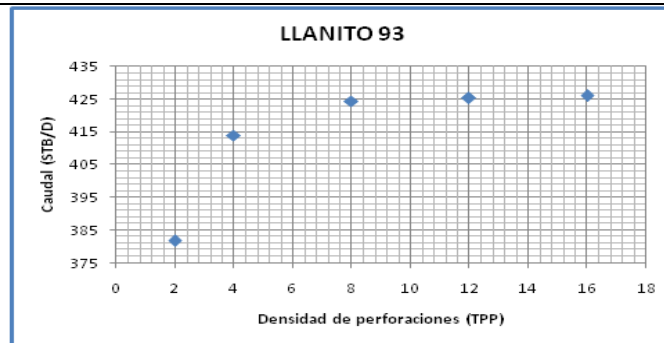
**Observaciones:** Pozo perforado en Octubre de 1982 y cañoneado a 4 TPP, tratamiento con RPM a la Formación Mugrosa Zona B en 2009 y mantenimiento en 2010.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

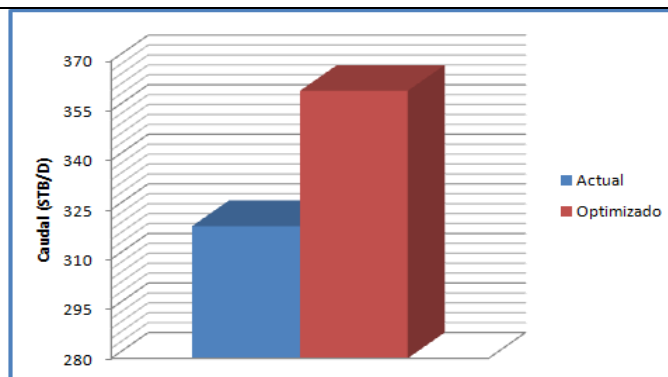
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
996,8	320	820	360,94



### Densidad Óptima de Perforaciones

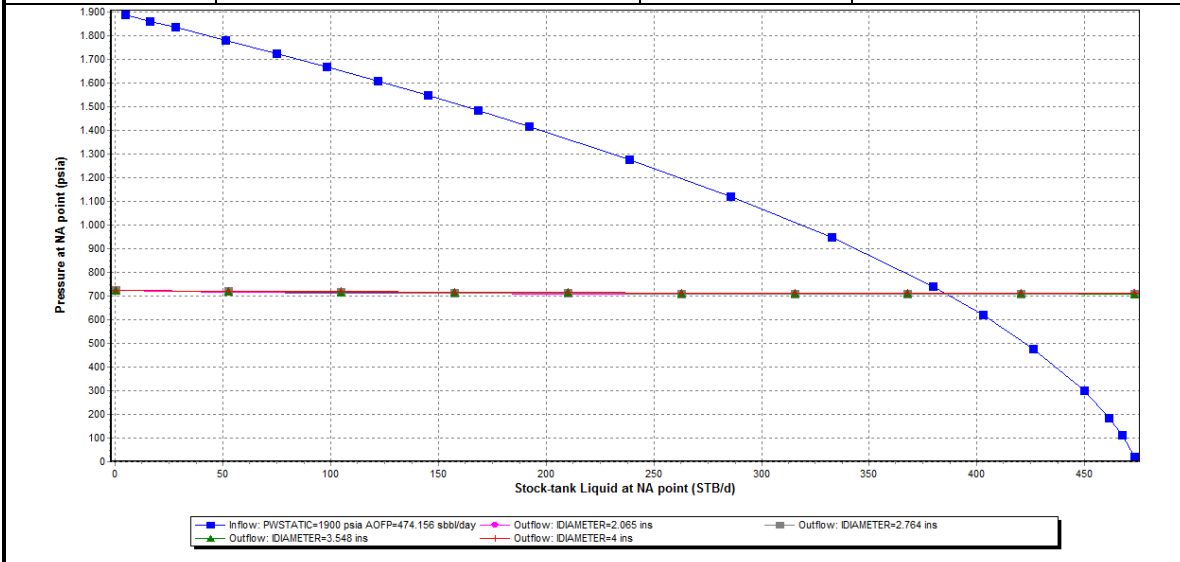


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



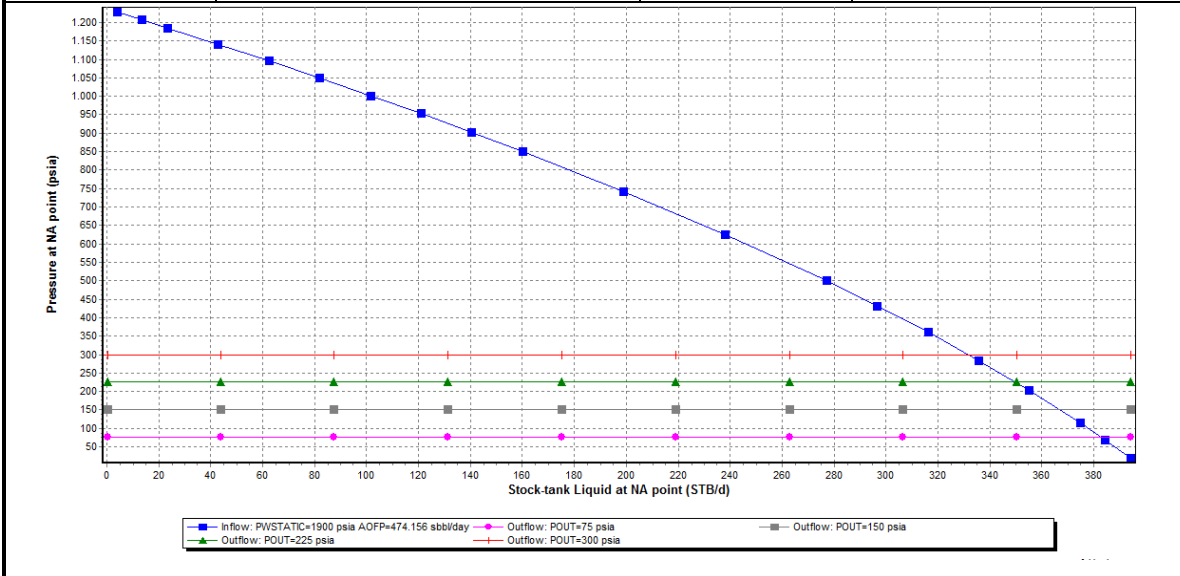
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

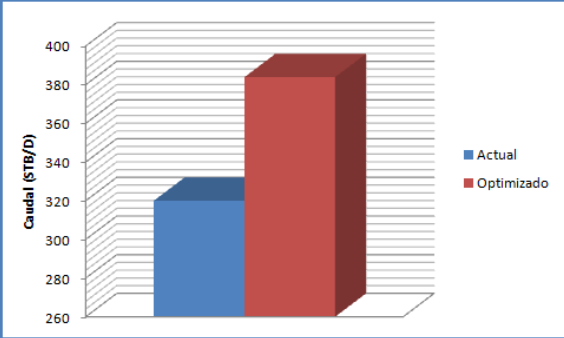
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
996,8	320	716,92	383,9



**Nodo solución: Cabezal**

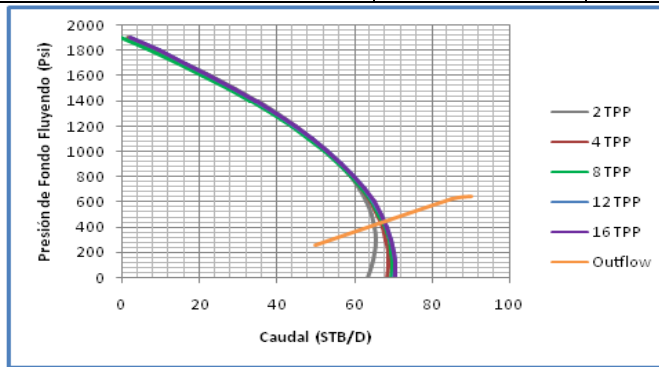
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
300	320	75	382,86



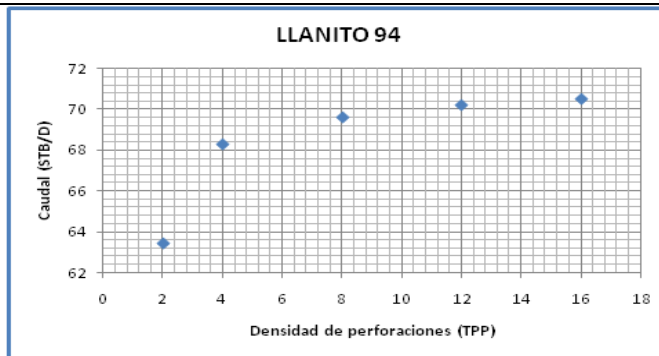
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~320</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~360</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~320	Optimizado	~360	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~320</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~380</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~320	Optimizado	~380
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~320												
Optimizado	~360												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~320												
Optimizado	~380												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, ya que al aumentar los tiros por pies no se logra incrementar de forma significativa la producción, por lo tanto, bajo estas condiciones se tendría un aumento de 12,79% que corresponde a 40,94 barriles diarios adicionales. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, esto debido a que la tendencia de las curvas son muy parecidas, por esta razón el diámetro de la tubería de 2-7/8" permanecería igual, por consiguiente, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima, para este caso es de 716,92 psia, con lo que la producción aumentaría en un 19,97% equivalente a 63,9 barriles. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que si se disminuye la presión de 300 a 75 psia en un escenario óptimo se obtendría un incremento de 19,64% que significa una recuperación adicional de 62,86 barriles, pero si se analiza detalladamente las condiciones a las que el pozo opera actualmente se puede confirmar según la gráfica, que el pozo esta optimizado, debido a que para una presión en cabeza de 300 psia produce aproximadamente 320 barriles, que es la misma producción que se tiene actualmente.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

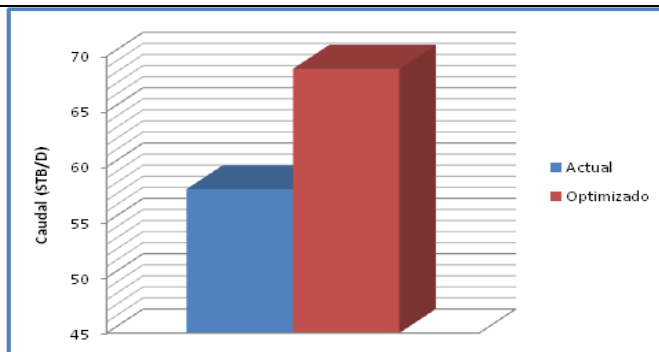
Pozo: LL-94	Estado: Activo	Localización: EW 1026025 – NS 1284650	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Febrero de 1983 y cañoneado a 4 TPP, evaluación, aislamiento y recañoneo en 2009.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
842,1	58	440	68,9



### Densidad Óptima de Perforaciones

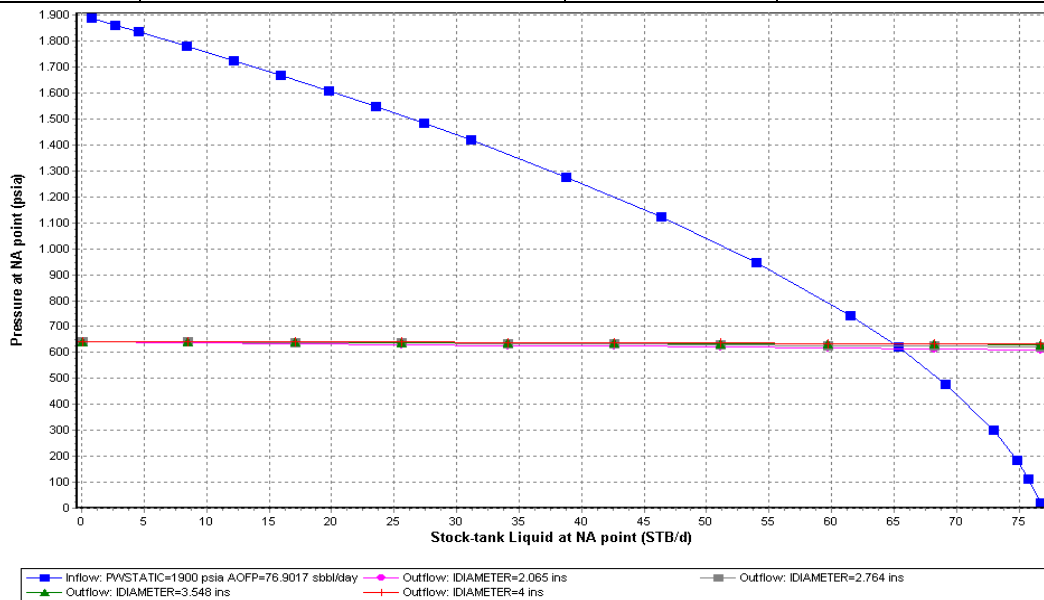


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



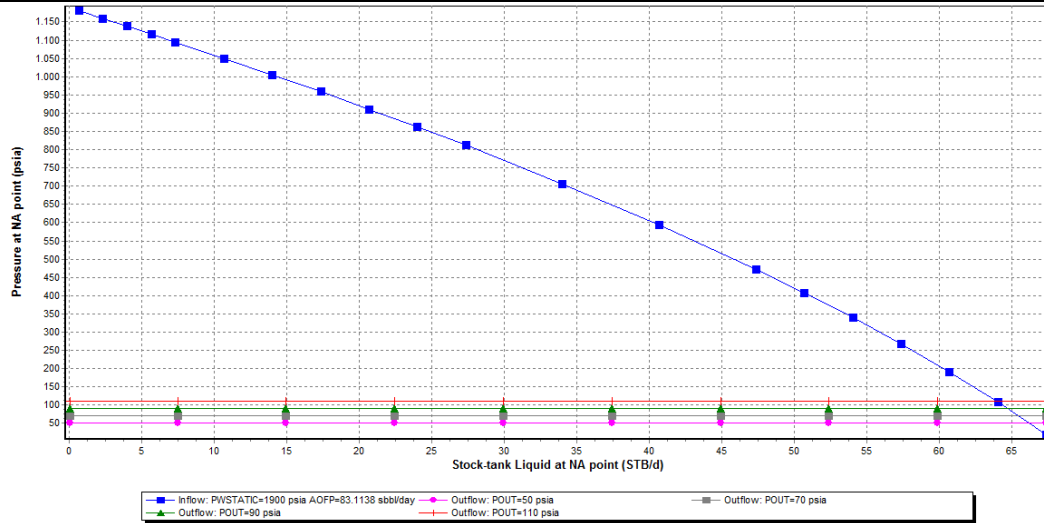
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

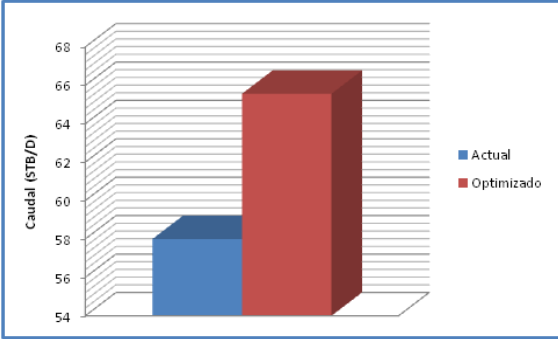
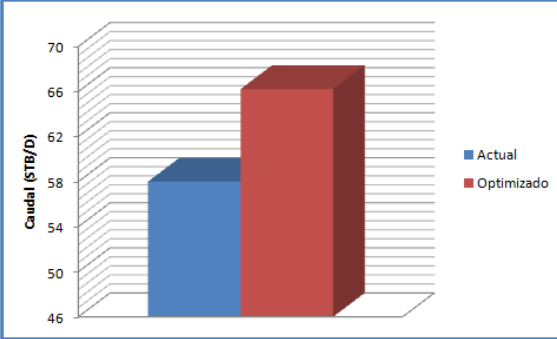
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
842,1	58	645	65,6



### Nodo solución: Cabezal

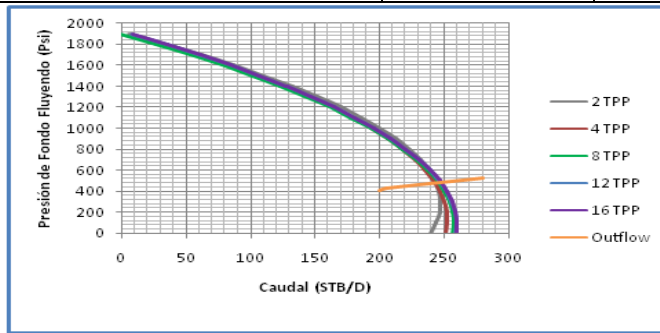
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
110	58	50	66,22



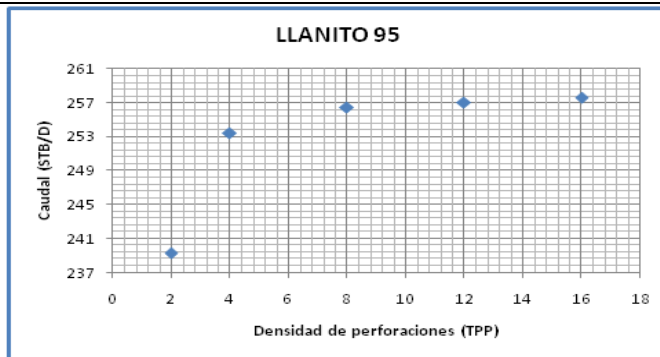
Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>58,5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>66,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	58,5	Optimizado	66,5	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>58,5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>66,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	58,5	Optimizado	66,5
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	58,5												
Optimizado	66,5												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	58,5												
Optimizado	66,5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, aumentando la producción en un 18,76% bajo condiciones de rendimiento óptimo, recuperando hasta 10,88 barriles diarios adicionales a la producción actual. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software, en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción debido a que las curvas tienen una tendencia similar, a estas condiciones la producción aumentaría en un 13,03% correspondiente a 7,56 barriles diarios adicionales. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se puede afirmar que si se disminuye la presión de 110 a 50 psia se alcanzaría un incremento de 14,17% en la producción, lo que significa que se lograría producir 8,22 barriles diarios adicionales en comparación a la producción actual.</p>													

## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

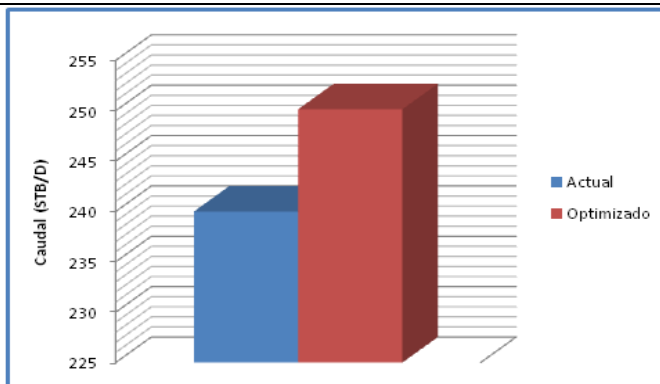
Pozo: LL-95	Estado: Activo	Localización: EW 1027430 – NS 1284211	Bloque:
<b>Observaciones:</b> Pozo perforado en Febrero de 1984 y cañoneado a 5 TPP, estimulación en 1986, cañoneo adicional en 1987, evaluación, cementación y cañoneo en 2009.			
<b>Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones</b>			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
568,1	240	478	250,1



### Densidad Óptima de Perforaciones

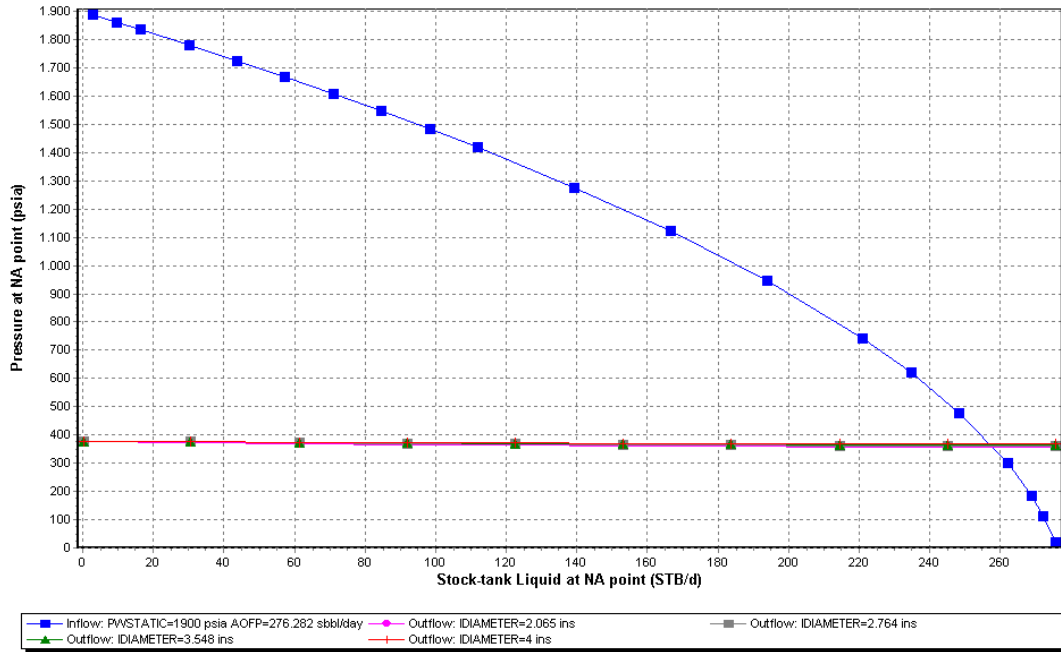


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



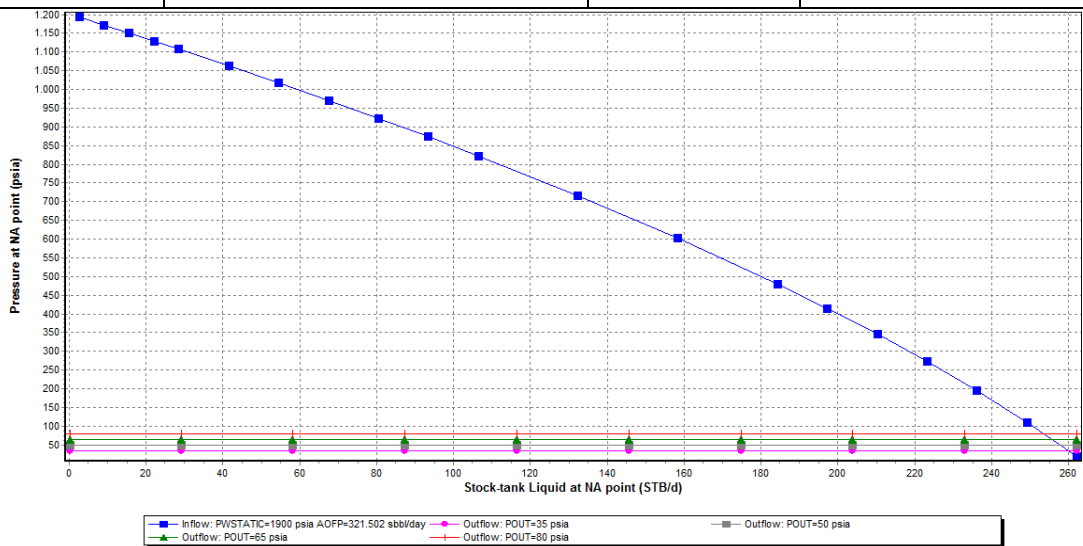
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

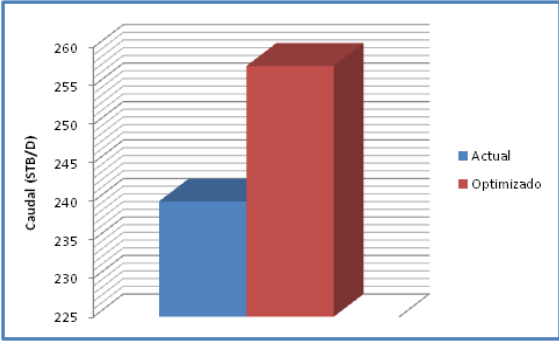
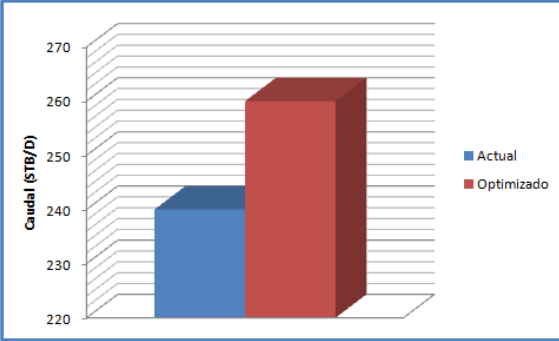
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
568,1	240	370	257,6



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
65	240	35	260



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>240</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>258</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	240	Optimizado	258	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>240</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>260</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	240	Optimizado	260
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	240												
Optimizado	258												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	240												
Optimizado	260												
<p><b>Análisis:</b> Según el estudio realizado a este pozo, la densidad óptima de perforaciones recomendada es de 8 TPP con lo que se tendría un aumento de 4,23% que se traduciría en 10,15 barriles, aunque se debe aclarar que con 16 TPP se obtiene una mayor producción, el aumento de la producción entre estos dos valores no es suficiente para justificar el trabajo. Al analizar la influencia del diámetro de la tubería en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que un cambio de diámetro no es aconsejable debido a que no se modifica el comportamiento de la producción, pero se puede hallar la forma de optimizar y por medio del análisis realizado, se deduce que para una Pwf de 370 psia, la producción aumentaría en un 7,33% que equivale a 17,59 barriles diarios adicionales a la producción actual. De igual forma, interpretando los resultados del nodo en cabeza, se afirma que si se disminuye la presión a 30 psia, se obtendría un incremento de 8,33% que corresponde a 20 barriles por día adicionales.</p>													

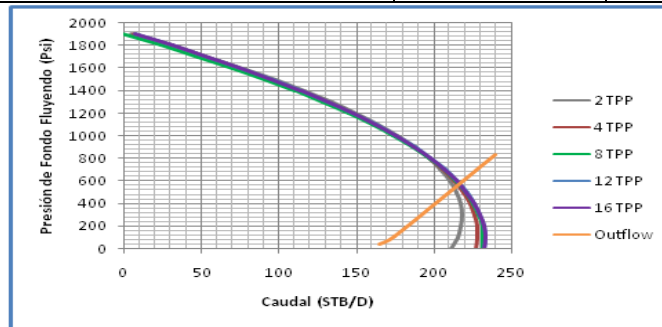
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-98	Estado: Activo	Localización: EW 1026268 – NS 1284167	Bloque:
-------------	----------------	---------------------------------------	---------

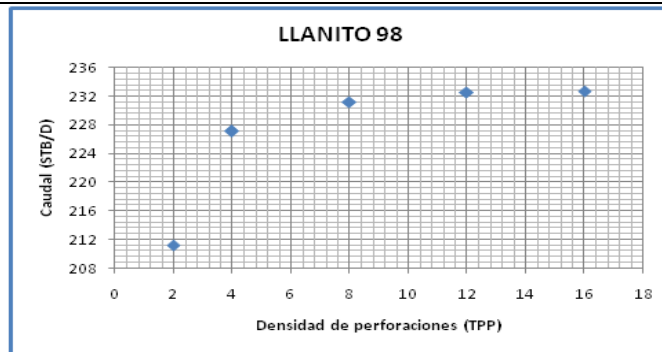
**Observaciones:** Pozo perforado en Noviembre de 1985 y cañoneado a 4 TPP, cementación en 1996 y estimulación química en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

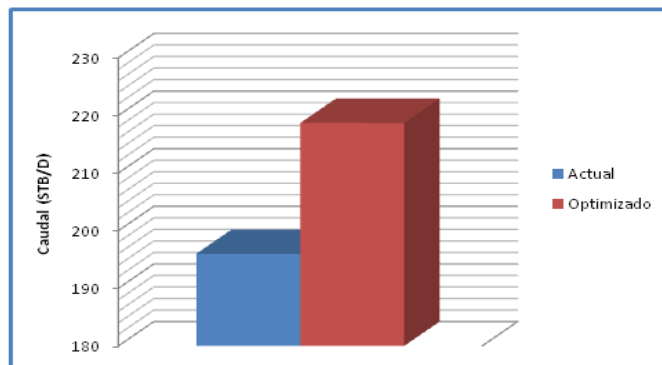
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
809,7	196	570	218,7



### Densidad Óptima de Perforaciones

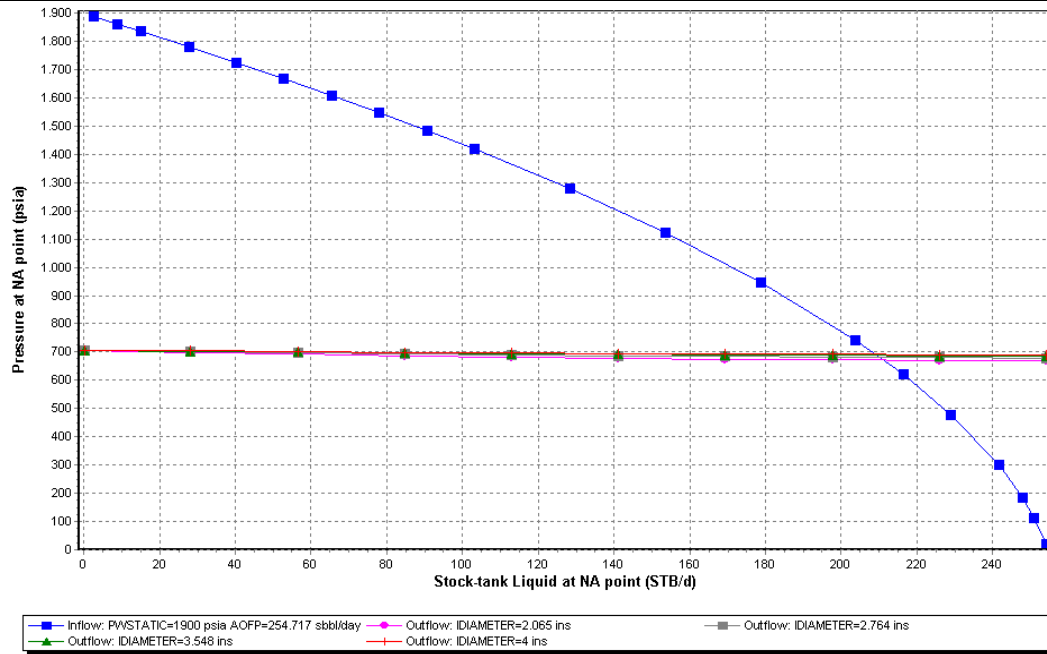


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



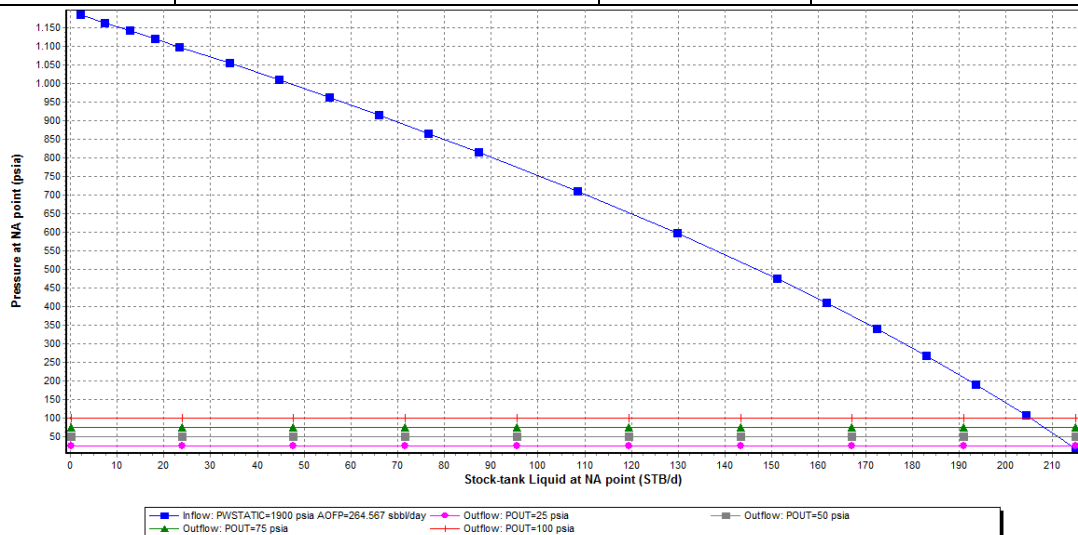
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

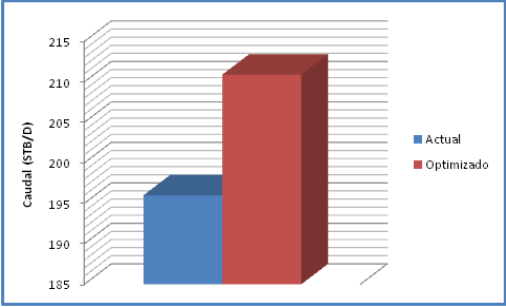
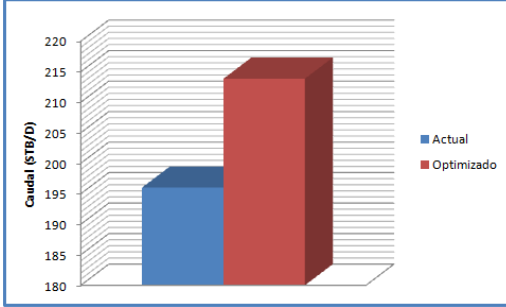
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
809,7	196	707	210,9



### Nodo solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
100	196	25	213,85



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>197</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>219</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	197	Optimizado	219	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>197</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>219</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	197	Optimizado	219
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	197												
Optimizado	219												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	197												
Optimizado	219												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, con lo que se lograría un aumento de 11,58%, es decir, 22,69 barriles diarios adicionales con relación a la producción que se tiene actualmente, esto bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se puede determinar que el cambio de diámetro de la tubería no afecta de forma significativa el comportamiento de la producción, esto debido a que la tendencia de las curvas de outflow son iguales, por esta razón la tubería de 3-1/2" permanecería igual; por lo tanto, se recomienda hallar la presión de fondo fluyendo óptima, en este caso 707,35 psia, con lo que se alcanzaría un aumento de la producción en un 7,61% lo que significa 14,91 barriles diarios adicionales. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que si se disminuye la presión de 100 a 25 psia, en un escenario óptimo se obtendría un incremento de 9,11% con lo que se aumentaría en 17,85 barriles la producción.</p>													

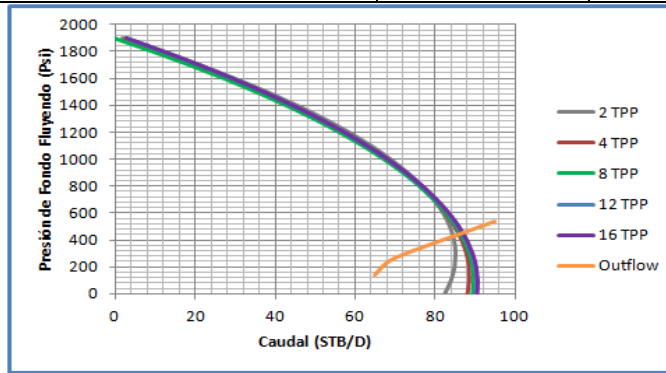
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-101	Estado: Activo	Localización: EW 1027592 – NS 1284969	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

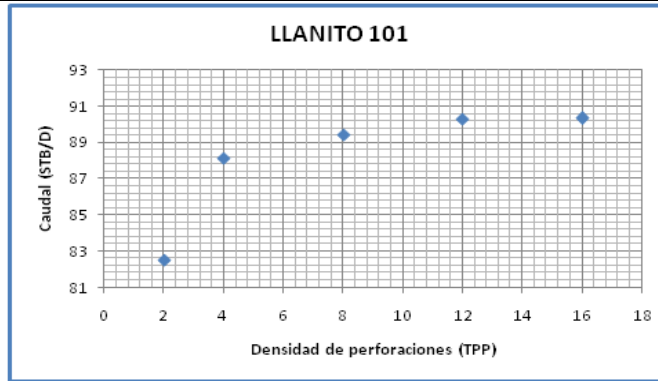
**Observaciones:** Pozo perforado en Septiembre de 1985 y cañoneado a 4 TPP, estimulación en 1985, cañoneo adicional en 1992, cementación y cañoneo en 2003.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

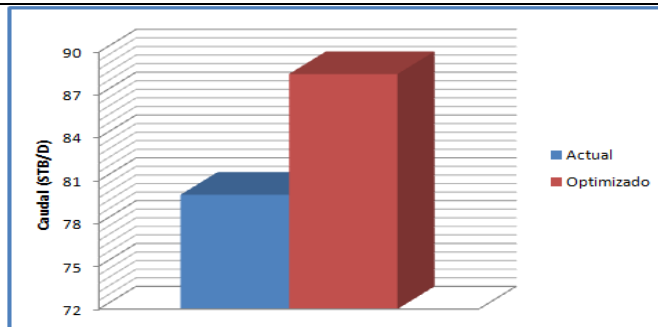
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
694,4	80	450	88,46



### Densidad Óptima de Perforaciones

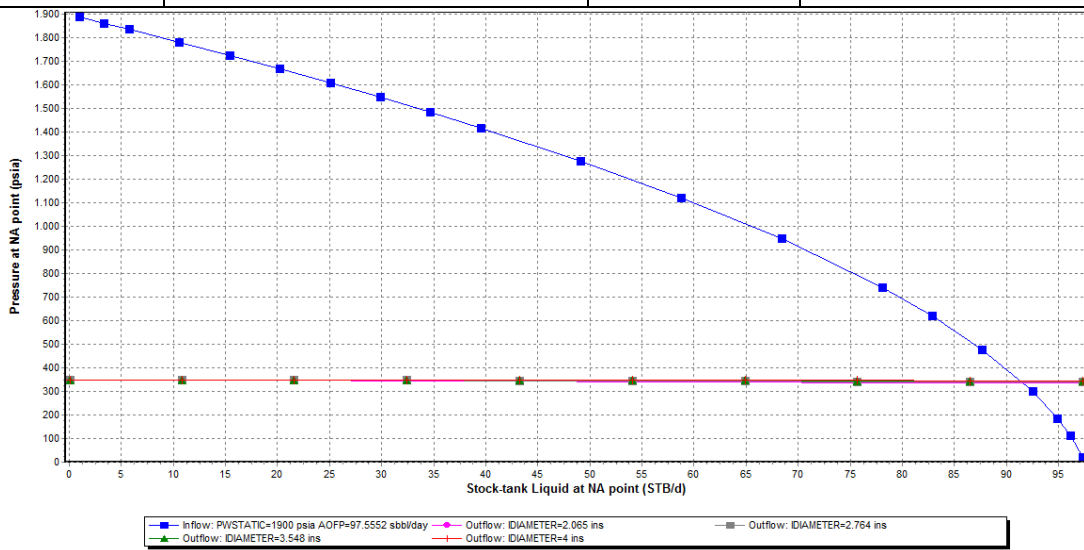


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



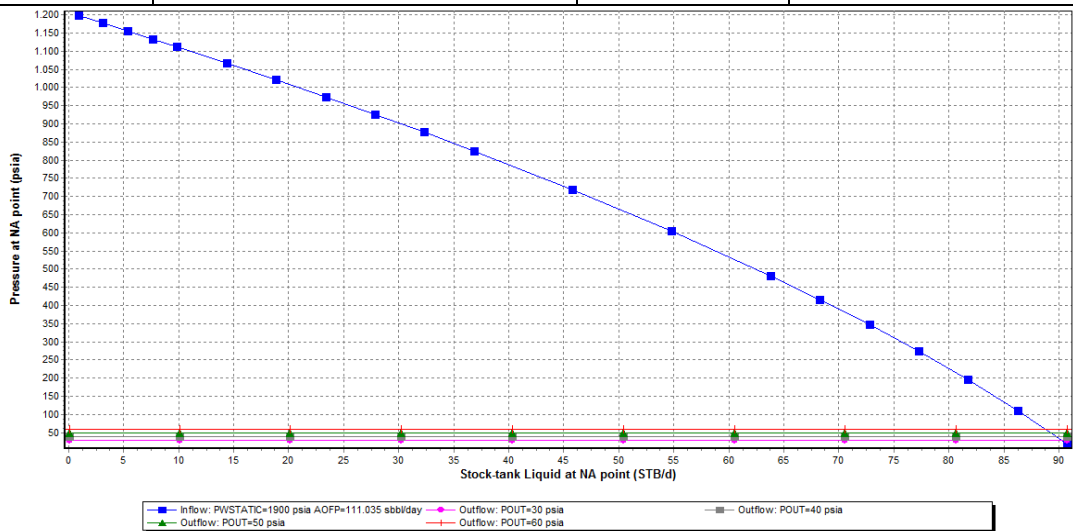
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

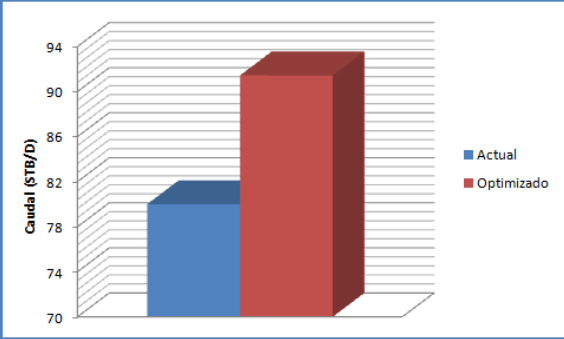
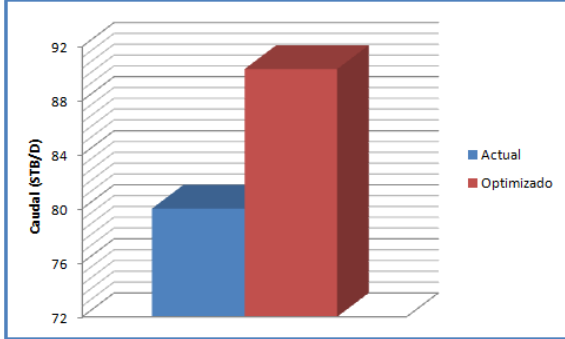
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
694,4	80	345	91,43



### Nodo solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	80	30	90,33



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>91</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	80	Optimizado	91	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>91</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	80	Optimizado	91
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	80												
Optimizado	91												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	80												
Optimizado	91												
<p><b>Análisis:</b> El número de tiros por pies recomendado para este pozo es de 8 TPP, con lo que se alcanzaría un aumento máximo de producción de 10,58%, recuperándose hasta 8,46 barriles diarios, bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al estudiar los resultados obtenidos con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que no es necesario realizar un cambio de diámetro de la tubería, ya que el comportamiento de la producción no varía según las gráfica, pero si es posible obtener las condiciones óptimas de operación, para este pozo sería una Pwf igual a 345 psia la producción aumentaría en un 14,29% equivalente a 11,43 barriles por día adicionales. En el nodo en cabeza, si se disminuye la presión a 30 psia se obtendría un incremento de 12,91% reportando 10,33 barriles diarios adicionales comparado a la producción actual.</p>													

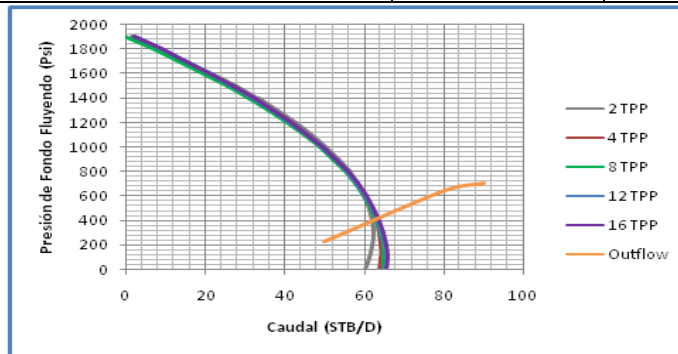
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-108	Estado: Activo	Localización: EW 1026097 – NS 1282552	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

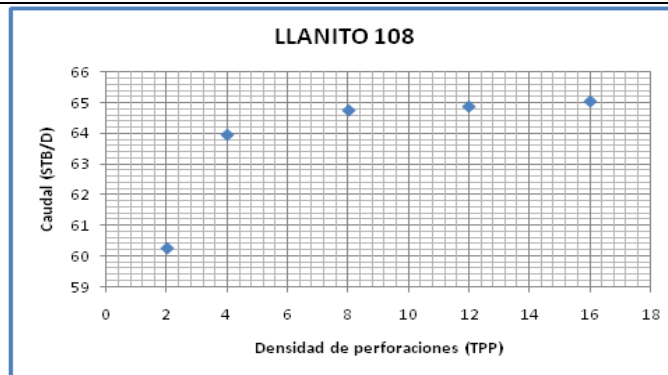
**Observaciones:** Pozo perforado en Marzo de 2005 y cañoneado a 4 TPP, estimulación con CO2 en 2008, recañoneo y tratamiento orgánico en 2008.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

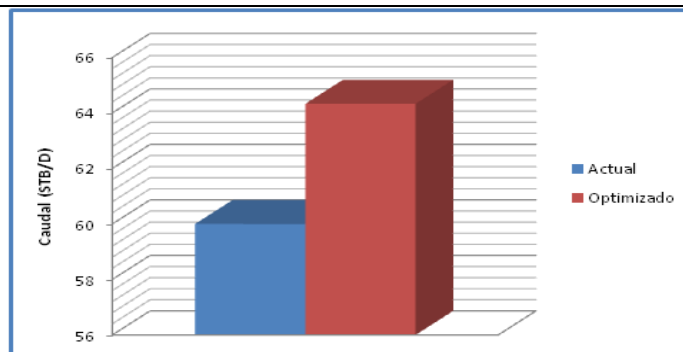
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
599,7	60	410	64,3



### Densidad Óptima de Perforaciones

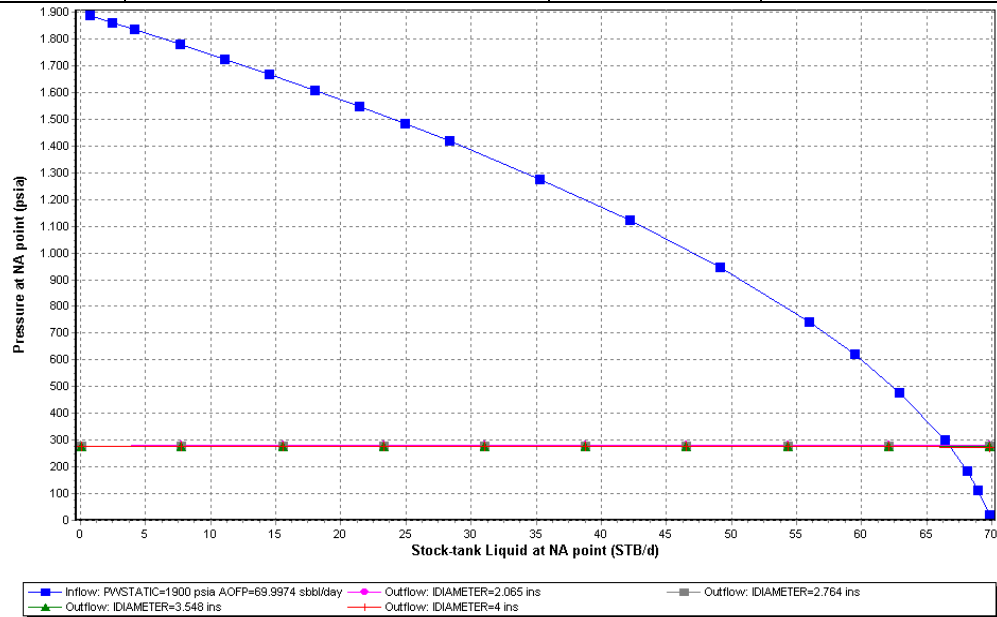


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



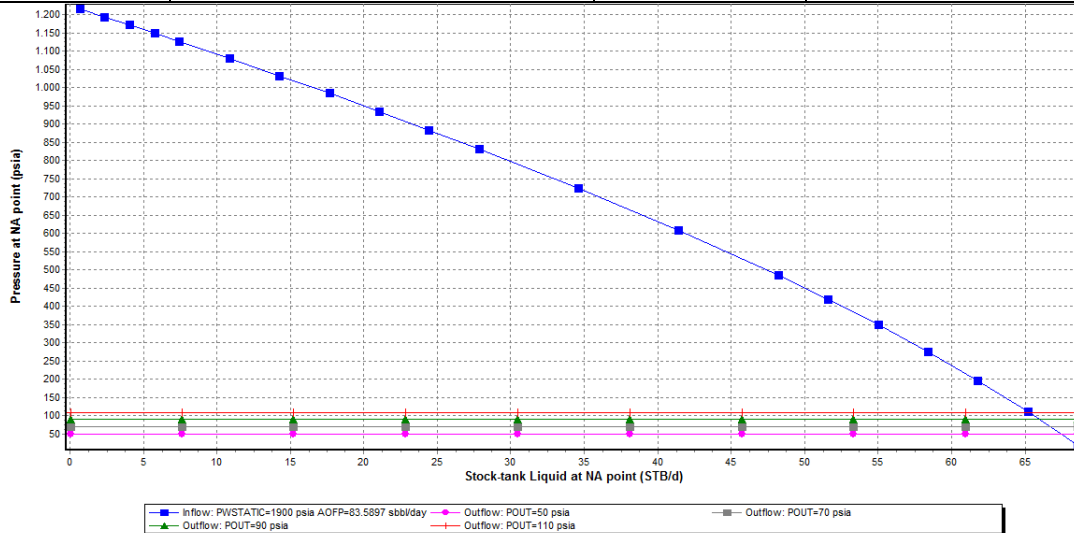
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

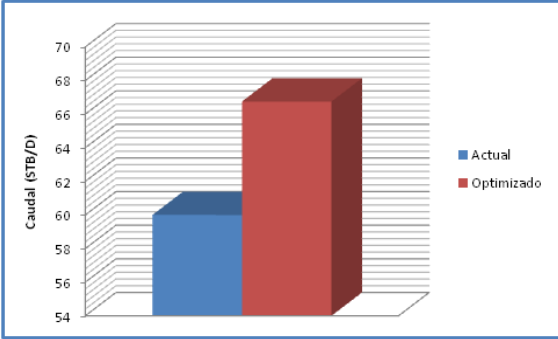
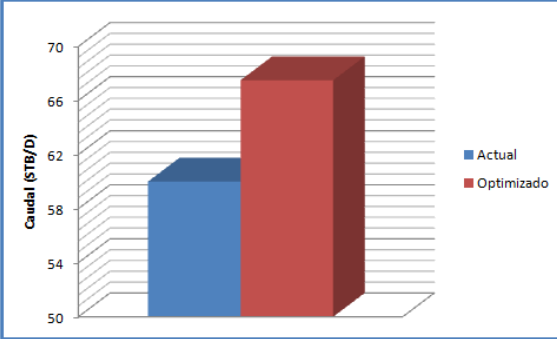
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
599,7	60	276,9	66,7



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
110	60	50	67,5



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>66,75</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	60	Optimizado	66,75	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>61</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>69,5</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	61	Optimizado	69,5
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	60												
Optimizado	66,75												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	61												
Optimizado	69,5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, con lo que se tendría un aumento de 7,22% lográndose obtener 4,33 barriles diarios adicionales. Al estudiar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa que el cambio de diámetro de la tubería no influye en el comportamiento de la producción, debido a que la tendencia de las curvas de outflow observadas en la gráfica no varían lo suficiente, por esta razón se recomienda dejar el mismo diámetro de tubería (2-7/8”), por consiguiente, a una Pwf de 276,92 psia se logra que la producción aumente en un 11,25% recuperándose 6,75 barriles de más con respecto a las condiciones actuales. Analizando los resultados del nodo en cabeza, se puede concluir que si se disminuye la presión de 110 a 50 psia en un escenario óptimo de operación, se obtendría un incremento de 12,50% que significa 7,5 barriles por día adicionales.</p>													

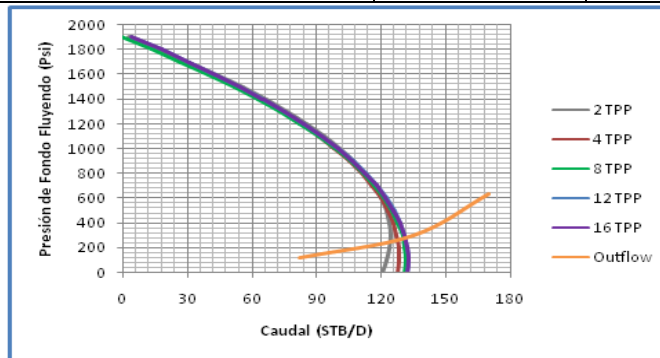
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-109	Estado: Activo	Localización: EW 1026248 – NS 1284196	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

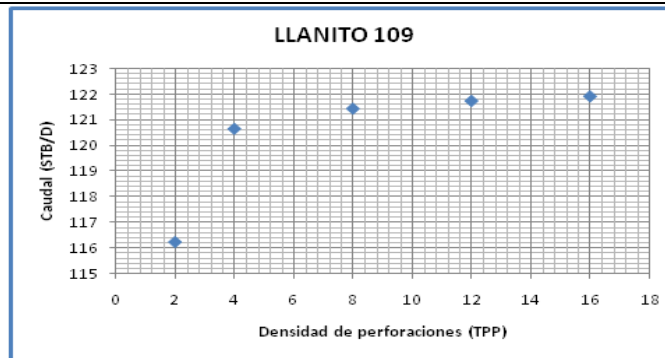
**Observaciones:** Pozo perforado en Mayo de 2005 y cañoneado a 5 TPP, una cementación en 2007 y recañoneo en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

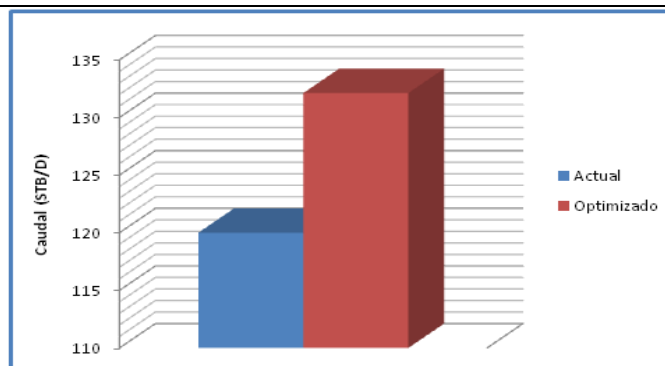
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
325	120	275	132,1



### Densidad Óptima de Perforaciones

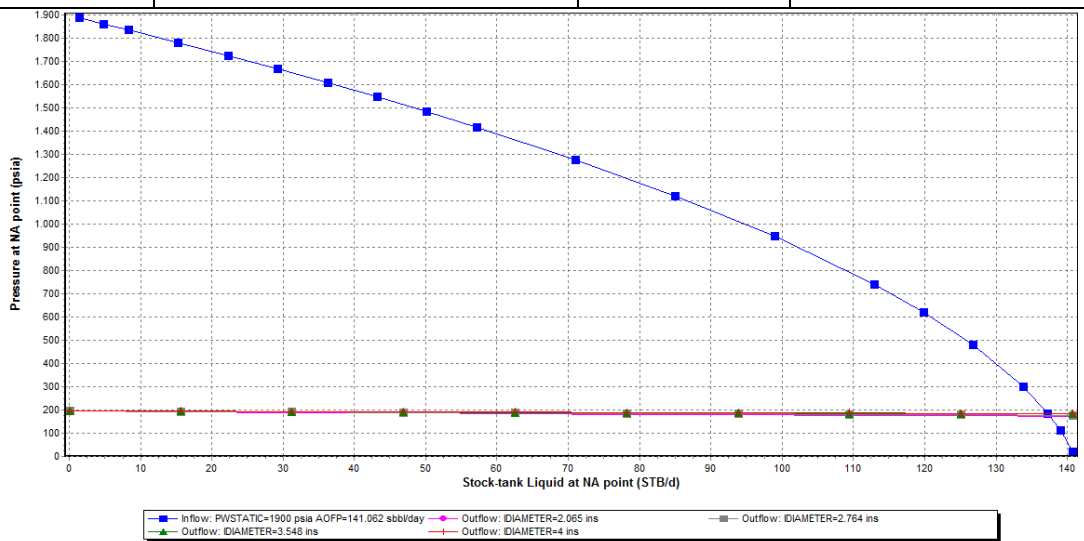


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



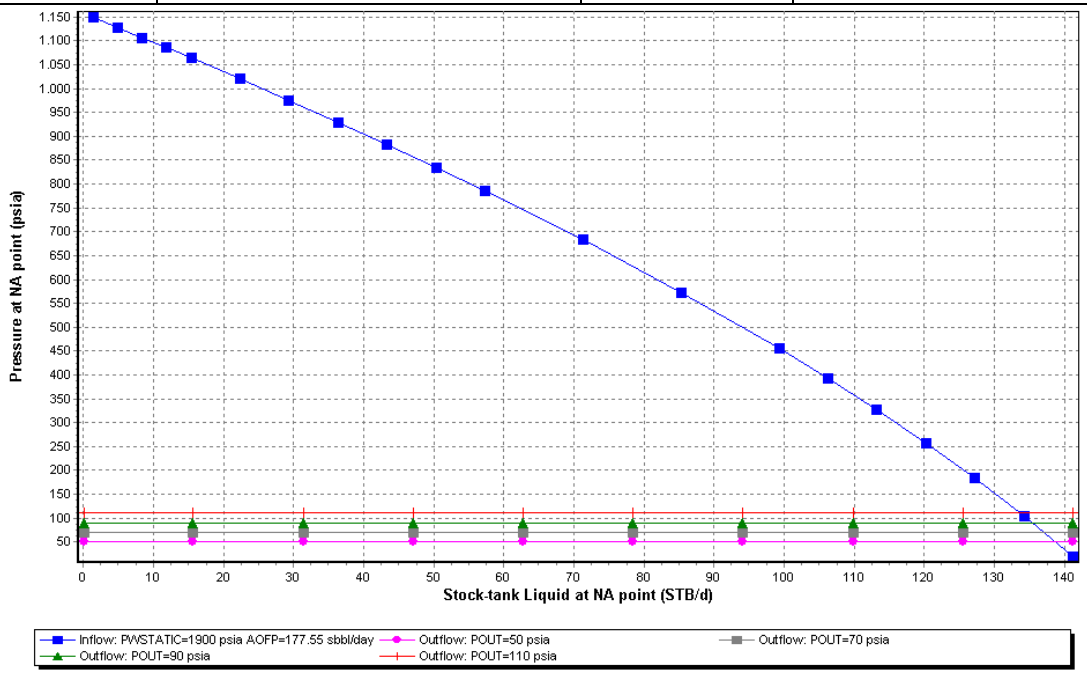
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

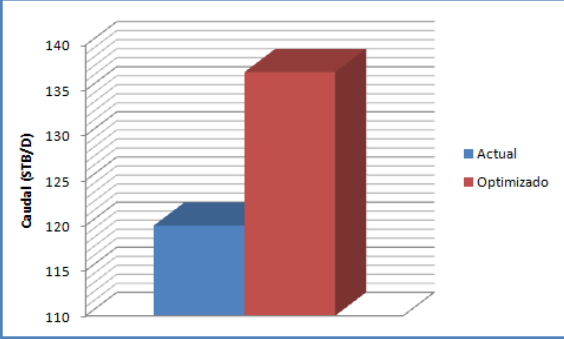
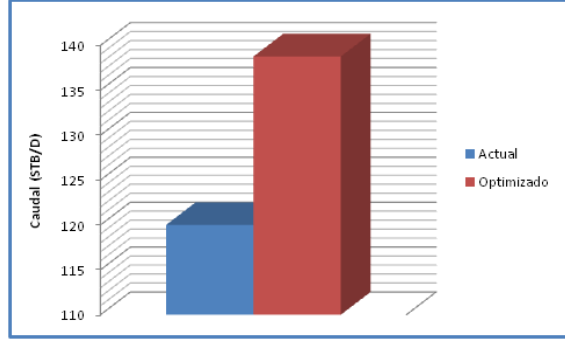
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
325	120	185,5	137



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
110	120	50	138,8



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>138</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	120	Optimizado	138	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>138</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	120	Optimizado	138
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	120												
Optimizado	138												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	120												
Optimizado	138												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, ya que con un valor mayor no incrementaría mucho la producción, en estas condiciones se lograría un aumento máximo de fluido de 10,10% que equivale a 12,12 barriles diarios. Al analizar los resultados obtenidos con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se puede detallar que el cambio de diámetro de la tubería no tiene mayor influencia en el comportamiento de la producción, por esta razón la tubería con diámetro 2-7/8 permanecería igual, por lo tanto, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima, que bajo estas condiciones es igual a 185,5 psia y la producción aumentaría en un 14,20% equivalente a 17,04 barriles diarios adicionales con respecto a la producción que se tiene actualmente. Analizando los resultados del nodo en cabeza, se interpretaría que disminuyendo la presión a 50 psia se lograría un incremento de 15,63% correspondiente a 18,76 barriles por día.</p>													

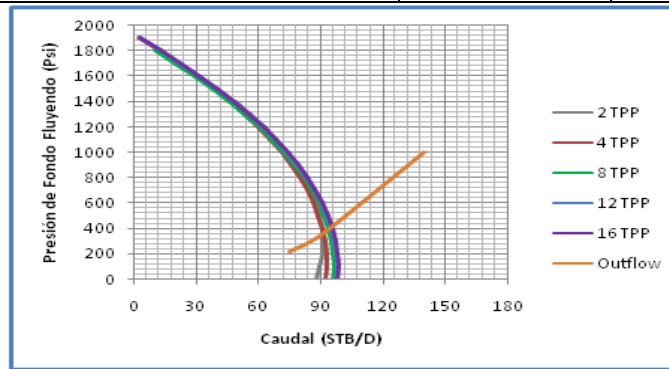
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-111	Estado: Activo	Localización: EW 1027492 – NS 1284436	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

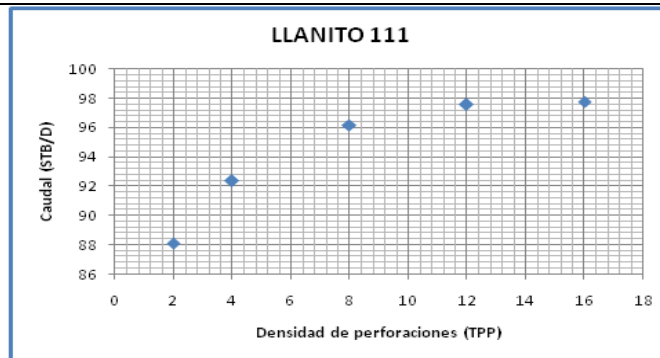
**Observaciones:** Pozo perforado en Julio de 2005 y cañoneado a 5 TPP, recompletamiento en 2007 y también un fracturamiento en 2008.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

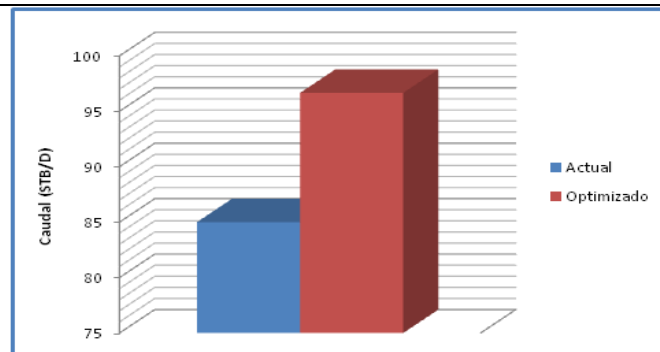
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
547,4	85	415	96,7



### Densidad Óptima de Perforaciones

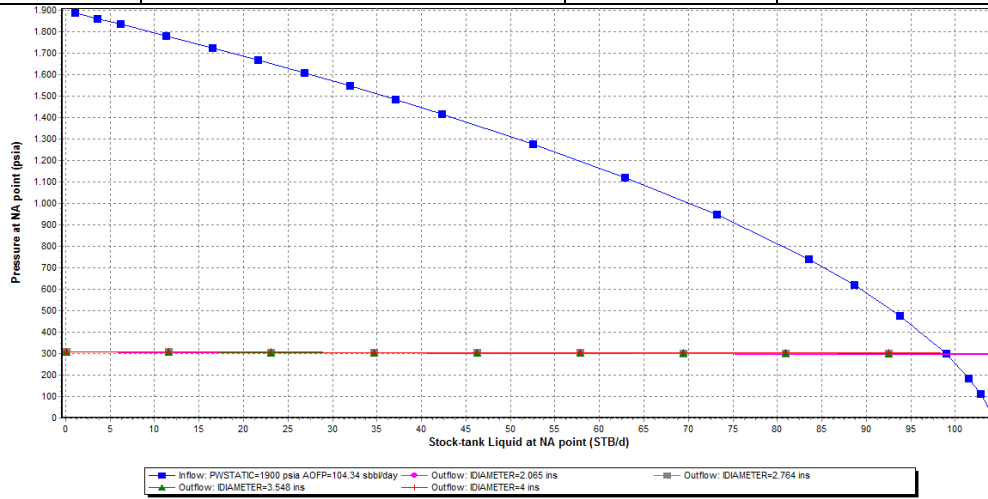


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



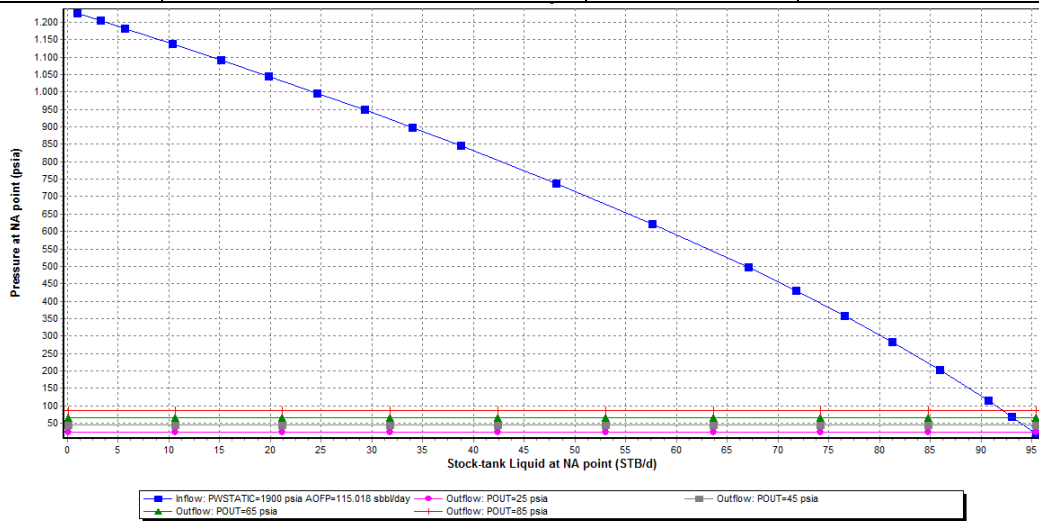
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

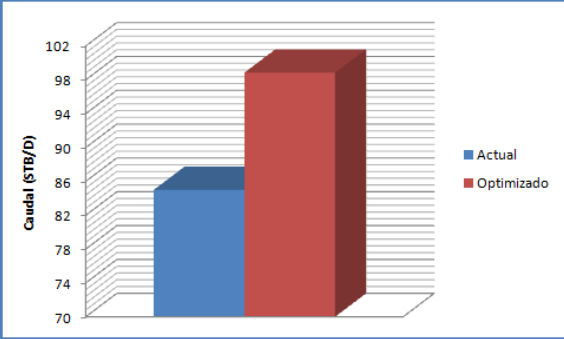
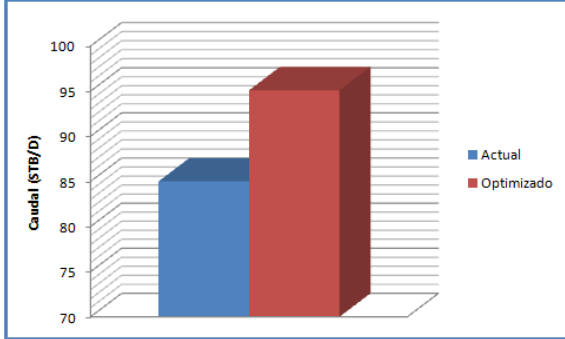
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
547,4	85	314,29	98,85



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
65	85	25	95,1



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1" data-bbox="302 394 862 730"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>85</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>96,66</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	85	Optimizado	96,66	 <table border="1" data-bbox="894 394 1455 730"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>85</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>95,1</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	85	Optimizado	95,1
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	85												
Optimizado	96,66												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	85												
Optimizado	95,1												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de las perforaciones es de 8 TPP, con lo que se tendría un aumento de 13,72% que se traduciría en 11,66 barriles adicionales logrando llevar la producción hasta 96,66 STB/D, esto bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al analizar los resultados en el nodo del punto medio de las perforaciones, se observa en la gráfica que el diámetro de la tubería no representa variación en el comportamiento de la producción ante los diferentes diámetros planteados, pero si se puede realizar una optimización y en condiciones óptimas se debería producir un aumento de 16,29% equivalente a 13,85 barriles, logrando incrementar la producción hasta 98,85 STB/D. En cuanto al nodo en cabeza, se puede generar un aumento de 11,88% equivalente a 10,1 barriles, si se disminuye la presión hasta 25 psia, lo que significa elevar la tasa de flujo de 85 a 95,1 STB/D.</p>													

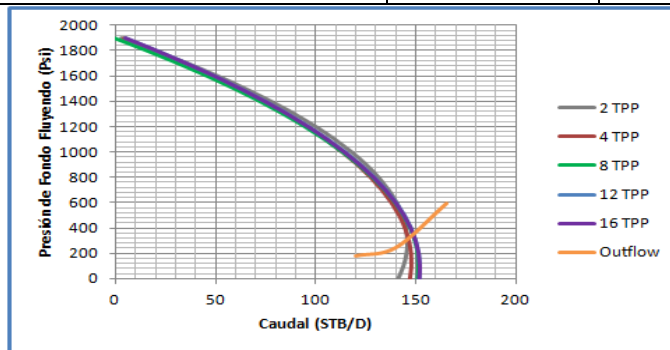
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-112	Estado: Activo	Localización: EW 1026594 – NS 1284364	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

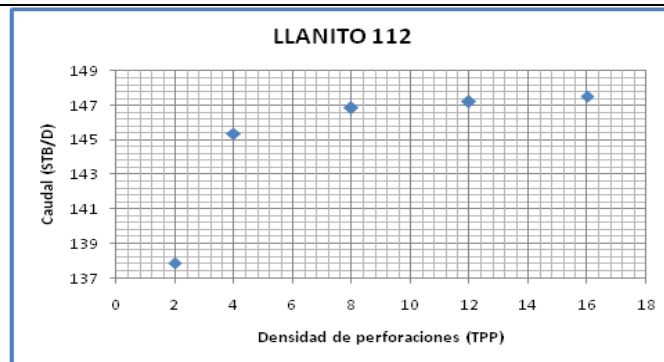
**Observaciones:** Pozo perforado en Marzo de 2005 y cañoneado a 5 TPP, estimulación y mantenimiento en 2007 y cañoneo en 2008.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

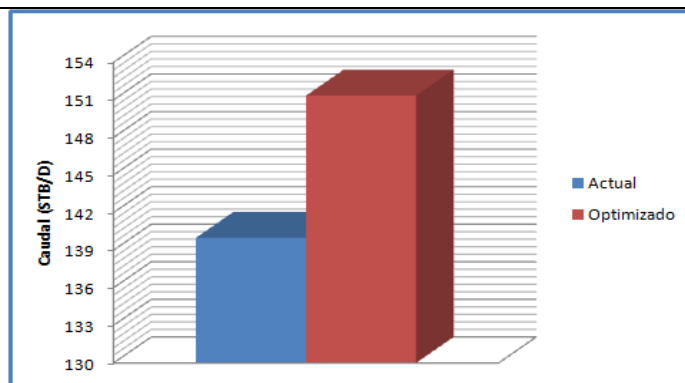
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
503,4	140	360	151,35



### Densidad Óptima de Perforaciones

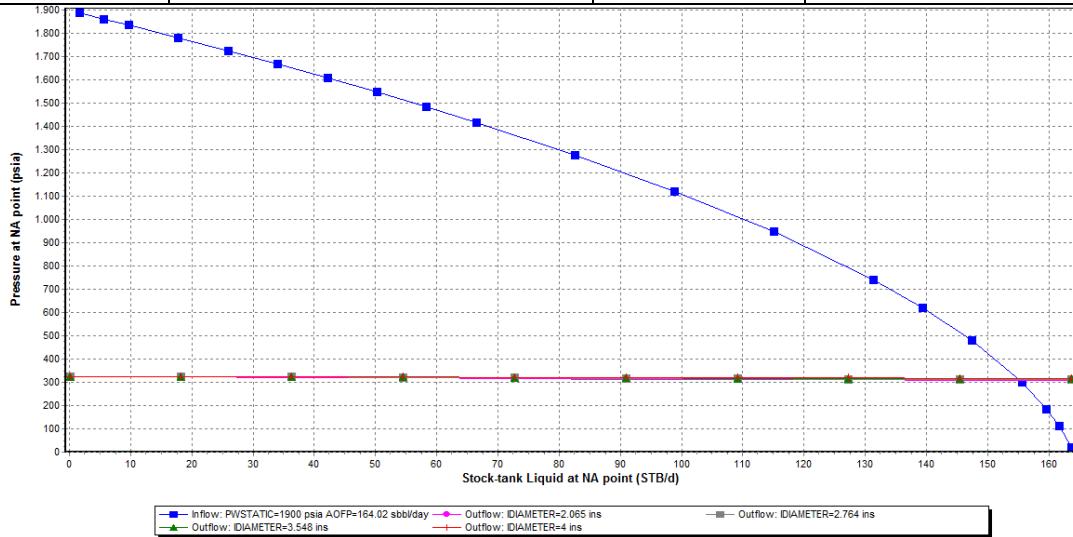


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



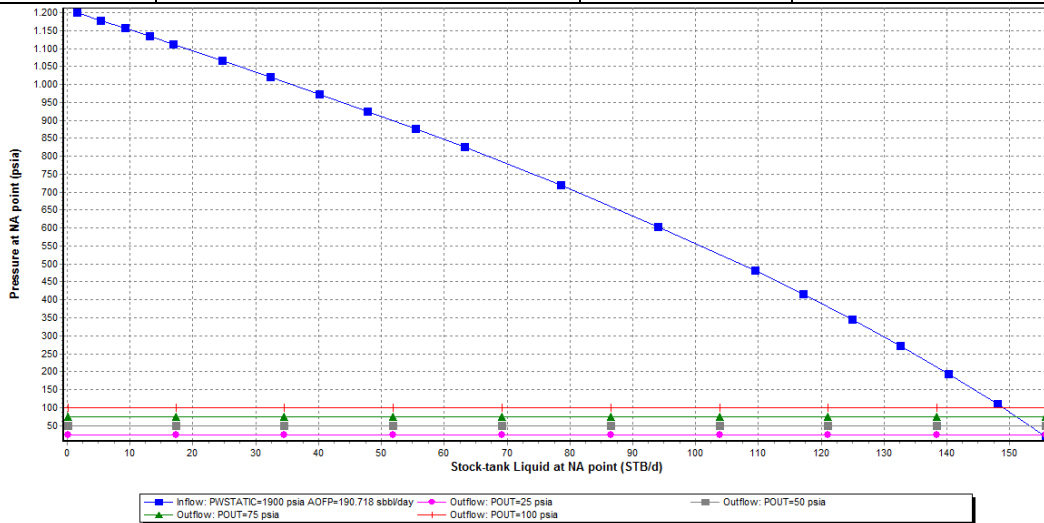
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

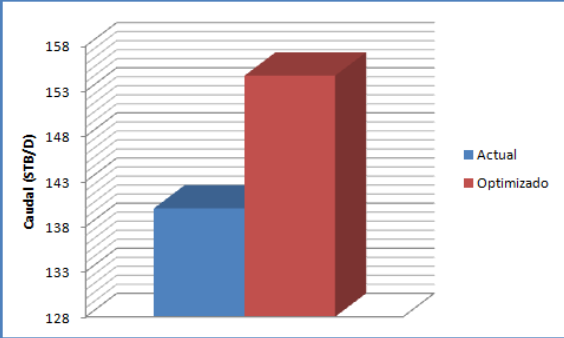
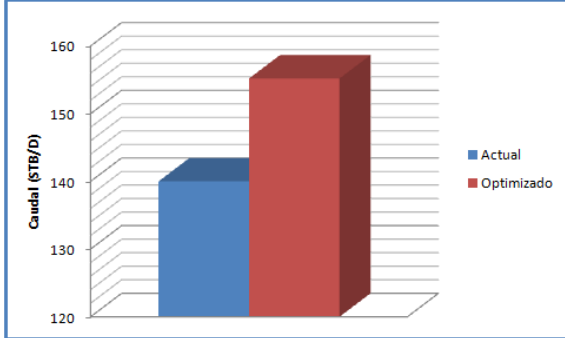
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
503,4	140	329	154,71



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
75	140	25	155,2



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>140</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>152</td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Caudal (STB/D)	Actual	140	Optimizado	152	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>140</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>155</td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Caudal (STB/D)	Actual	140	Optimizado	155
Categoría	Caudal (STB/D)												
Actual	140												
Optimizado	152												
Categoría	Caudal (STB/D)												
Actual	140												
Optimizado	155												
<p><b>Análisis:</b> El máximo número de tiro por pies recomendado es de 4 TPP, incrementando la producción en 8,11% que corresponde a 11,35 barriles, y no se recomienda aumentar la densidad sobre este valor debido a que no representaría un incremento significativo en la producción. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que las curvas se asemejan mucho, lo que significa que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, por lo tanto, se debe buscar la presión de fondo fluyendo adecuada para que el pozo opere bajo condiciones óptimas, para este caso corresponde a 329 psia y a este valor la producción aumentaría en un 10,51% equivalente a 14,71 barriles. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se puede afirmar que el mejor escenario de optimización es cuando se disminuye la presión de 75 a 25 psia, obteniéndose un incremento de 10,86% recuperando 15,2barriles.</p>													

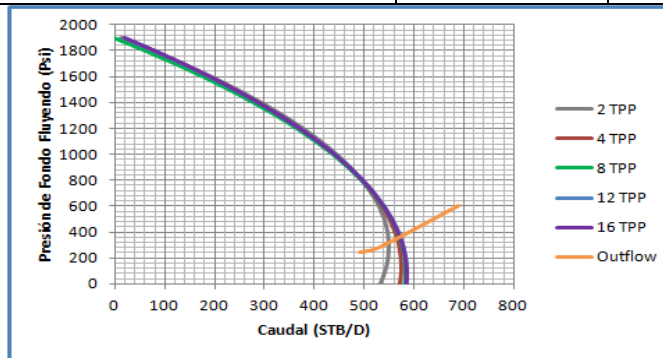
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-113	Estado: Activo	Localización: EW 1027911 – NS 1284743	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

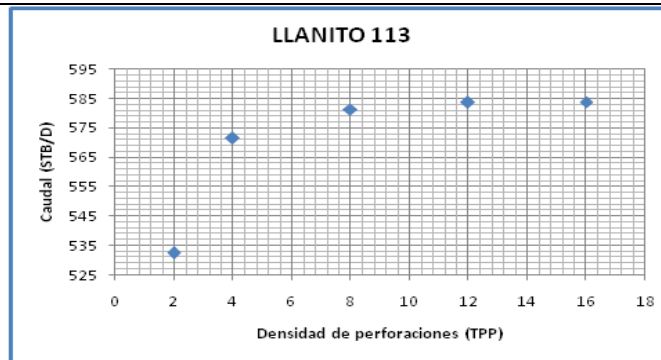
**Observaciones:** Pozo perforado en Mayo de 2007 y cañoneado a 4 TPP, aislamiento y recañoneo en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

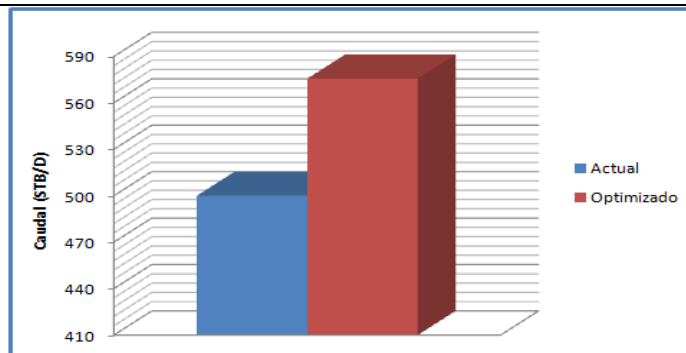
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
781,1	500	380	575,68



### Densidad Óptima de Perforaciones

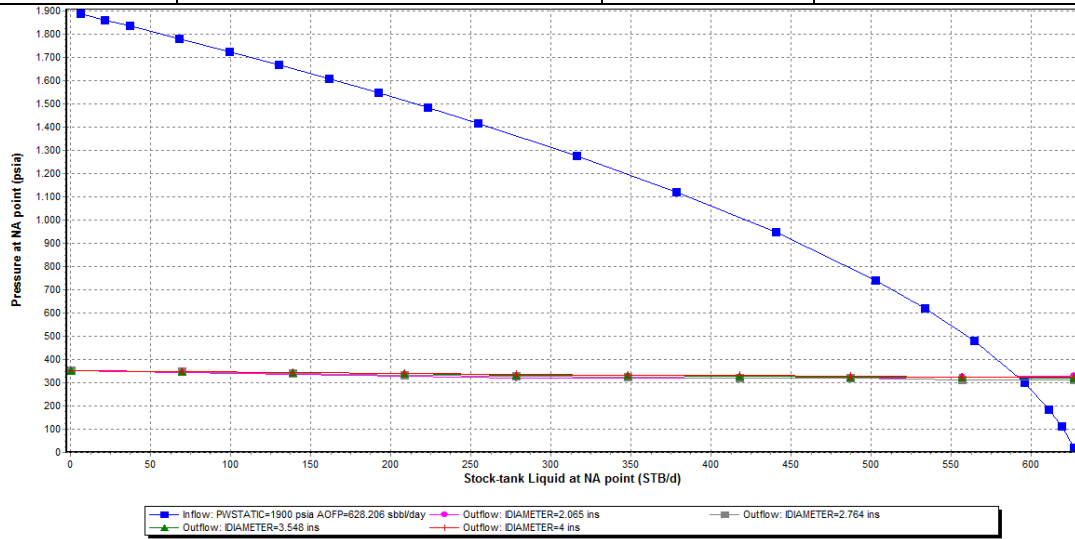


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



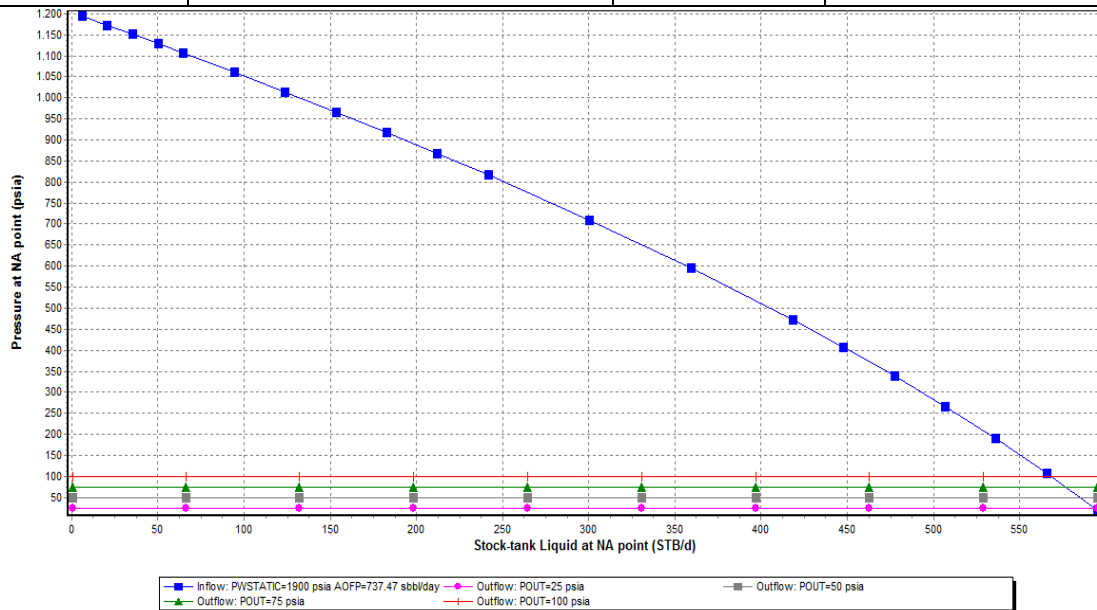
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

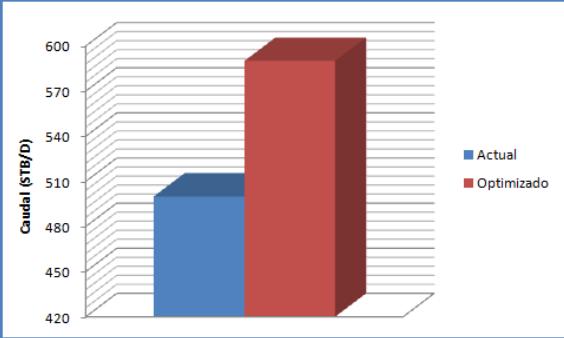
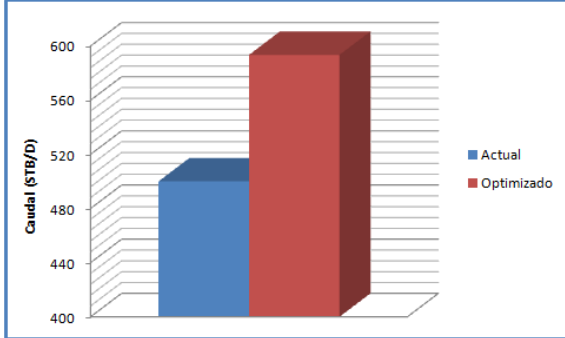
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
781,1	500	441	587,2



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
50	500	25	593,48



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>510</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>575</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	510	Optimizado	575	 <table border="1"> <caption>Data for Variación de producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>510</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>575</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	510	Optimizado	575
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	510												
Optimizado	575												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	510												
Optimizado	575												
<p><b>Análisis:</b> Este pozo tiene una oportunidad de mejora si se aumenta su densidad de perforaciones de 4 a 8 TPP, lo que representaría un aumento de 15,14% lo que representa 75,68 barriles diarios adicionales en comparación a la producción actual. Al analizar los resultados en el nodo del punto medio de las perforaciones, se puede concluir según las curvas de outflow que la producción se comporta de la misma forma con los distintos diámetros analizados, por esta razón es recomendable que la tubería permanezca con el diámetro actual (2-7/8”), por consiguiente, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima, que para este pozo corresponde a 351,61 psia, con este valor de presión la producción incrementaría en un 18,02% que corresponde a 90,1 barriles diarios. Al examinar los resultados del nodo en cabeza, se puede inferir que si se consigue disminuir la presión de 50 a 25 psia, se obtendría un incremento de 18,70% recuperándose 93,48 barriles adicionales con respecto a la producción actual.</p>													

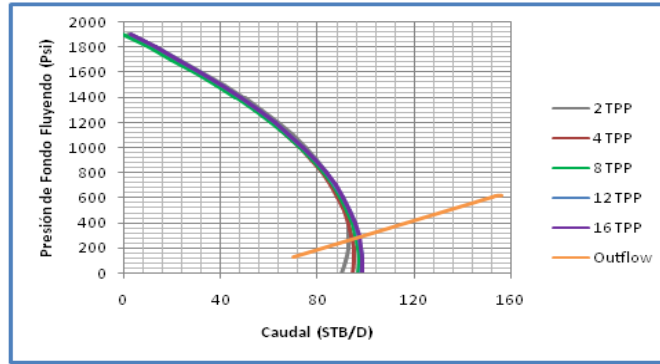
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-114	Estado: Activo	Localización: EW 1027298 – NS 1286620	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

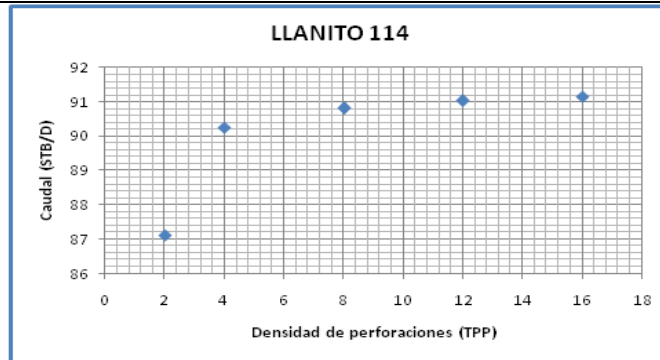
**Observaciones:** Pozo perforado en Noviembre de 2007 y cañoneado a 5 TPP, estimulación y fracturamiento en 2007.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

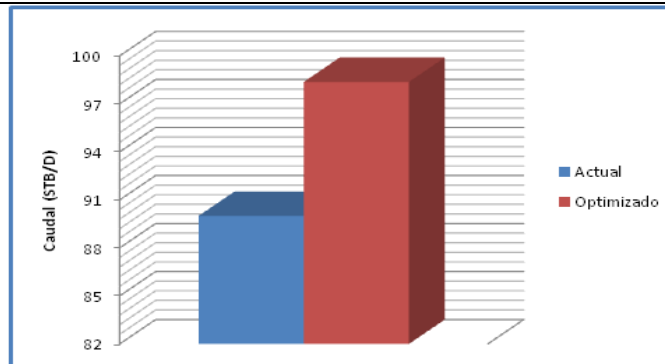
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
301,2	90	275	98,4



### Densidad Óptima de Perforaciones

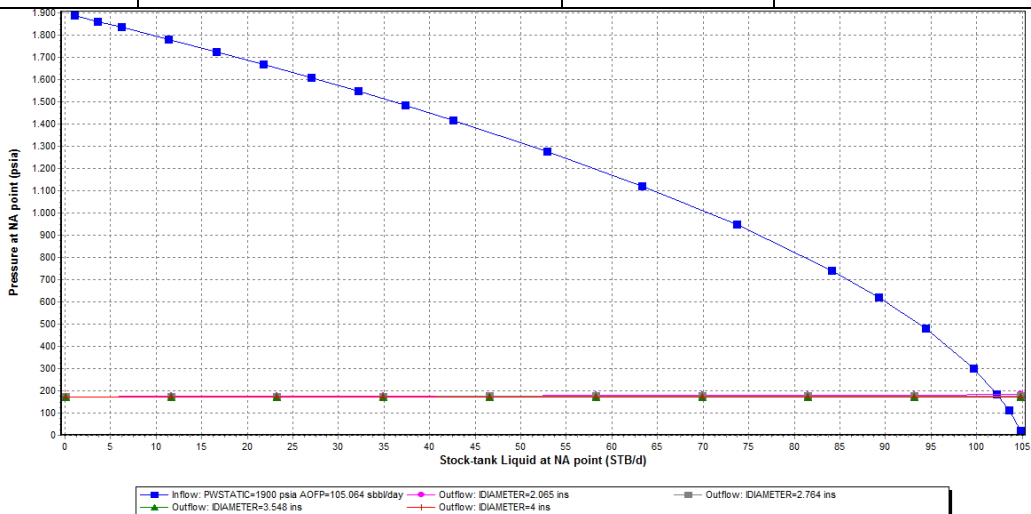


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



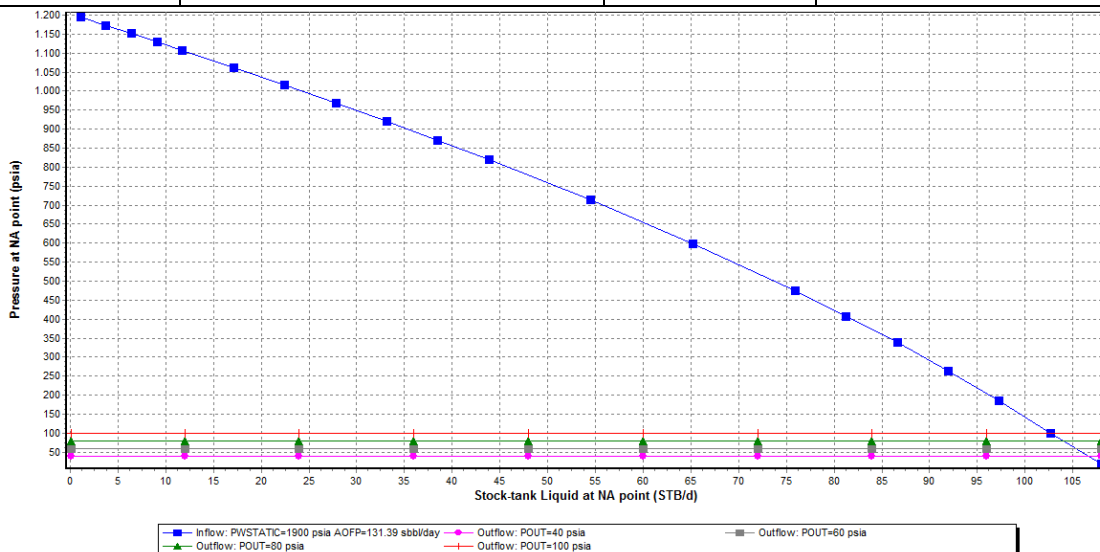
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

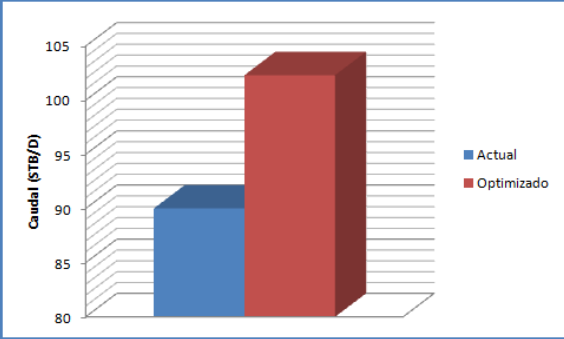
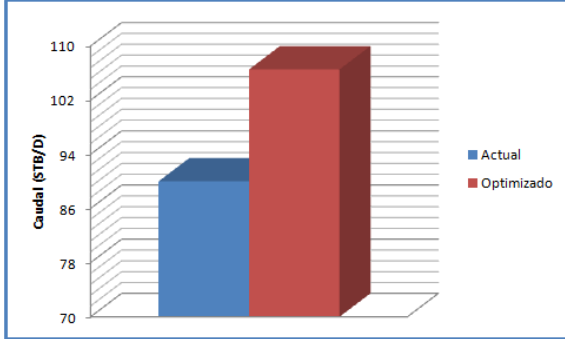
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
301,2	90	171	102,31



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
80	90	40	106,54



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~90</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>98,37</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~90	Optimizado	98,37	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~94</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~109,38</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~94	Optimizado	~109,38
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~90												
Optimizado	98,37												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~94												
Optimizado	~109,38												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, con lo que se obtendría un aumento de 9,3% que representa 8,37 barriles diarios adicionales logrando que la producción se eleve hasta 98,37 STB/D, bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al interpretar los resultados que se obtuvieron con el Software en el nodo del punto medio de las perforaciones, se nota que las curvas de outflow bajo la variable de sensibilización de diámetro de la tubería tienen una tendencia muy similar, por lo tanto, no tiene mayor relevancia en el comportamiento de la producción, de esta forma se recomienda que la tubería tenga el mismo diámetro (2-7/8”), por consiguiente se buscaría la manera de que el pozo opere bajo condiciones óptimas, con lo que con una Pwf igual a 171,06 psia la tasa de flujo aumentaría en un 13,68% lo que significa 12,31 barriles de mas con relación a la producción actual. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se llega a la conclusión de que si disminuye la presión a 40 Psi, se obtendría un incremento del 18,38% equivalente a 16,54 barriles.</p>													

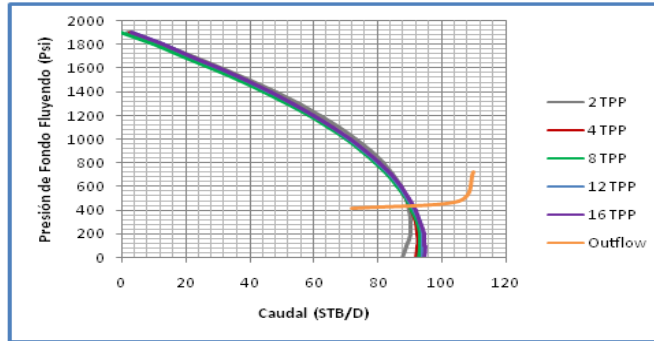
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-118	Estado: Activo	Localización: EW 1027485 – NS 1284393	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

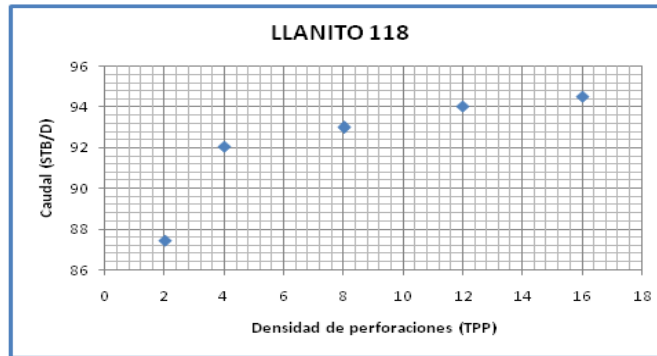
**Observaciones:** Pozo perforado en Julio de 2007 y cañoneado a 6 TPP, evaluación de la cementación en 2007, cañoneo adicional y evaluación del fracturamiento Mugrosa B.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

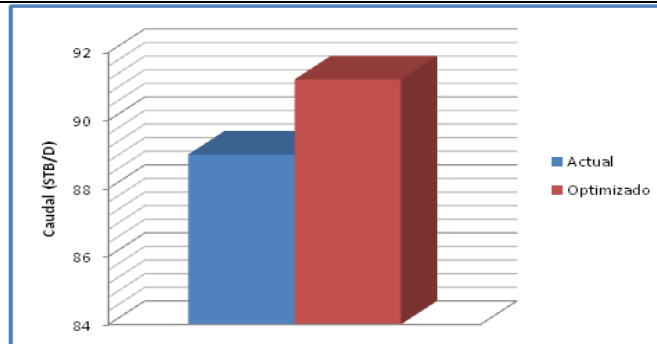
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
488	89	420	92



### Densidad Óptima de Perforaciones

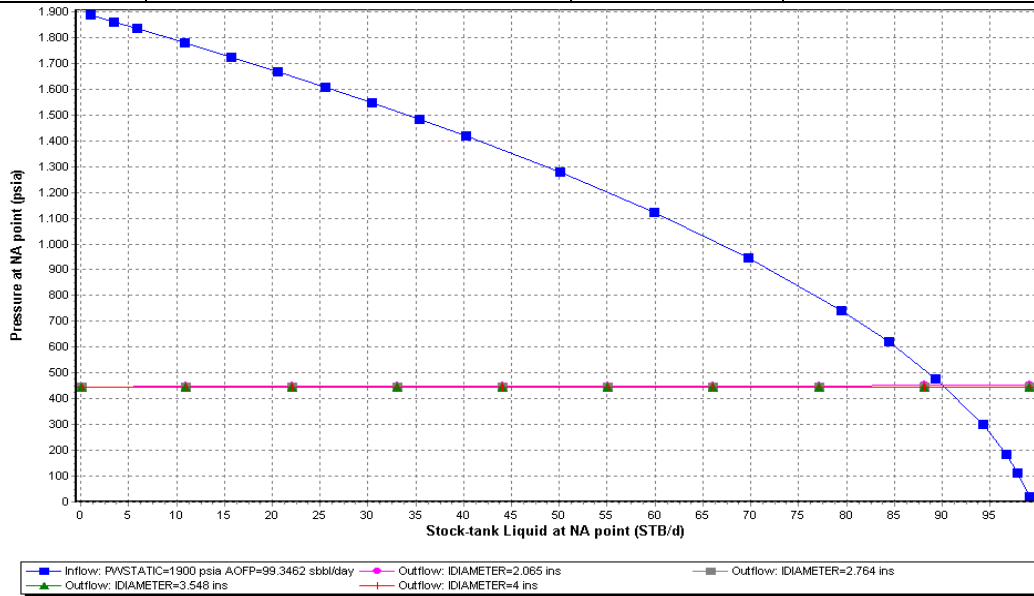


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



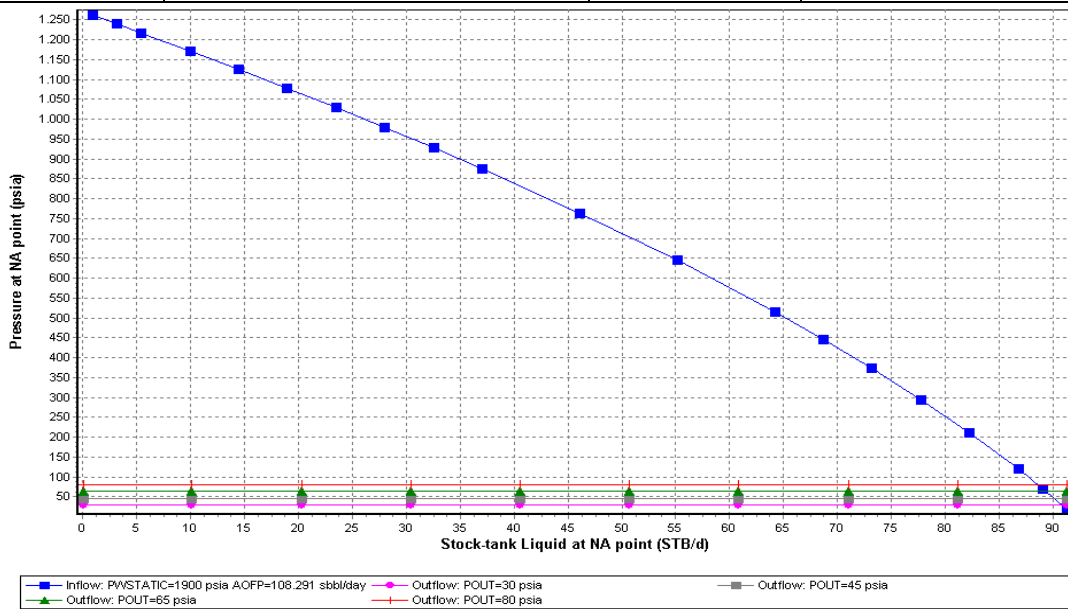
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

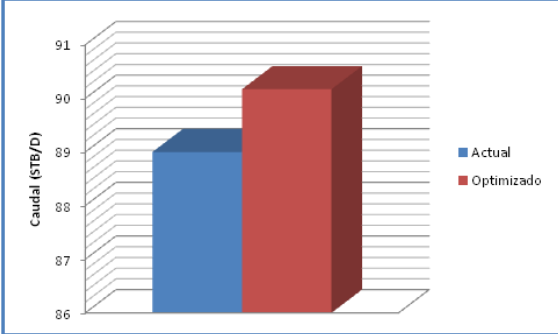
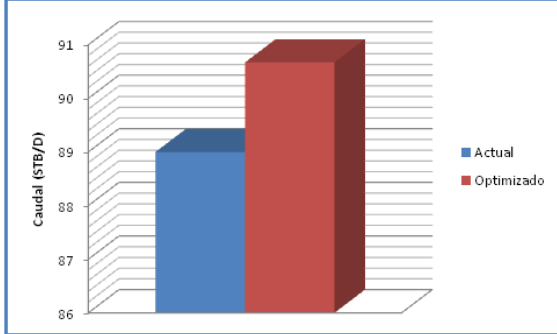
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
488	89	443	90,2



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
65	89	30	90,7



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~89.2</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~90.5</td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Caudal (STB/D)	Actual	~89.2	Optimizado	~90.5	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~89.2</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~90.8</td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Caudal (STB/D)	Actual	~89.2	Optimizado	~90.8
Categoría	Caudal (STB/D)												
Actual	~89.2												
Optimizado	~90.5												
Categoría	Caudal (STB/D)												
Actual	~89.2												
Optimizado	~90.8												
<p><b>Análisis:</b> Según los resultados obtenidos a través del estudio realizado en este trabajo, al analizar un cambio de la densidad de perforaciones de 2 a 4 TPP queda en evidencia un incremento de la producción de 3,39% equivalente a 3,02 barriles, mientras que de 4 a 16 TPP no existe un aumento significativo en la producción. En cuanto al análisis realizado en el nodo del punto medio de las perforaciones, se puede deducir que no existe una variación representativa en la producción entre los diferentes valores planteados, por todo lo descrito anteriormente se recomienda dejar el diámetro actual (2-7/8”), pero si se reduce la presión de fondo fluyendo a un valor de 442,86 psia, se lograría un aumento de 1,31% lo que representa 1,17 barriles adicionales con respecto a la producción actual. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se observa un comportamiento similar al disminuir la presión de 65 a 30 psia, obteniéndose de este modo un incremento de 1,88% lo que significa 1,67 barriles por día adicionales, lo que permite concluir que el pozo esta operando cerca a su máximo potencial.</p>													

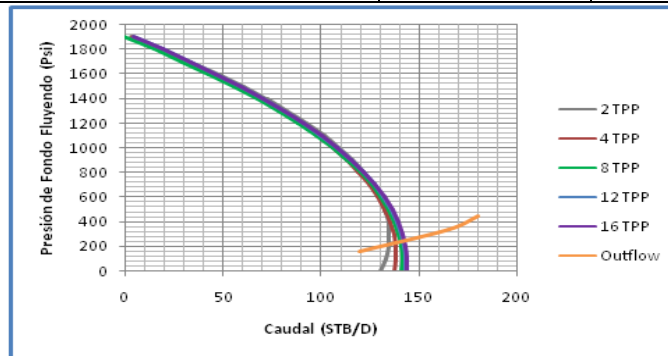
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-119	Estado: Activo	Localización: EW 1027399 – NS 1284245	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

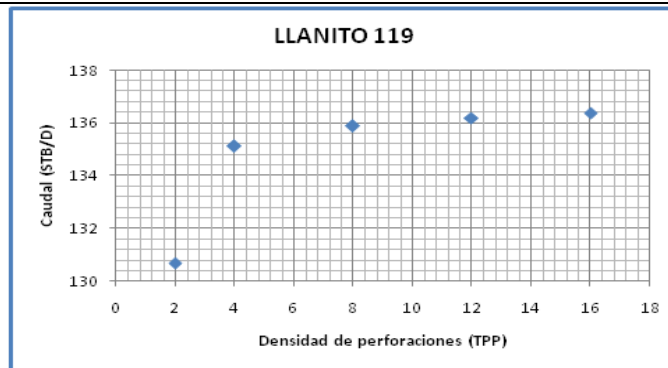
**Observaciones:** Pozo perforado en Mayo de 2007 y cañoneado a 6 TPP, aislamiento de arenas en 2008 y mantenimiento 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

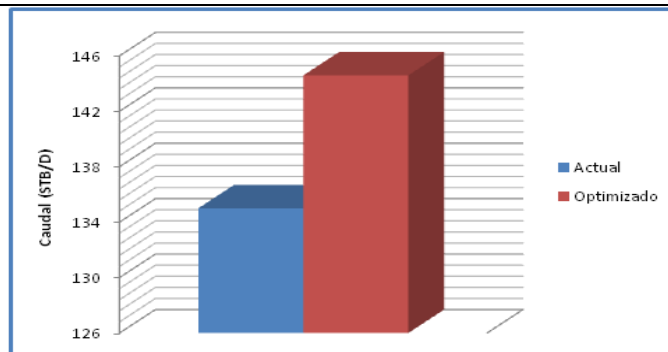
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
280,4	135	218	144,59



### Densidad Óptima de Perforaciones

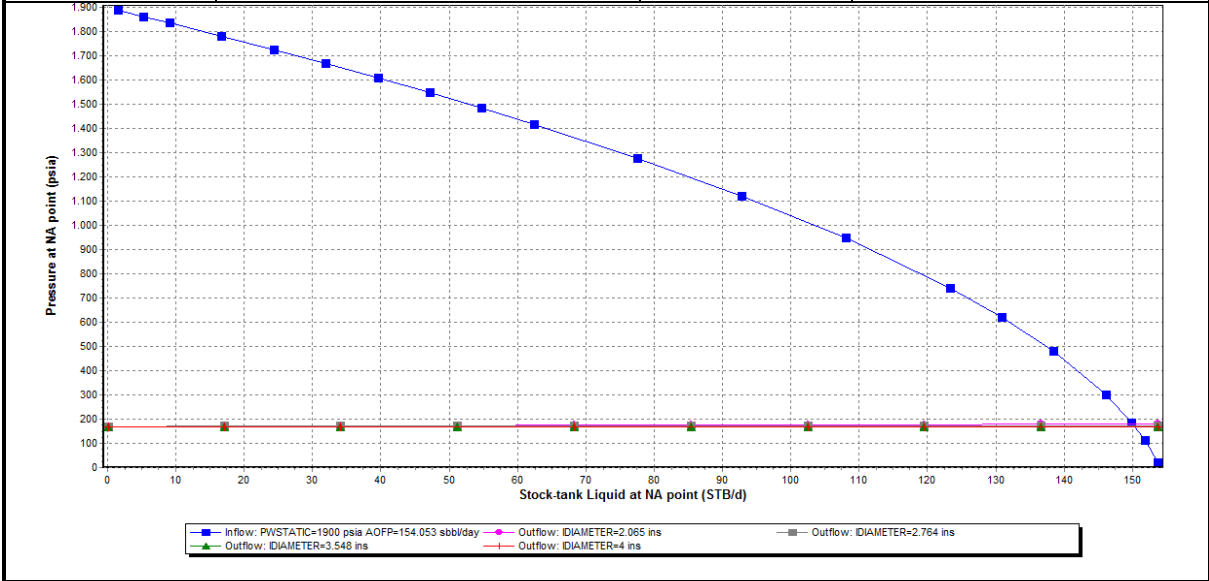


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



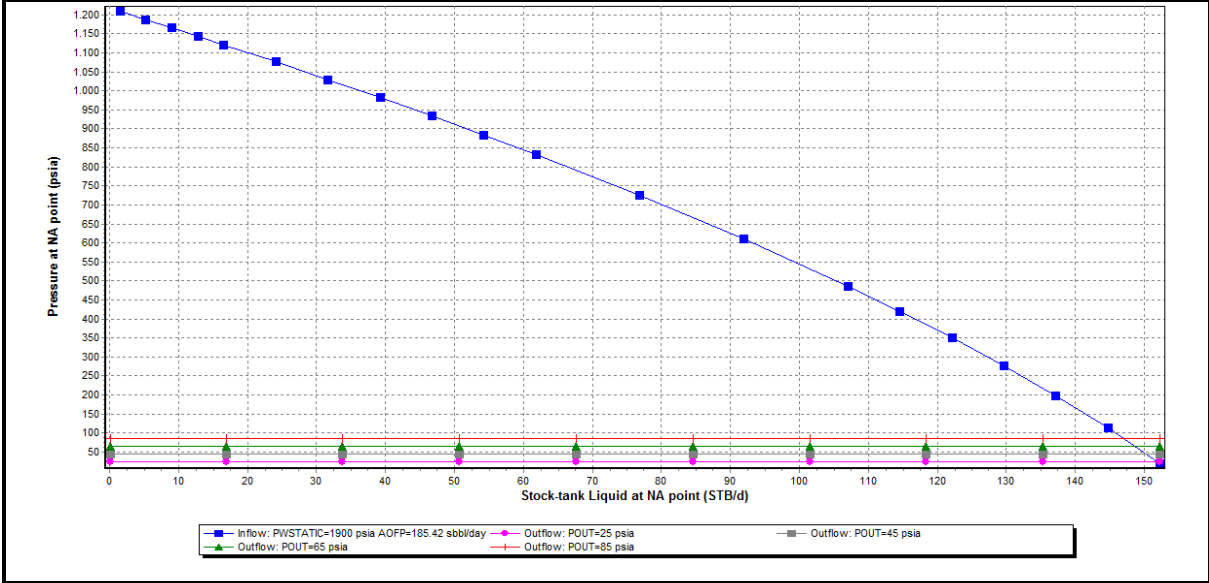
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

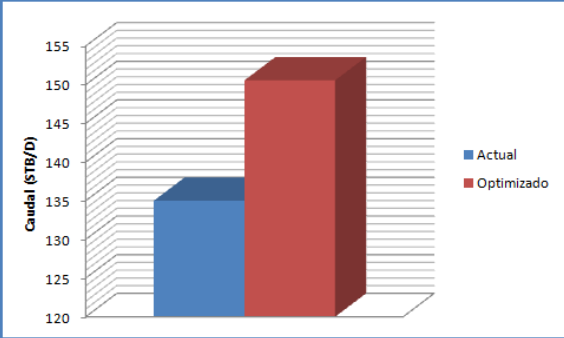
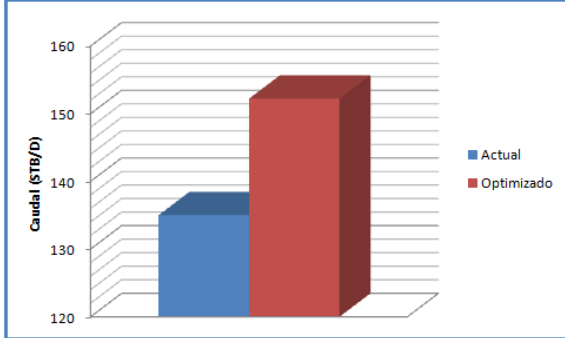
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
280,4	135	168,1	150,56



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
45	135	25	152,22



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Producción nodo fondo de perforaciones</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>135</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>144.59</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	135	Optimizado	144.59	 <table border="1"> <caption>Producción nodo cabezal</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>135</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>155.56</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	135	Optimizado	155.56
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	135												
Optimizado	144.59												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	135												
Optimizado	155.56												
<p><b>Análisis:</b> Según los resultados obtenidos, la densidad de perforaciones ideal para este pozo sería de 4 TPP, con lo que se lograría un aumento de 7,1% que equivale a 9,59 barriles logrando de esta forma incrementar la producción hasta 144,59 STB/D en comparación a los 135 STB/D que se produce actualmente. Analizando los resultados en el nodo del punto medio de las perforaciones, queda claro a través de la gráfica que un cambio de diámetro de la tubería no afecta en nada el comportamiento de la producción, por lo que se recomienda que la tubería (2-7/8") permanezca igual, sin embargo, si se busca las condiciones óptimas de operación del pozo, esta se lograría con una Pwf igual a 168,1 psia y así la producción aumentaría en un 11,53% equivalente a 15,56 barriles diarios adicionales. Logrando una disminución de la presión de cabeza de 45 a 25 psia se obtendría un incremento de 12,76% que son 17,22barriles de más en relación a la producción actual del pozo.</p>													

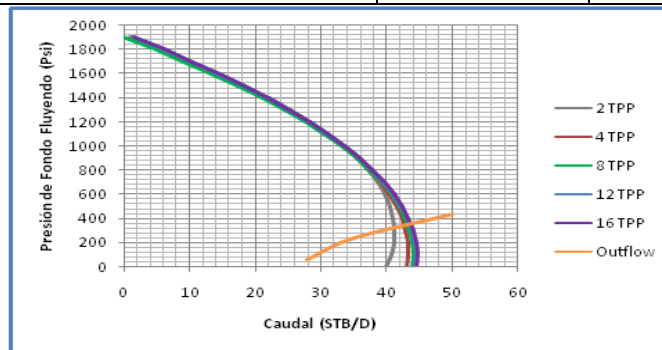
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-120	Estado: Activo	Localización: EW 1026606 – NS 1284384	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

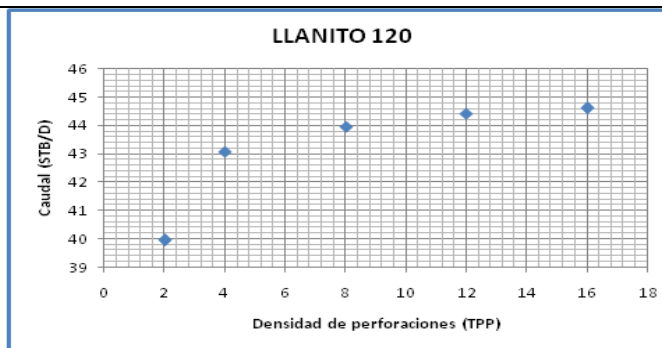
**Observaciones:** Pozo perforado en Diciembre de 2008 y cañoneado a 4 TPP, aislamiento y cañoneo en 2008 y evaluación del fracturamiento en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

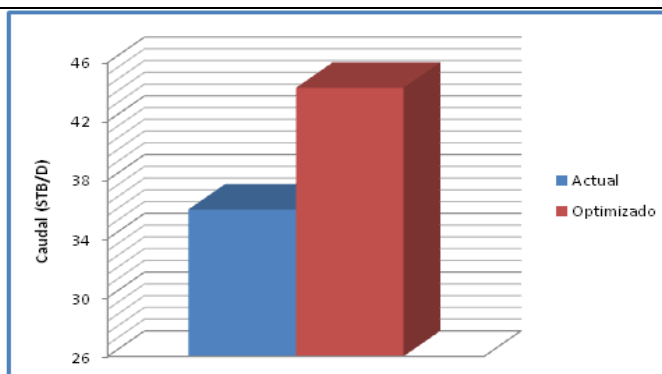
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
872,2	36	355	44,3



### Densidad Óptima de Perforaciones

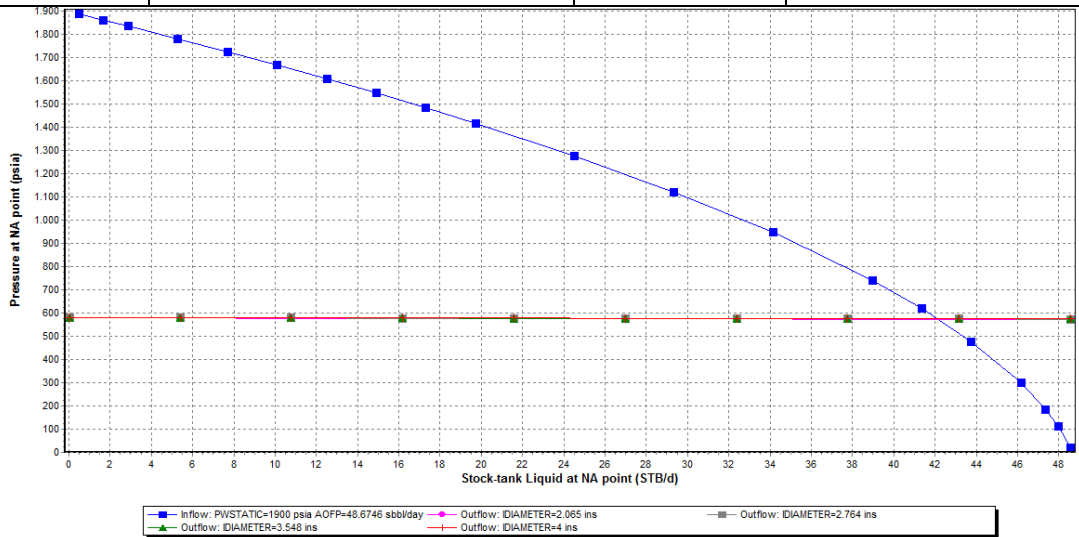


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



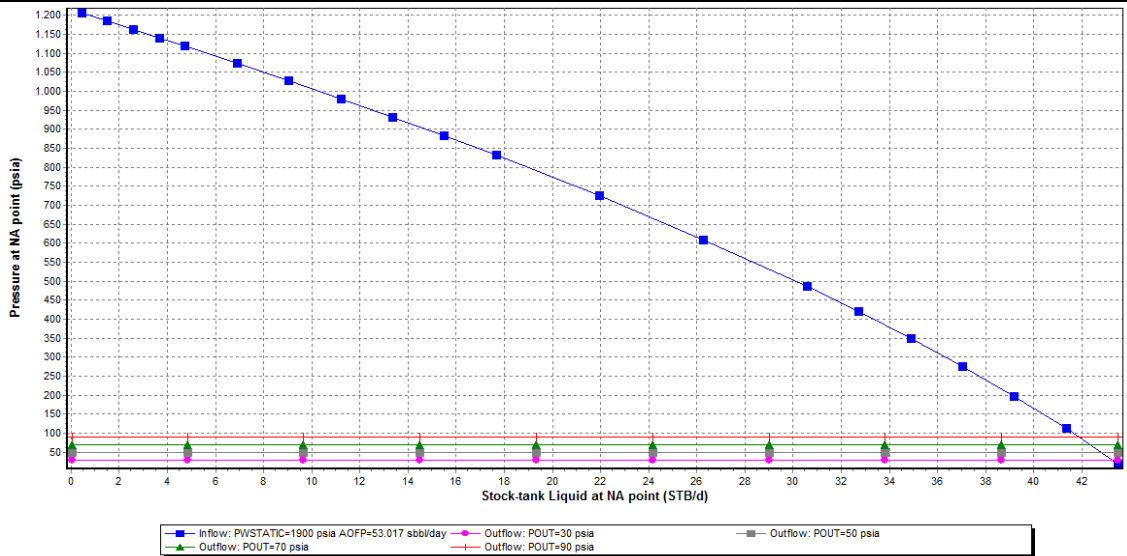
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

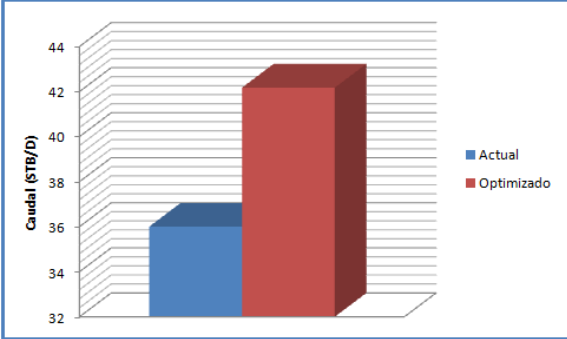
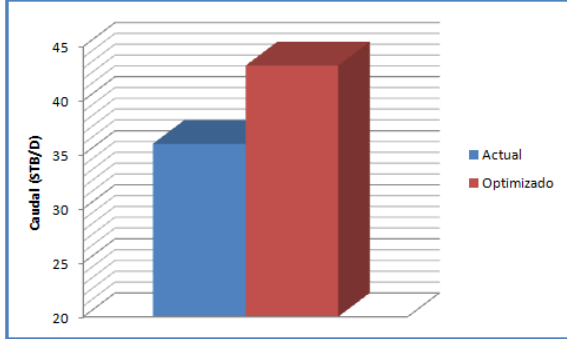
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
872,2	36	580,65	42,17



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
70	36	30	43,23



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>36.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>42.5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	36.5	Optimizado	42.5	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>36.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>43.5</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	36.5	Optimizado	43.5
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	36.5												
Optimizado	42.5												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	36.5												
Optimizado	43.5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, incrementando la producción en un 23,0% bajo condiciones de rendimiento optimo, recuperándose 8,28 barriles por día adicionales a la producción actual. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el Software en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, ahora con estos resultados bajo condiciones óptimas de operación se obtendría un incremento en la producción de 17,14% equivalentes a 6,17barriles. Al realizar el análisis de los resultados del nodo en cabeza, se puede deducir que si se disminuye la presión de 70 a 30 psia se obtendría en un escenario óptimo un incremento de 20,08% lo que significa 7,23 barriles adicionales</p>													

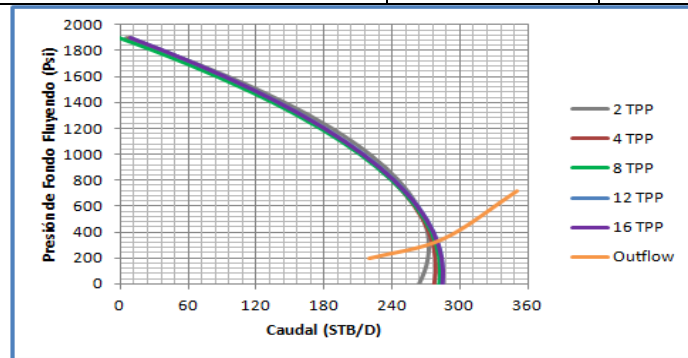
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-122	Estado: Activo	Localización: EW 1028005 – NS 1285115	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

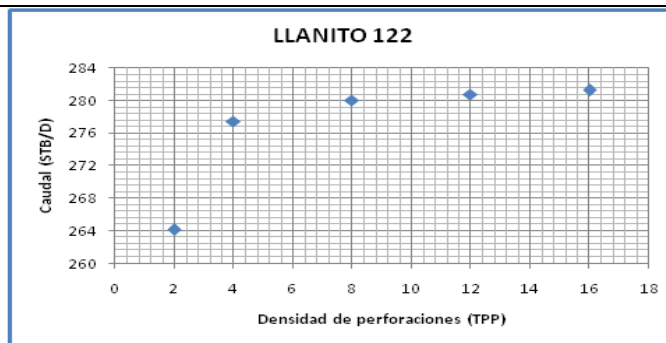
**Observaciones:** Pozo perforado en mayo de 2008 y cañoneado a 5 TPP, cañoneo adicional en 2009 y mantenimiento en 2010.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

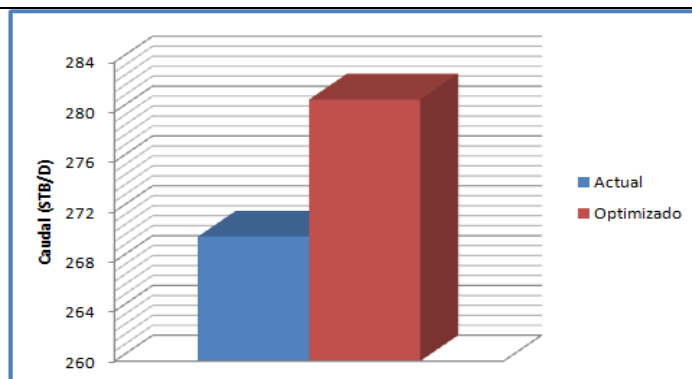
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
457,2	270	320	281



### Densidad Óptima de Perforaciones

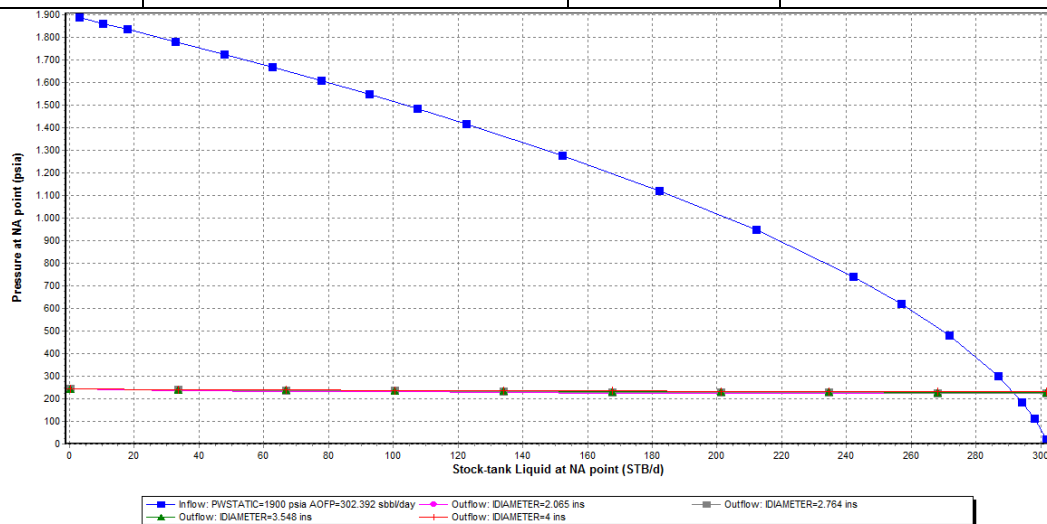


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



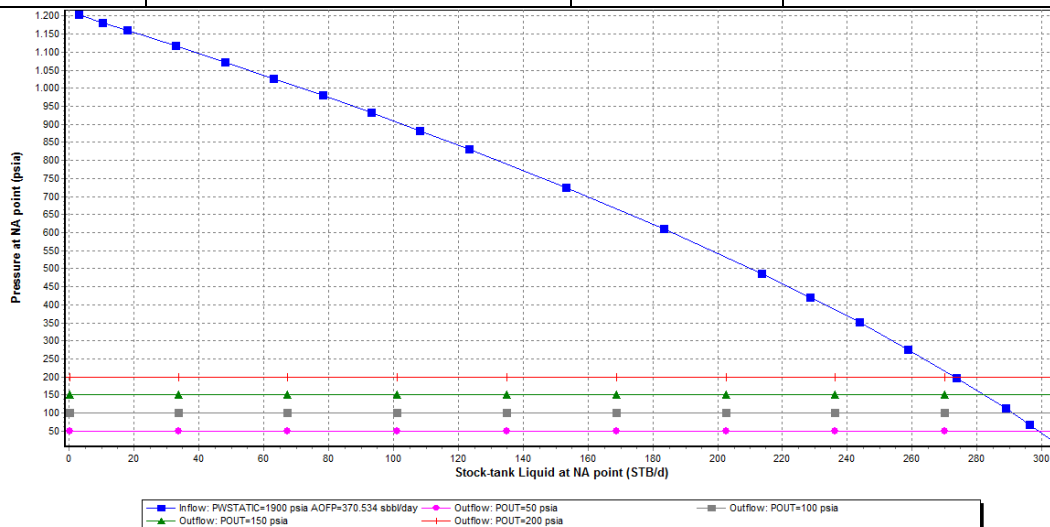
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

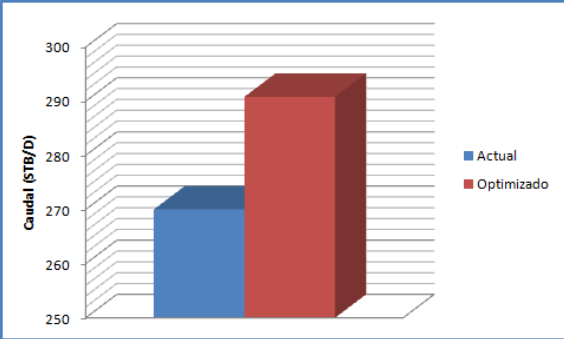
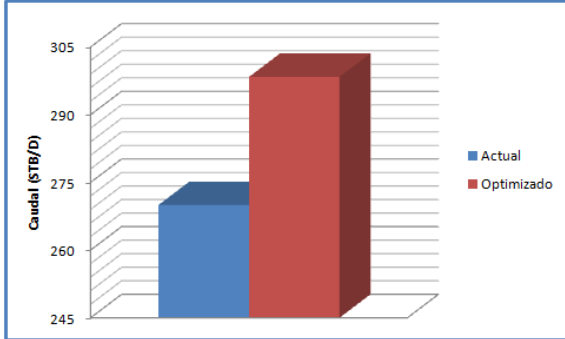
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
457,2	270	246,15	290,81



### Nodo solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
150	270	50	298,38



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~270</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~291</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~270	Optimizado	~291	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~270</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~301</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~270	Optimizado	~301
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~270												
Optimizado	~291												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~270												
Optimizado	~301												
<p><b>Análisis:</b> El estudio demuestra que este pozo al cambiar de 5 TPP a 8 TPP, muestra un aumento de 4,07% que representa 11 barriles y de acuerdo a los resultados obtenidos con el Software en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que un cambio de diámetro de la tubería no afecta las condiciones de flujo, por esta razón se decide dejar el diámetro actual (2-7/8”), por lo tanto, con estas características y bajo condiciones óptimas se obtendría un aumento de 7,71% que equivale a 20,81 barriles diarios adicionales. Si se disminuye la presión en cabeza de 150 a 50 psia se reflejaría un incremento de 10,51% correspondiente a 28,38 barriles.</p>													

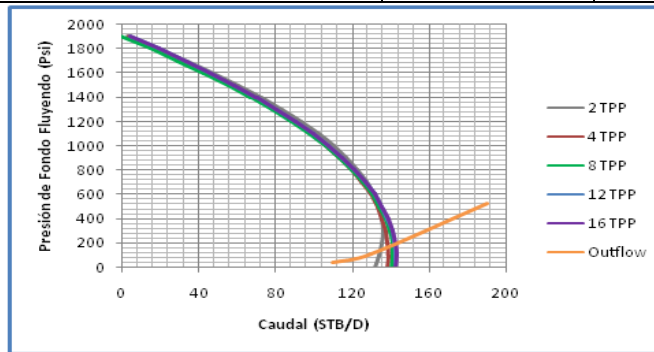
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-123	Estado: Activo	Localización: EW 1027995 – NS 1285100	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

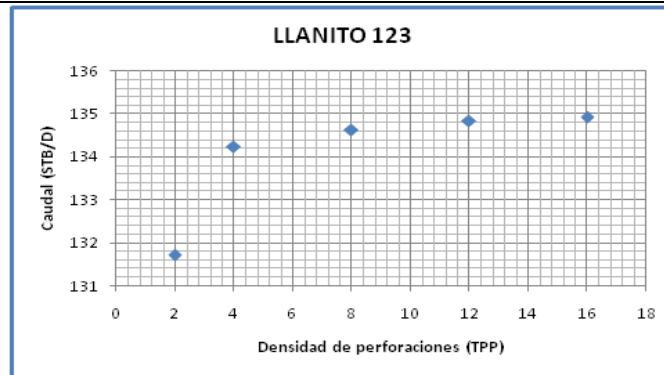
**Observaciones:** Pozo perforado en Junio de 2008 y cañoneado a 5 TPP, recompletamiento en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

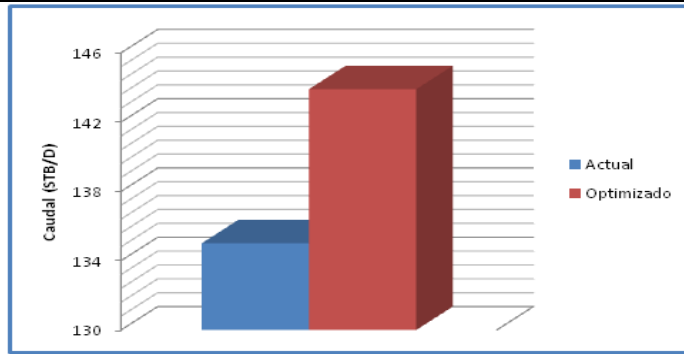
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
146,1	135	121	143,9



### Densidad Óptima de Perforaciones

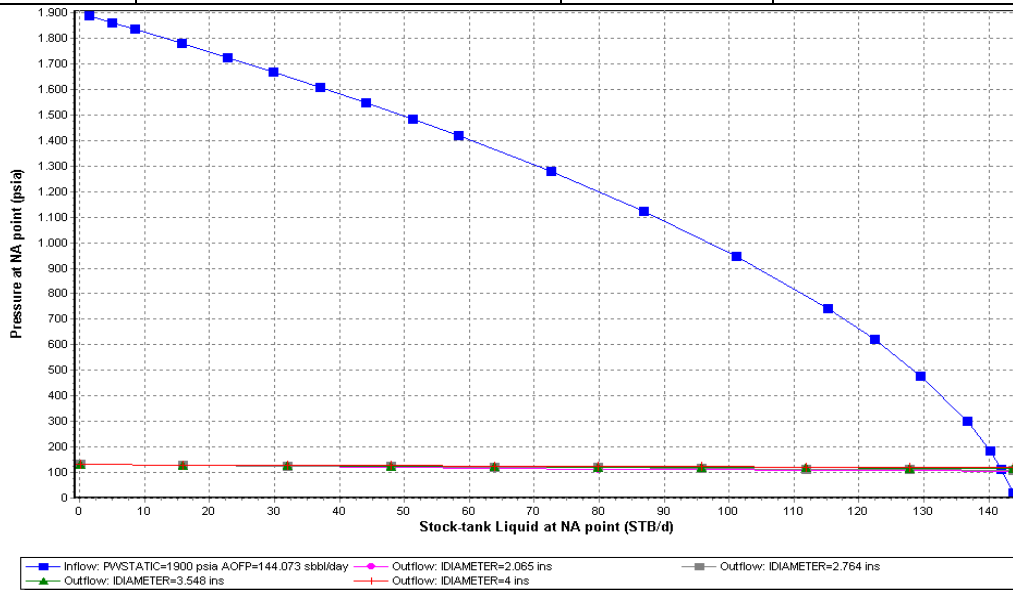


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



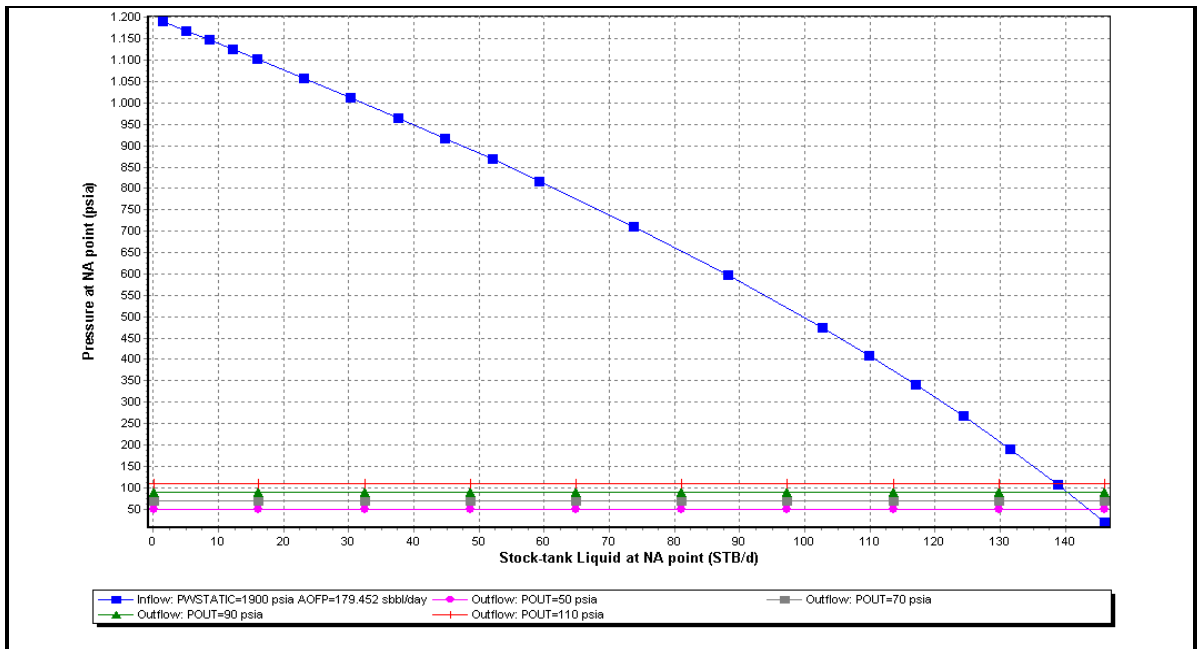
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
146,1	135	130,8	142



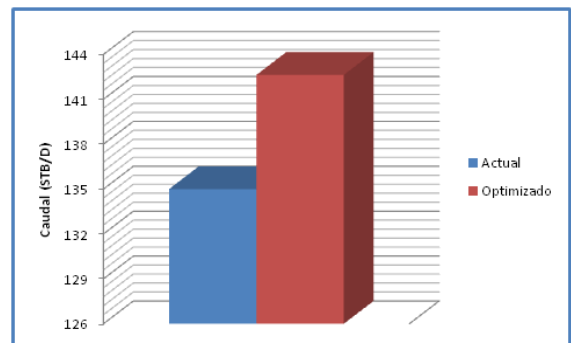
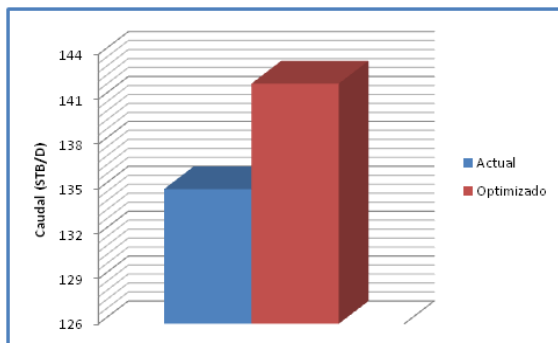
**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
90	135	50	142,6



**Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)**

**Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)**



**Análisis:** La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP, debido a que un valor mayor de tiros por pie no refleja un incremento justificable de la producción, bajo estas condiciones se alcanzaría un aumento máximo de 6,59% equivalente a 8,9 barriles más con respecto a la producción actual. De acuerdo a los resultados obtenidos con el Software utilizado, para el nodo del punto medio de las perforaciones, se deduce que un cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, y la explicación es que la tendencia de las curvas de outflow

son muy parecidas, pero si se puede obtener la presión de fondo fluyendo óptima, que es igual a 130,56 psia, a la cual la producción aumentaría en un 5,22% que representa 7,05 barriles adicionales. Para el nodo en cabeza, se concluye que una disminución de la presión de 90 a 50 psia se lograría un incremento de la producción de 7,63 barriles que corresponde a 5,65%.

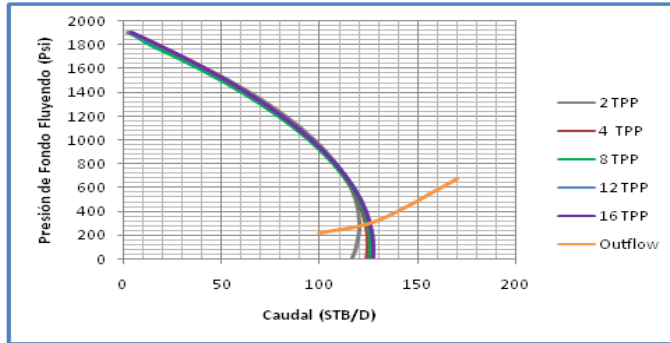
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-127	Estado: Activo	Localización: EW 1027557 – NS 1284418	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

**Observaciones:** Pozo perforado en Marzo de 2009 y cañoneado a 5 TPP, cañoneo adicional en 2009 y mantenimiento en 2010.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

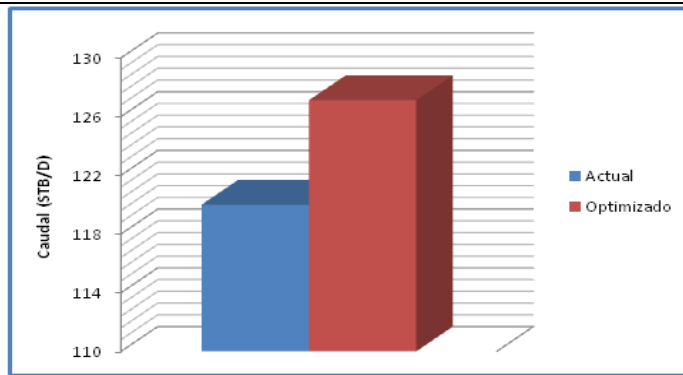
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
405,6	120	285	127,1



### Densidad Óptima de Perforaciones

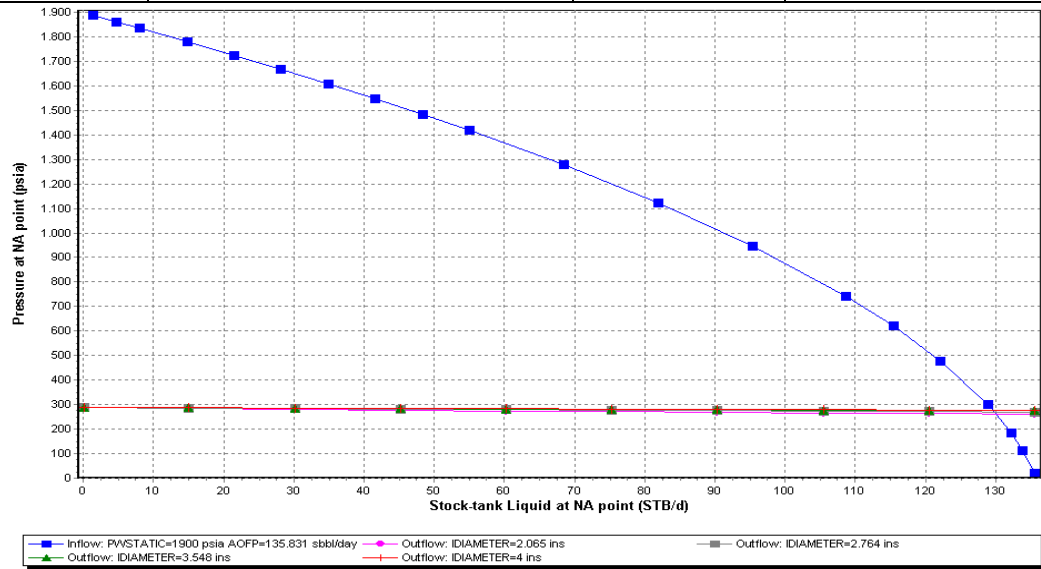


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



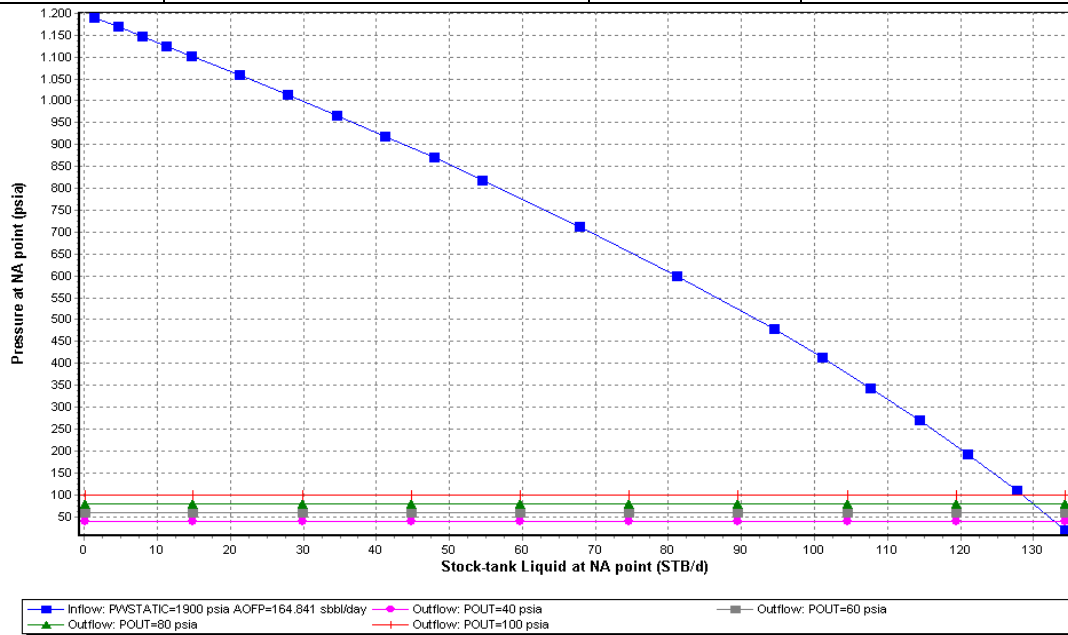
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

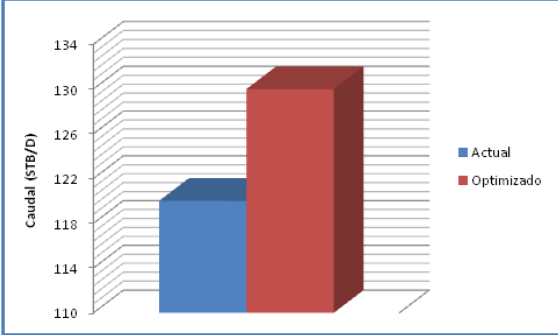
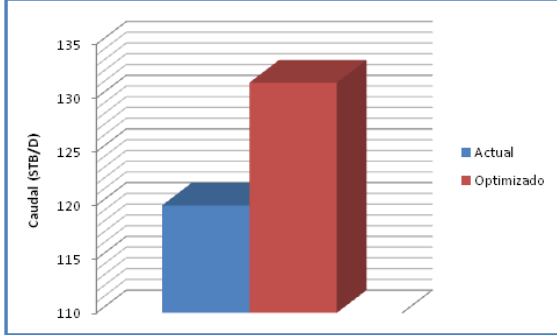
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
405,6	120	285	130



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
80	120	40	131,4



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>121.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>130.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	121.5	Optimizado	130.5	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>121.5</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>132.5</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	121.5	Optimizado	132.5
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	121.5												
Optimizado	130.5												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	121.5												
Optimizado	132.5												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP con lo que se lograría un aumento de 5,93% de la producción que equivale a 7,11 barriles diarios adicionales, estos resultados bajo condiciones de rendimiento óptimo. Al analizar el nodo solución del punto medio de las perforaciones, se puede deducir que el cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción debido a que la las curvas de outflow que se observa en la gráfica son similares, por esta razón se recomienda que la tubería con diámetro de 2-7/8" permanezca igual, por lo tanto, se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima que para este pozo corresponde a 284,62 psia y a este valor de presión la producción aumentaría en un 8,33% que representa 10,0 barriles adicionales sobre la producción actual. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que el mejor escenario de optimización es cuando la presión es igual a 40 psia logrando un incremento de 9,53% que representa 11,43 barriles adicionales, aunque también se puede lograr condiciones óptimas de operación sin la necesidad de reducir la presión en cabeza, con lo que se produciría 130 barriles, que coincide con los resultados obtenidos al realizar análisis nodal en el punto medio de las perforaciones.</p>													

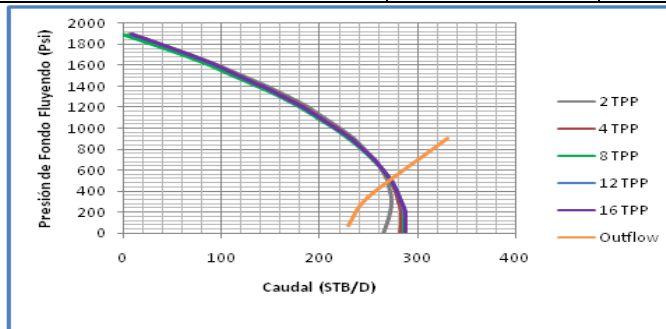
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-128	Estado: Activo	Localización: EW 1026231 – NS 1285068	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

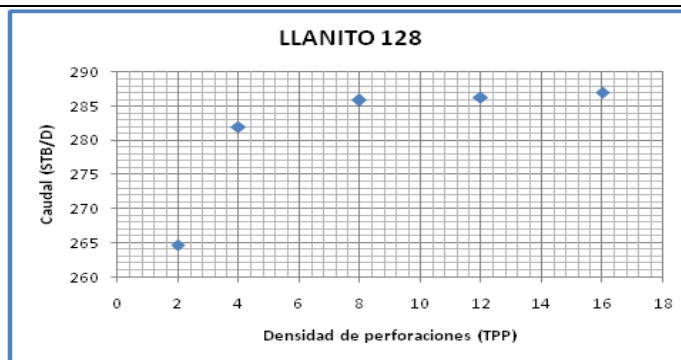
**Observaciones:** Pozo perforado en Junio de 2009 y cañoneado a 5 TPP, mantenimiento en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

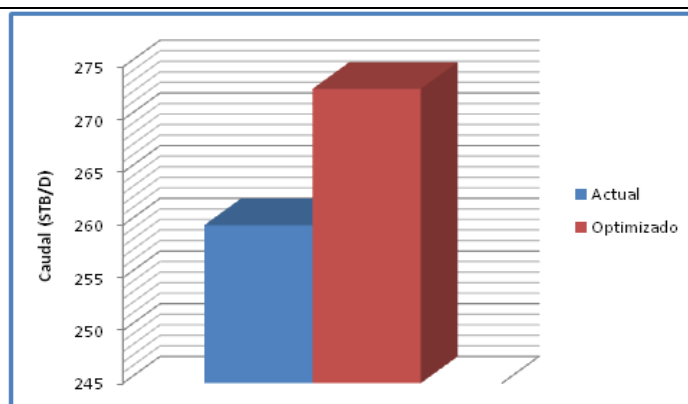
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
651,7	260	525	272,9



### Densidad Óptima de Perforaciones

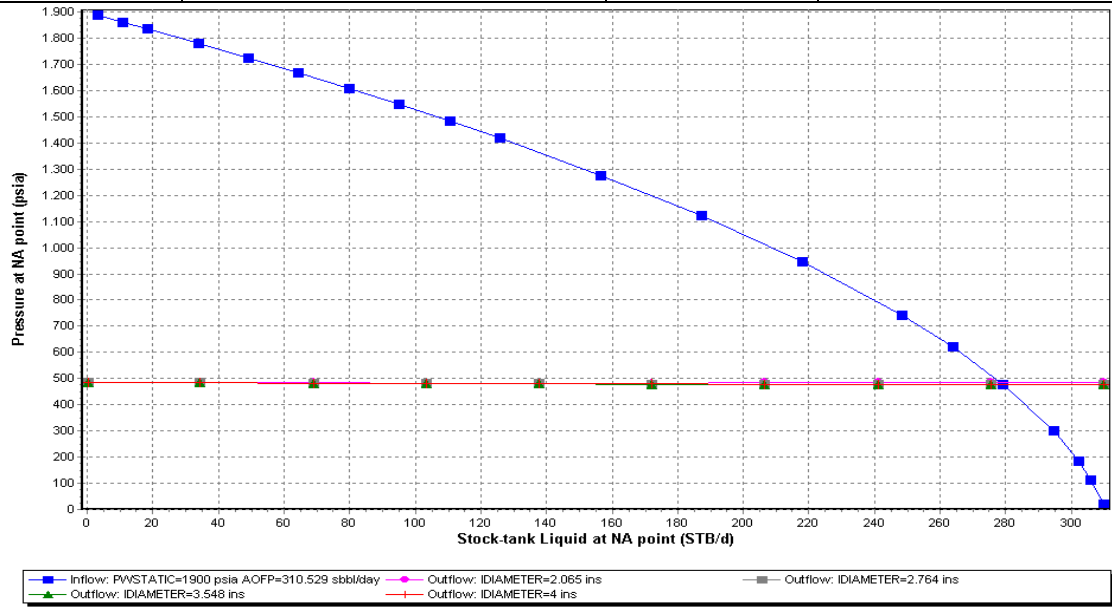


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



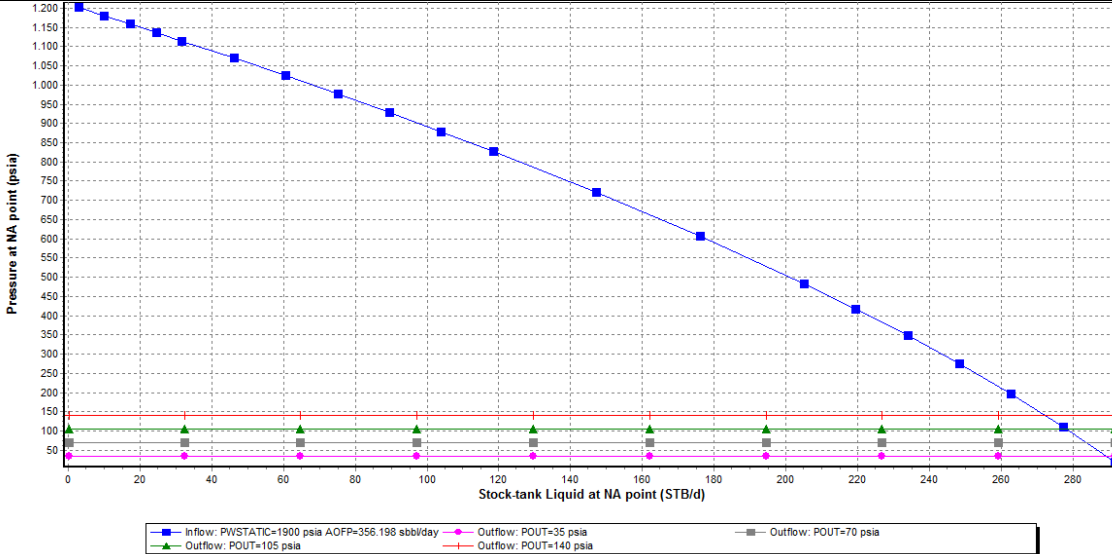
### Nodo solución: Punto medio de las perforaciones

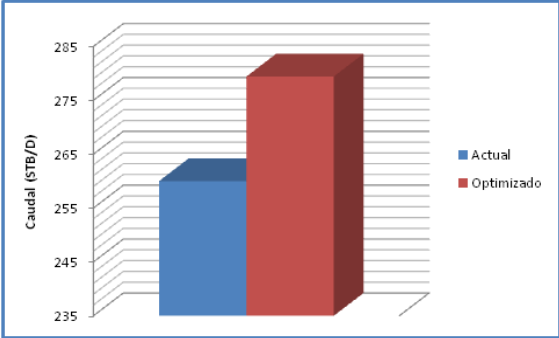
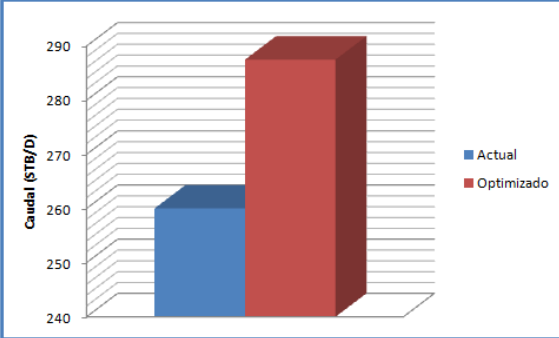
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
651,7	260	477	279,41



### Nodo solución: Cabezal

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
140	260	35	289,47



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros 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>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~258</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~278</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~258	Optimizado	~278	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~260</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~288</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~260	Optimizado	~288
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~258												
Optimizado	~278												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~260												
Optimizado	~288												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP ya que para valores mayores la producción no aumenta significativamente, bajo estas condiciones se logra aumentar en un 4,97% que corresponde a 12,93 barriles diarios adicionales. Analizando los resultados que se obtuvieron a través del Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se nota que cambiar el diámetro de la tubería no afecta en nada el comportamiento de la producción como ya se evidencio en la mayoría de pozos estudiados en este trabajo y esto se debe a que las curvas de outflow observadas en la gráfica tienen tendencias muy similares, por esta razón se recomienda dejar el mismo diámetro (3-1/2”), por consiguiente se recomienda hallar las condiciones óptimas de operación, la cual se obtiene con una presión de fondo fluyendo de 476,92 psia con lo que la producción aumentaría en 7,47% equivalente a 19,41 barriles por día. En cuanto a los resultados obtenidos del nodo en cabeza, se interpreta que si se logra disminuir la presión a 35 psia se obtendría un incremento de 11,33% que corresponde a 29,47 barriles.</p>													

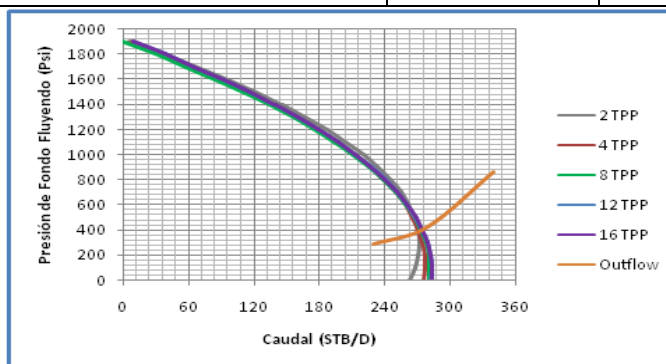
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-129	Estado: Activo	Localización: EW 1027749 – NS 1283887	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

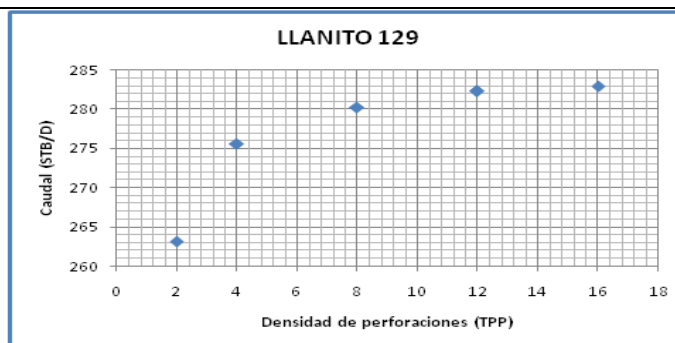
**Observaciones:** Pozo perforado en Mayo de 2009 y cañoneado a 5 TPP, mantenimiento en 2010.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

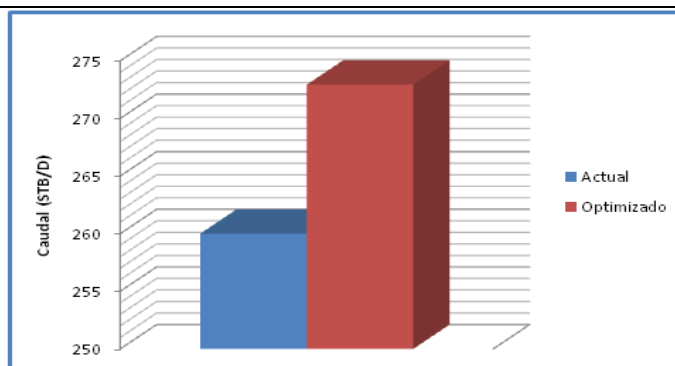
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
424,6	270	395	276,8



### Densidad Óptima de Perforaciones

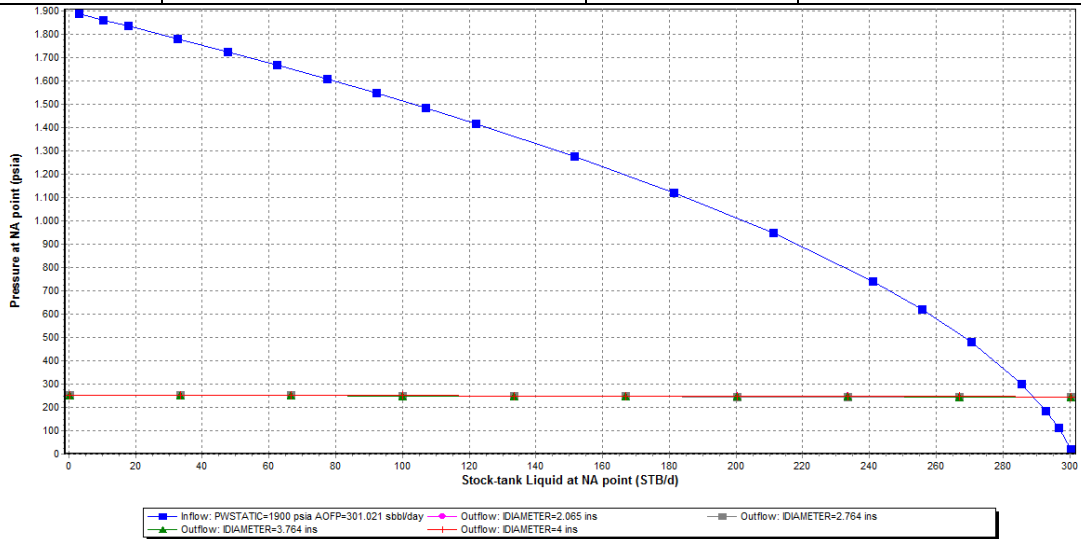


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



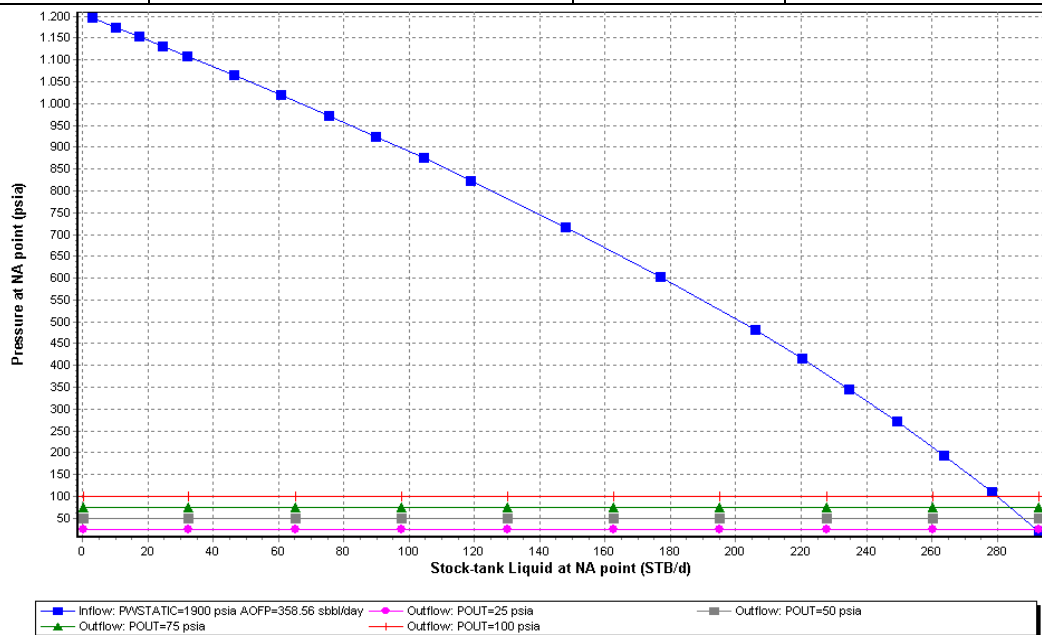
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

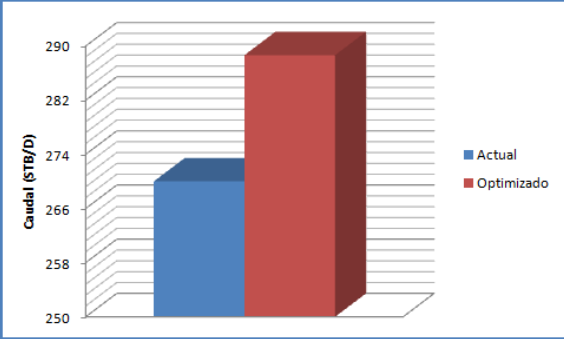
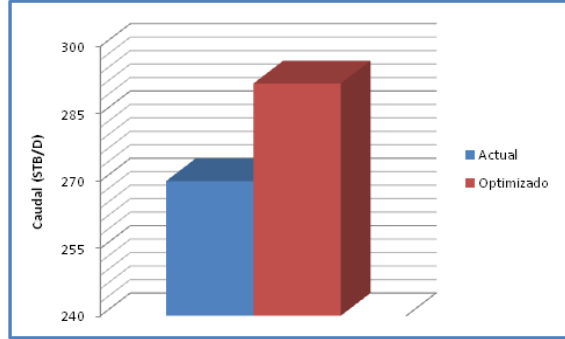
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
424,6	270	252,38	288,65



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
50	270	25	291,7



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Tubing Diameter Chart</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~272</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~289</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~272	Optimizado	~289	 <table border="1"> <caption>Data for Head Pressure Chart</caption> <thead> <tr> <th>Condition</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>~270</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>~288</td> </tr> </tbody> </table>	Condition	Caudal (STB/D)	Actual	~270	Optimizado	~288
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~272												
Optimizado	~289												
Condition	Caudal (STB/D)												
Actual	~270												
Optimizado	~288												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 8 TPP, con lo que se alcanzaría un aumento máximo de la producción de 2,52% que equivale a 6,81 barriles adicionales, bajo condiciones de rendimiento óptimo. En cuanto a los resultados que se obtuvieron por medio del Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no tiene una influencia significativa en el comportamiento de la producción debido a que las curvas de outflow para cada diámetro tienen una tendencia semejante, por esta razón el diámetro de la tubería de 3-1/2” permanecería igual, por lo tanto, se busca las condiciones óptimas de operación, que para este caso se logra con una presión de fondo fluyendo igual a 252,38 psia con lo que la producción aumentaría en un 6,91% que representa 18,65 barriles adicionales. Interpretando los resultados del nodo en cabeza, si se disminuye la presión a 25 psia se lograría un incremento de 21,74 barriles diarios adicionales con respecto a la producción actual, lo que significa un incremento del 8,05%.</p>													

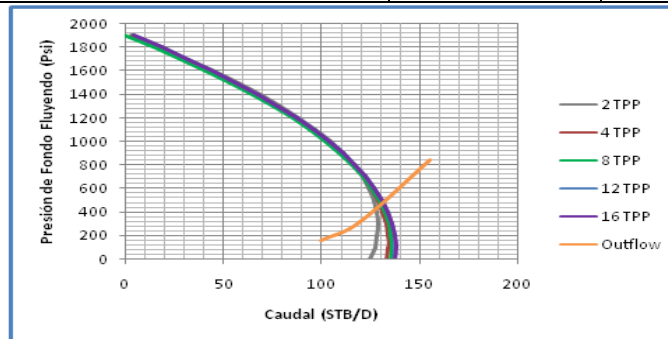
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-131	Estado: Activo	Localización: EW 1027766 – NS 1283885	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

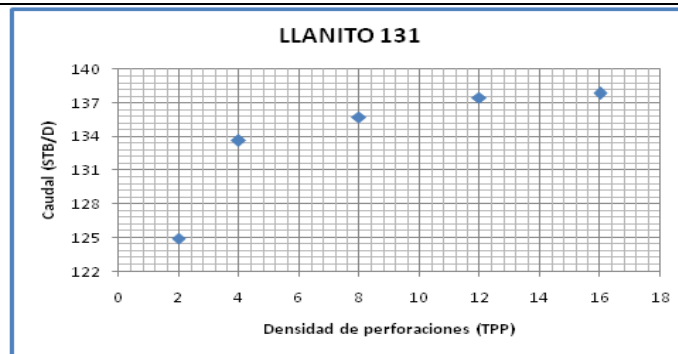
**Observaciones:** Pozo perforado en Julio de 2009 y cañoneado a 5 TPP, rediseño y cañoneo adicional en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

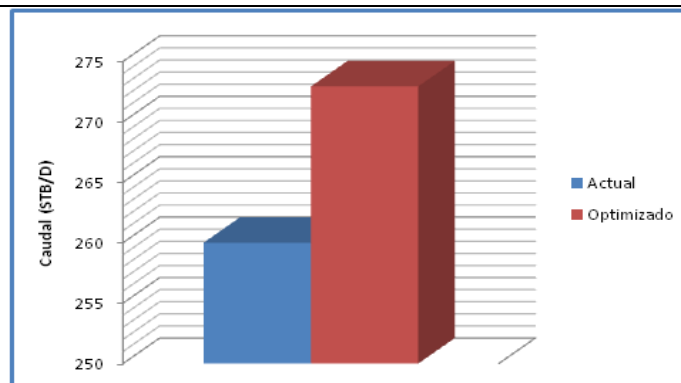
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
721,2	120	480	132,4



### Densidad Óptima de Perforaciones

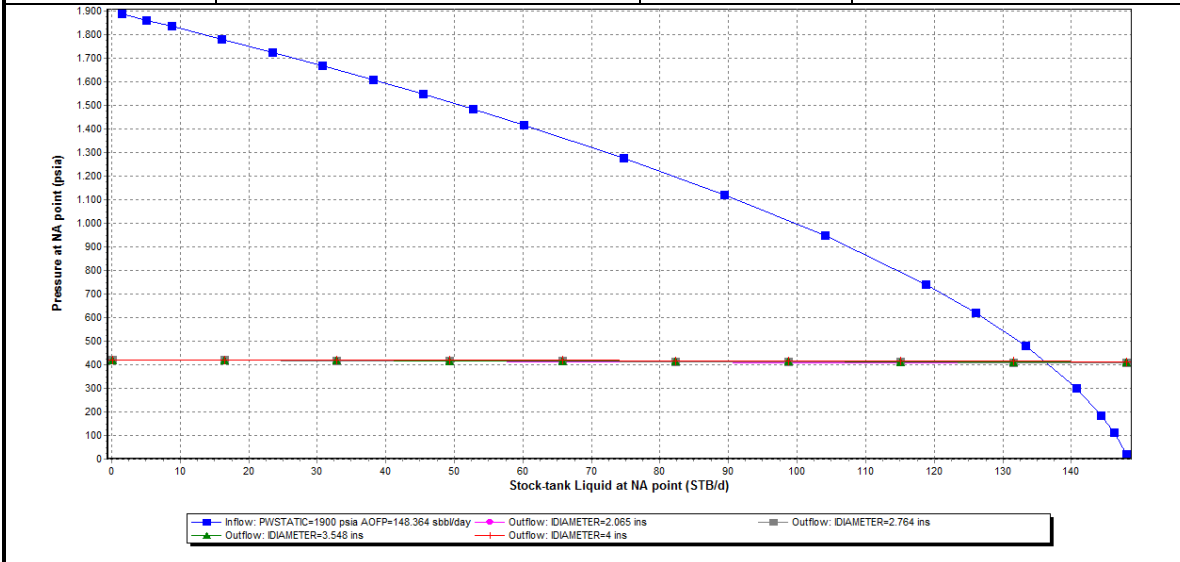


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



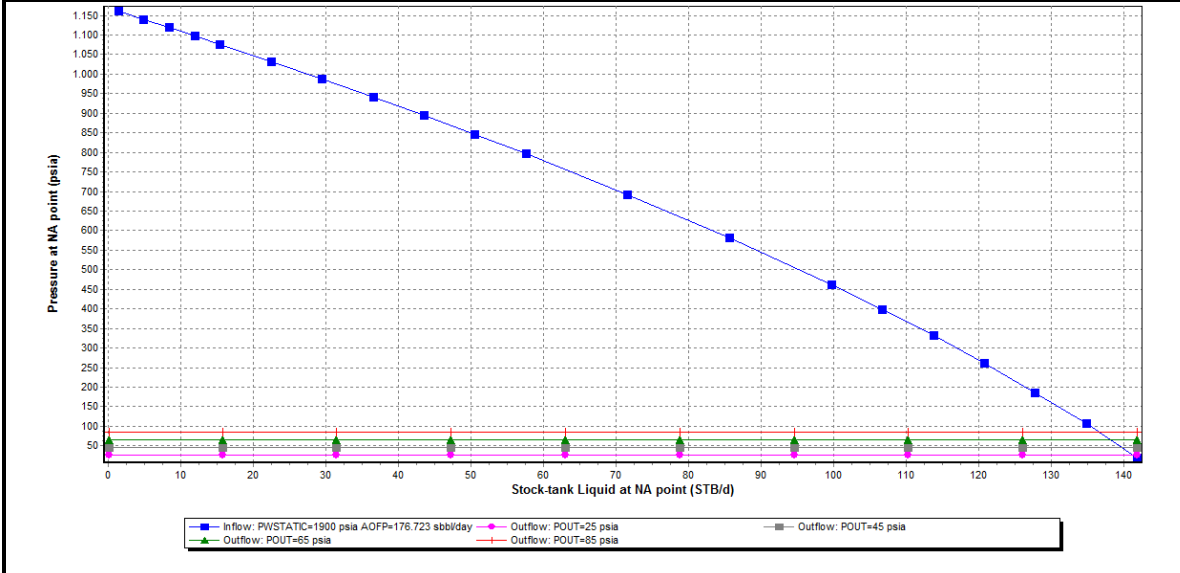
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

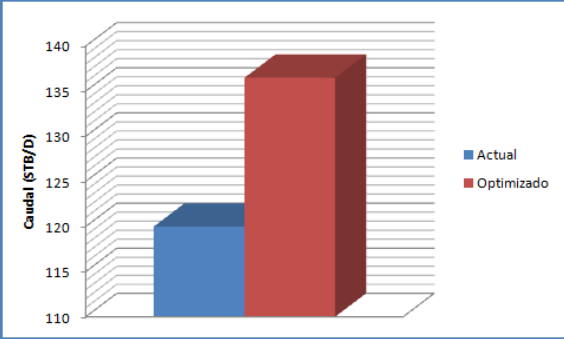
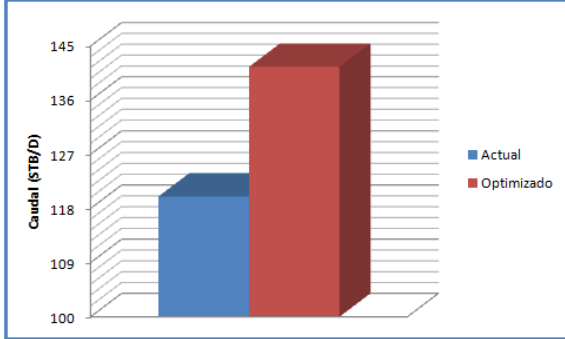
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
721,2	120	423,1	136,48



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
45	120	25	141,54



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>137</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	120	Optimizado	137	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production Variation</caption> <thead> <tr> <th>Scenario</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>142</td> </tr> </tbody> </table>	Scenario	Caudal (STB/D)	Actual	120	Optimizado	142
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	120												
Optimizado	137												
Scenario	Caudal (STB/D)												
Actual	120												
Optimizado	142												
<p><b>Análisis:</b> El máximo número de tiros por pie recomendado para este pozo es de 8 TPP, incrementando la producción en 10,36% que corresponde a 12,43 barriles adicionales y no es recomendable aumentar la densidad debido a que no se evidencia un aumento significativo en la tasa de flujo. Al interpretar los resultados que se obtuvieron con el Software, en el nodo del punto medio de las perforaciones se deduce que un cambio de diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción, debido a que la tendencia de las curvas de outflow son muy parecidas, por esta razón se recomienda que el diámetro actual de 3-1/2" no se modifique, en este caso se debe buscar la presión de fondo fluyendo óptima (423,1 psia) para lograr un incremento de la producción en 13,73% que equivale a 16,48 barriles adicionales con relación a la producción actual. Al analizar los resultados del estudio realizado en el nodo en cabeza, se llega a la conclusión de que si se disminuye la presión de 45 a 25 psia, en un escenario óptimo se obtendría un incremento de 17,95% equivalentes a 21,54 barriles por encima de la producción actual.</p>													

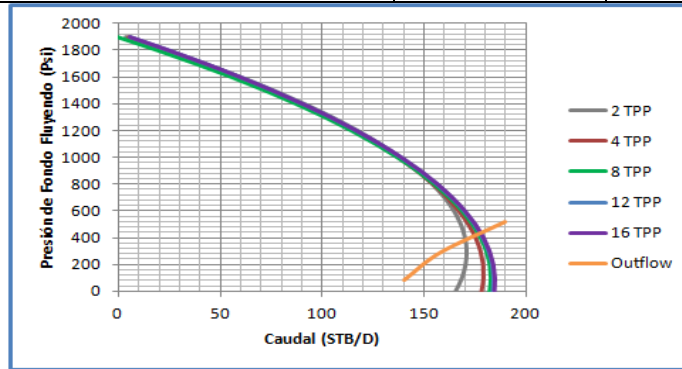
## ANALISIS NODAL: REPORTE DE RESULTADOS CAMPO LLANITO

Pozo: LL-134	Estado: Activo	Localización: EW 1027637 – NS 1284624	Bloque:
--------------	----------------	---------------------------------------	---------

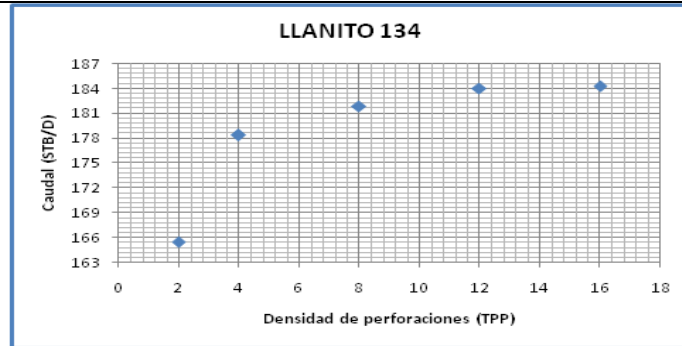
**Observaciones:** Pozo perforado en Agosto de 2009 y cañoneado a 5 TPP, cañoneo adicional y reacondicionamiento en 2009.

### Nodo Solución: Punto medio de las perforaciones

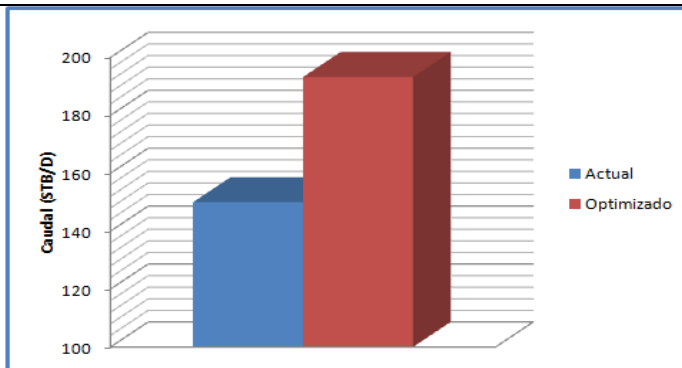
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
859,8	150	440	193,24



### Densidad Óptima de Perforaciones

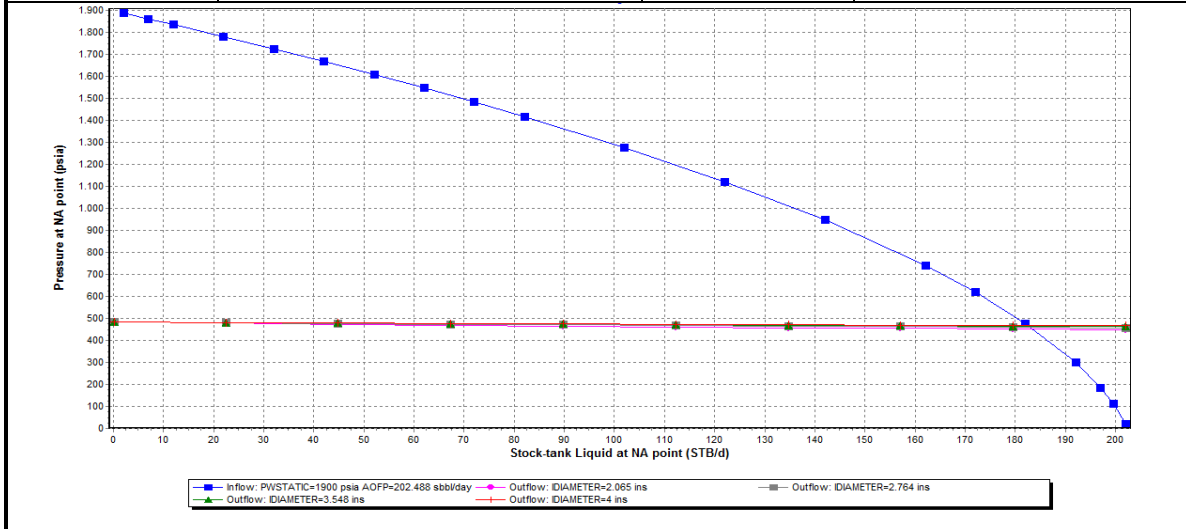


### Variación de producción nodo fondo de perforaciones (TPP)



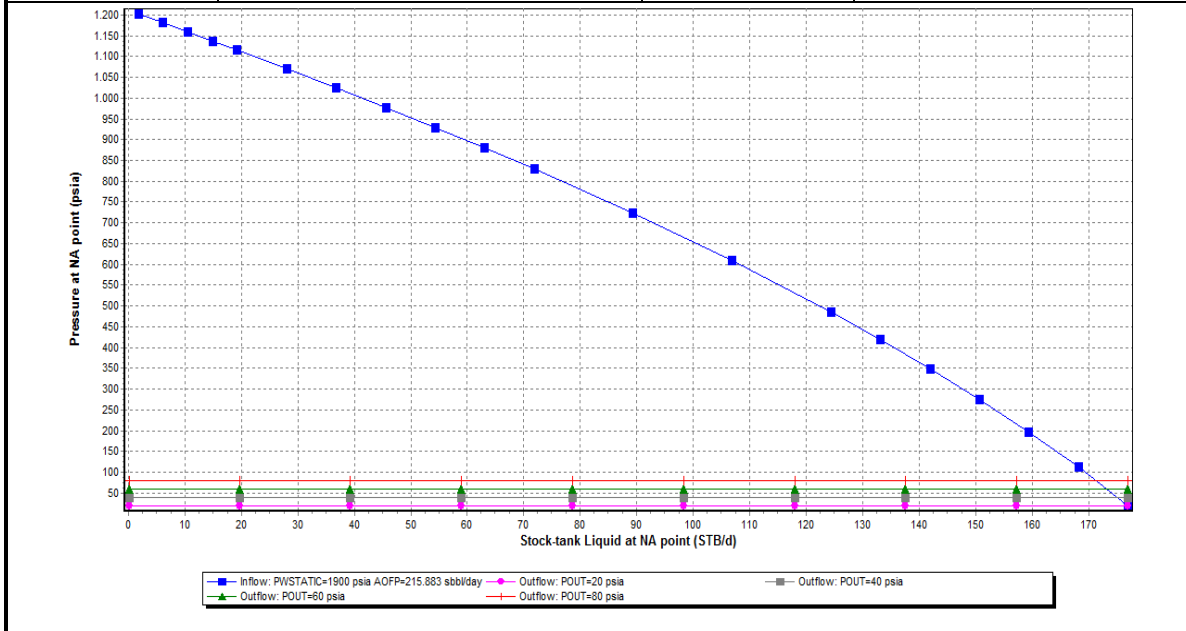
**Nodo solución: Punto medio de las perforaciones**

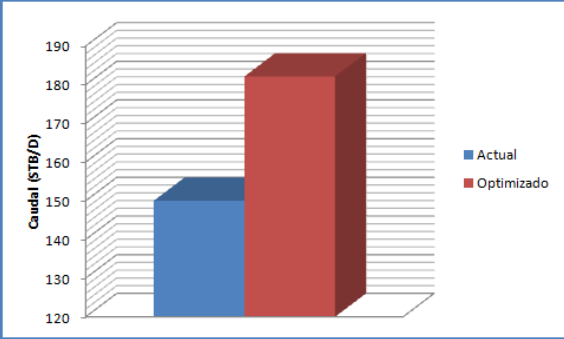
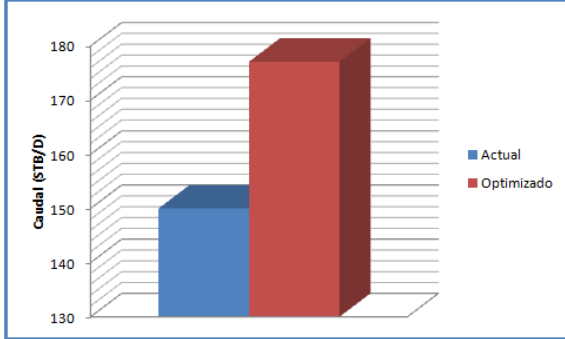
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psi)	Q (STB/día)	Pwf (Psi)	Q (STB/día)
859,8	150	378,46	198,46



**Nodo solución: Cabezal**

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psi)	Q (STB/día)	Pwh (Psi)	Q (STB/día)
60	150	20	202,14



Variación de producción nodo fondo de perforaciones (Diámetros de Tubing)	Variación de producción nodo cabezal (Presiones en cabeza)												
 <table border="1"> <caption>Data for Bottom Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>182</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	150	Optimizado	182	 <table border="1"> <caption>Data for Head Node Production</caption> <thead> <tr> <th>Condición</th> <th>Caudal (STB/D)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>Optimizado</td> <td>177</td> </tr> </tbody> </table>	Condición	Caudal (STB/D)	Actual	150	Optimizado	177
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	150												
Optimizado	182												
Condición	Caudal (STB/D)												
Actual	150												
Optimizado	177												
<p><b>Análisis:</b> La densidad óptima de perforaciones es de 12 TPP, con lo que se tendría un incremento máximo de 28,23% que equivale a 43,24 barriles diarios adicionales, bajo condiciones de rendimiento óptimo. Analizando los resultados que se obtuvieron con el Software utilizado, en el nodo del punto medio de las perforaciones se puede deducir que el cambio de diámetro de la tubería no influye en el comportamiento de la producción, por esta razón se recomienda dejar el mismo diámetro (3-1/2"); por medio de este estudio se puede lograr obtener las condiciones óptimas de operación del pozo, que para este caso es a una Pwf de 182,14 psia, lo que permite un incremento en la producción de aproximadamente 21,43% que corresponde a 32,14 barriles por día adicionales con respecto a la producción actual. En el caso del nodo en cabeza, si se logra disminuir la presión de 60 a 20 psia, se lograría un aumento de 18,07% en la producción lo que representa 27,1 barriles.</p>													

## 5. ANÁLISIS FINANCIERO

Con la intención de evaluar si es factible aplicar los trabajos recomendados en este proyecto, se realizó un análisis económico por medio del estudio de diferentes indicadores, los cuales son utilizados para demostrar los beneficios de la aplicación del estudio realizado por medio de la utilización del método de análisis nodal a los pozos pertenecientes a la Estación Nororiental del campo Llanito, partiendo desde el punto de vista de la generación de utilidades económicas para los encargados de la operación del campo.

El estudio económico que se desarrollo tiene en cuenta el comportamiento del dinero en el tiempo, basados en la valoración de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN).

Según lo mencionado anteriormente, se realiza un análisis conjunto de las variables estudiadas en el capítulo anterior, con el objetivo de sugerir algún tipo de intervención que permita el mejoramiento de la producción del campo.

Cabe mencionar que todos los factores e indicadores económicos necesarios fueron vinculados con información actualizada.

Precio de venta del crudo Llanito (USD/BI)	52,13
Costo extracción total (USD/BI)	16,76
Costo tratamiento de agua (USD/BI)	0,21
Costo de energía (USD/BI)	0,39
Regalías	20%
Impuesto de renta	34,5%
Tasa interna de oportunidad	11%

## 5.1 FLUJO DE CAJA

Es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado, y por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. El estudio de los flujos de caja en una empresa puede ser utilizado para determinar:

- Problemas de liquidez. El ser rentable no significa necesariamente poseer liquidez. Una compañía puede tener problemas de efectivo, aun siendo rentable. Por lo tanto, permite anticipar los saldos en dinero.
- Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de fondos son la base de cálculo del Valor Presente Neto y de la Tasa Interna de Retorno.
- Para medir la rentabilidad o crecimiento de un negocio cuando se entienda que las normas contables no representan adecuadamente la realidad económica.

Hay que tener en cuenta dos conceptos muy importantes al momento de realizar un flujo de caja, los ingresos y los egresos.

✓ **Ingresos.** Hace referencia a las cantidades que recibe una empresa por la venta de sus productos o servicios, en este caso, por la negociación de hidrocarburo producido por cada uno de los 29 pozos pertenecientes a la estación nororiental del campo Llanito. Al realizar una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo exceda los costos de operación de los trabajos propuestos.

✓ **Egresos.** Consiste en desembolsos o salidas de dinero que una empresa debe pagar por un servicio, en este caso, se efectuaron en: costos de inversión, costos de operación, impuestos devengados al estado y las regalías por la explotación de los recursos naturales.

## 5.2 INDICADORES DE RENTABILIDAD

Son aquellos que sirven para medir la efectividad de la administración de la empresa para controlar los costos y gastos, y de esta manera convertir ventas en utilidades.

**5.1.1 Valor Presente Neto (VPN).** Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Este indicador puede ser interpretado de diferentes maneras según el valor numérico, en la tabla 20 se muestra lo mencionado anteriormente:

**Tabla 20. Interpretación del indicador de rentabilidad VPN**

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VPN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto puede aceptarse, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión
$VPN < 0$	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto debería rechazarse, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección
$VPN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ ), la decisión debería basarse en otros criterios

Fuente. [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

**5.1.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).** Corresponde al porcentaje al que esta invertido el capital para realizar un proyecto en un lapso de tiempo determinado, en términos generales, representa un balance entre el riesgo y la posible ganancia (oportunidad) de la utilización de una suma de dinero y un tiempo determinado. La tasa de interés de oportunidad que maneja Ecopetrol S.A. está fijada alrededor del 11%.

**5.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR).** Este indicador corresponde al promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para “reinvertir”. En términos simples, es la tasa de interés con la cual el Valor Presente Neto es igual a cero. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

**5.1.4 Relación costo – beneficio (C/B).** Toma los ingresos y egresos presentes netos, para determinar cuales son los beneficios por cada dólar invertido en el proyecto.

El análisis de la relación costo – beneficio toma valores mayores, menores o iguales a uno (1), lo que implica que:

- ✓ Cuando la relación  $C/B > 1$  implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- ✓ Cuando la relación  $C/B = 1$  implica que los ingresos son iguales a los egresos, en este caso el proyecto es indiferente.
- ✓ Cuando la relación  $C/B < 1$  implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

## 5.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para el desarrollo del análisis económico de cada pozo, fueron necesarios utilizar los siguientes parámetros:

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

A continuación se explicara cada uno de ellos:

**5.2.1 OPEX.** Para los costos operacionales de los trabajos propuestos, se tuvo en cuenta el tipo de intervención a cada pozo, en este caso recañoneo y el tiempo de duración de la aplicación.

**5.2.2 CAPEX.** Para poder calcular este parámetro fue necesario tener en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo en el área de Llanito es de \$16,76 dólares. Luego, con la producción incremental se calculo el coste total de la producción tomando 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.

**5.2.3 Relación Ingresos – Egresos.** Los egresos son obtenidos del CAPEX para cada pozo. Los ingresos se obtienen de la producción incremental por el precio del barril, teniendo en cuenta que el precio para el crudo del campo Llanito es de \$ 52,13 dólares.

A los ingresos mensuales se les aplica un descuento del 35% de impuesto de renta. Después, se prosigue a calcular 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.

**5.2.4 Flujo de caja.** Por último, se calcula el flujo de caja y para poder realizar este cálculo, 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 y la relación costo – beneficio, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 11%.

**5.2.5 Payback Time.** También conocido como el tiempo de recuperación de la inversión, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es el siguiente:

$$\textit{Payback Time} = \frac{\textit{Inversión Inicial}}{\textit{Flujo de Efectivo Anual}}$$

### 5.3 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO

Teniendo en cuenta el análisis técnico detallado mostrado en el capítulo 3 y los resultados del mismo para los diferentes pozos evaluados, se realizó una evaluación económica para la campaña de recañoneo en tiempo presente.

A continuación se presenta una evaluación financiera donde inicialmente se incluye los resultados obtenidos de los trabajos propuestos, donde se observa el incremento de la producción por medio de recañoneo y también por la disminución de la presión en cabeza.

**Tabla 21. Resultados de los trabajos de optimización**

POZO	AUMENTO POR RE CAÑONEO (BLS)	AUMENTO POR REDUCCION DE THP (BLS)	TOTAL (BLS)	BSW (%)	TOTAL NETO (BLS)
LLANITO 023	7,85	12	19,85	55	8,93
LLANITO 025	4,21	6,75	10,96	79	2,30
LLANITO 036	36,13	28,65	64,78	58	27,21
LLANITO 039	15,54	11,67	27,21	85	4,08
LLANITO 057	6,72	13,8	20,52	80	4,10
LLANITO 069	6,5	6	12,5	65	4,38
LLANITO 075	115,68	87,44	203,12	89	22,34
LLANITO 084	13,1	9,52	22,62	44	12,67
LLANITO 093	40,94	62,86	103,8	78	22,84
LLANITO 094	10,88	7,56	18,44	64	6,64
LLANITO 095	10,15	17,59	27,74	65,5	9,57
LLANITO 098	22,69	14,91	37,6	80	7,52
LLANITO 101	8,46	11,43	19,89	94	1,19
LLANITO 108	4,33	6,75	11,08	6	10,42
LLANITO 109	12,12	17,04	29,16	50	14,58
LLANITO 111	11,66	13,85	25,51	45	14,03
LLANITO 112	11,35	14,71	26,06	29	18,50
LLANITO 113	75,68	90,1	165,78	76	39,79
LLANITO 114	8,37	12,31	20,68	0,5	20,58
LLANITO 118	3,02	1,17	4,19	63	1,55
LLANITO 119	9,59	15,56	25,15	33	16,85
LLANITO 120	8,28	6,17	14,45	86	2,02
LLANITO 122	11	20,81	31,81	69	9,86
LLANITO 123	8,9	7,05	15,95	62	6,06
LLANITO 127	7,11	11,43	18,54	59	7,60
LLANITO 128	12,93	19,41	32,34	56	14,23
LLANITO 129	6,81	18,65	25,46	45	14,00
LLANITO 131	12,43	16,48	28,91	6	27,18
LLANITO 134	43,24	32,14	75,38	84	12,06
	545,67	593,81	1139,48		363,08

**Fuente.** Los autores

Posteriormente se consultó para el campo Llanito, el precio del crudo por barril, el costo para producirlo, esto se realizó para los años 2011, 2012 y el proyectado para el 2013, todos los valores se manejan en dólares. La tabla 22 muestra lo mencionado anteriormente:

**Tabla 22. Precios del crudo del campo Llanito**

2011			2012			2013		
PRECIO (USD)	COSTO (USD)	MARGEN (USD)	PRECIO (USD)	COSTO (USD)	MARGEN (USD)	PRECIO (USD)	COSTO (USD)	MARGEN (USD)
39,38	9,03	30,35	52,13	16,76	35,37	52,21	13,18	39,03

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

Luego se recreó un perfil incremental declinado, manejando un valor de declinación mensual nominal del campo de 0,022 proyectado a tres años para la rentabilidad de este proyecto. A continuación, en la tabla 23 se muestra el perfil de declinación para el primer año.

**Tabla 23. Perfil incremental declinado para el primer año**

MES	PROM MES (BLS)	RESERVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
1	363	10.892
2	355	10.658
3	348	10.433
4	341	10.218
5	334	10.011
6	327	9.813
7	321	9.622
8	315	9.439
9	309	9.262
10	303	9.092
11	298	8.928
12	292	8.770
<b>AÑO 1</b>	<b>3.905</b>	<b>117.139</b>

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

En la tabla 24 se muestra el perfil incremental declinado para el segundo año, donde se puede observar que al final de este periodo las reservas incorporadas son iguales a 94.660 barriles y en la tabla 25 se muestra también el perfil declinado para el último año en donde se puede detallar que al final las reservas incorporadas son de 74.434 barriles.

**Tabla 24. Perfil incremental declinado para el segundo año**

MES	PROM MES (BLS)	RESERVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
13	287	8.617
14	282	8.470
15	278	8.327
16	273	8.190
17	269	8.056
18	264	7.927
19	260	7.803
20	256	7.682
21	252	7.564
22	248	7.450
23	245	7.340
24	241	7.233
<b>AÑO 2</b>	<b>3.155</b>	<b>94.660</b>

Fuente. Ecopetrol S.A.

**Tabla 25. Perfil incremental declinado del tercer año**

MES	PROM MES (BLS)	RESERVAS INCORPORADAS/MES (BLS)
25	238	7.129
26	234	7.027
27	231	6.929
28	228	6.833
29	225	6.740
30	222	6.650
31	219	6.562
32	216	6.476
33	213	6.392
34	210	6.311
35	208	6.231
36	205	6.154
<b>AÑO 3</b>	<b>2.648</b>	<b>79.434</b>

Fuente. Ecopetrol S.A.

**5.3.1 Costos asociados a la Campaña de Recañoneo.** Los costos operativos hacen referencia a los costos de movilización de equipo, 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.

A continuación en las tablas 26 y 27 se muestran los costos de los servicios contratados y realizados por Ecopetrol S.A. para el desarrollo de la campaña de recañoneo.

**Tabla 26. Costos estimados de los servicios contratados**

COSTOS ESTIMADOS WORKOVER / WELL SERVICE - SOM			
ITEM	DESCRIPCION	US\$	\$ COL
1	Actividades Previas y Unidades de Bombeos	-	-
2	Equipos de Workover / Varilleo	17.250	31.050.000
3	Servicios ( Toma de Presiones, PLT y Slick line) y Cementacion	-	-
4	Servicio Estimulacion y Coiled Tubing	-	-
5	Servicio de Registro y Cañoneo	-	-
9	Servicios Profesionales	-	-
10	Transporte de cargas Y FLUIDOS (Mamut)	6.311	11.359.928
11	Servicio de Alquiler de Herramientas	-	-
	<b>TOTAL (NO INCLUYE IVA)</b>	<b>23.561</b>	<b>42.409.928</b>

**Fuente.** Ecopetrol S.A.

La empresa prestadora de servicios suministra una tarifa con los costos directos e indirectos de los equipos de varilleo y el transporte de cargas y fluido. Para el costo asociado al equipo de Workover, se tuvo en cuenta el equipo de San Antonio, debido a que su tarifa diaria es bastante representativa del costo actual de un equipo de reacondicionamiento.

**Tabla 27. Costos estimados de los servicios realizados por Ecopetrol**

COSTOS ESTIMADOS ECOPETROL WORKOVER/WELL SERVICE SOM			
ITEM	DESCRIPCION	US\$	\$ COL
1	Actividades previas a la movilización	-	-
2	Unidades de Bombeo - Equipo de superficie	2.417	4.349.858
3	Servicio de Wire line /Slick line ECP	-	-
4	Quimicos y Fluidos de Completamiento	1.817	3.103.820
5	Herramientas de Pesca y Moledores	-	-
6	Sistema de Levantamiento artificial	2.000	3.600.000
7	Servicio de Transporte de cargas	-	-
8	Servicio de Aceite Caliente	-	-
9	Cañoneo	20.120	36.215.311
10	Servicio de Cementación	-	-
11	Equipos Directos de Workover / Varilleo	116.758	210.164.590
13	Accesorios -Tuberia & varilla ( Pozos Bàsica y Proyectos)	-	-
14	Herramientas	1.384	2.491.647
	<b>TOTAL (NO INCLUYE IVA)</b>	<b>144.496</b>	<b>259.925.226</b>

Fuente. Ecopetrol S.A.

En la tabla 28 se puede observar que el trabajo de recañoneo y optimización que se propone tiene un costo de 168.056,89 dólares por pozo. Es necesario mencionar que para realizar el estudio financiero se utilizó una Tasa Representativa de Mercado (TRM) igual a \$1.800.

**Tabla 28. Costos totales del trabajo de la campaña de recañoneo**

COSTOS ESTIMADOS EN TRABAJOS DE WORKOVER / WELL SERVICE					
Item	DESCRIPCION	CONTRATADOS	ECOPETROL	TOTAL (USD)	TOTAL (\$)
1	Actividades Previas y Unidades de Bombeos	-	2.416,59	2.416,59	4.349.857,95
2	Equipos de Workover / Varilleo	17.250	116.758,11	134.008,11	241.214.590
3	Servicios (toma de presiones, PLT, slickline, cementación, aceite caliente)	-	-	-	-
4	Servicio Estimulacion y Coiled Tubing	-	-	-	-
5	Servicio de Registro y Cañoneo	-	20.119,62	20.119,62	36.215.310,95
6	Servicios Profesionales	-	-	-	-
7	Transporte de cargas y Fluidos (Mamut)	6.311,07	-	6.311,07	11.359.928
8	Servicio de Alquiler de Herramientas	-	1.384,25	1.384,25	2.491.646,95
9	Accesorios -Tuberia & varilla ( Pozos Bàsica y Proyectos)	-	-	-	-
10	Quimicos y Fluidos de Completamiento	-	1.817,26	1.817,26	3.271.064
11	Sistema de Levantamiento artificial	-	2.000	2.000	3.600.000
	<b>TOTAL COSTO POR TRABAJO (NO INCLUYE IVA)</b>	<b>23.561,07</b>	<b>144.495,82</b>	<b>168.056,89</b>	<b>302.502.397,85</b>

Fuente. Ecopetrol S.A.

Luego de tener los costos totales se realizo el flujo de caja para la campaña de recañoneo, donde fueron incluidos los costos en los cuales incurrió el proyecto y se tuvieron en cuenta todos los factores económicos asociados para la totalidad de los pozos perteneciente a la Estación Nororiental del campo Llanito. El costo total de la campaña de recañoneo para los 29 pozos es igual a USD 4.873.650 (USD 168.056,89 por pozo).

Luego de tener los costos totales se realizo el flujo de caja para la campaña de recañoneo, donde fueron incluidos los costos en los cuales incurrió el proyecto y se asociaron todos los factores económicos asociados. Debido a que ECOPETROL S.A. sugiere pasar el proyecto en conjunto con el fin de que el proyecto sea rentable, se mostrará el flujo de caja global. De acuerdo al escenario planteado los resultados financieros fueron los siguientes:

**Tabla 29. Flujo de caja para la campaña de recañoneo**

DETALLE	VALOR	MES 0	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9
Producción petróleo (BOPM)			10892,367	10657,8933	10433,3017	10217,9803	10011,3667	9812,94324	9622,23233	9438,79289	9262,21684
Regalias (BOPM)	0,2		2178,4734	2131,57867	2086,66034	2043,59606	2002,27335	1962,58865	1924,44647	1887,75858	1852,44337
Producción sin Regalias (BOPM)			8713,8936	8526,31468	8346,64138	8174,38424	8009,09338	7850,35459	7697,78587	7551,03432	7409,77347
Producción de Agua (BWPM)			23292,033	22790,639	22310,376	21849,937	21408,119	20983,814	20576,001	20183,737	19806,151
Producción Total (BFPM)			34184,400	33448,532	32743,678	32067,917	31419,485	30796,757	30198,233	29622,530	29068,367
Ingresos por venta (US\$)	52,13		567819,092	555595,98	543888,019	532663,313	521892,548	511548,731	501606,971	492044,274	482839,364
Costo de energia (US\$/BO)	0,39		3398,4185	3325,26272	3255,19014	3188,009854	3123,54642	3061,63829	3002,13649	2944,90338	2889,81165
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	16,76		182556,071	178626,292	174862,137	171253,3498	167790,506	164464,929	161268,614	158194,169	155234,754
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	0,21		4891,32693	4786,03418	4685,17905	4588,486801	4495,7049	4406,60084	4320,96019	4238,58486	4159,29161
Egresos totales (US\$)			190845,816	186737,589	182802,506	179029,8465	175409,758	171933,168	168591,711	165377,657	162283,857
Utilidad antes del impuesto (US\$)			376973,275	368858,391	361085,513	353633,4666	346482,79	339615,563	333015,261	326666,616	320555,506
Impuesto de renta (US\$)			130055,78	127256,145	124574,502	122003,546	119536,562	117167,369	114890,265	112699,983	110591,65
Egresos mas impuesto de renta (US\$)			320901,596	313993,734	307377,008	301033,3925	294946,32	289100,537	283481,976	278077,64	272875,507
Utilidad despues del impuesto (US\$)			246917,495	241602,246	236511,011	231629,9206	226946,227	222448,194	218124,996	213966,634	209963,857
Inversion (US\$)	4873650	-4873650									
Acumulado (US\$)			-4626732,5	-4385130,26	-4148619,25	-3916989,327	-3690043,1	-3467594,91	-3249469,91	-3035503,28	-2825539,42

Fuente. Los autores

**Tabla 29. (Continuación)**

DETALLE	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16	MES 17	MES 18
Producción petróleo (BOPM)	9092,12604	8928,16967	8770,02174	8617,37896	8469,95879	8327,49771	8189,74962	8056,48447	7927,4869
Regalias (BOPM)	1818,42521	1785,63393	1754,00435	1723,47579	1693,99176	1665,49954	1637,94992	1611,29689	1585,49738
Producción sin Regalias (BOPM)	7273,70083	7142,53574	7016,01739	6893,90316	6775,96703	6661,99817	6551,7997	6445,18757	6341,98952
Producción de Agua (BWPM)	19442,432	19091,830	18753,650	18427,241	18112,001	17807,365	17512,807	17227,835	16951,989
Producción Total (BFPM)	28534,558	28020,000	27523,671	27044,620	26581,960	26134,862	25702,556	25284,320	24879,476
Ingresos por venta (US\$)	473972,531	465425,485	457181,233	449913,355	442216,548	434778,655	427586,828	420629,054	413894,091
Costo de energía (US\$/BO)	2836,74333	2785,58894	2736,24678	2688,62223	2642,62714	2598,17928	2555,20188	2513,62315	2473,37591
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	152384,032	149636,124	146985,564	113577,055	111634,057	109756,42	107940,9	106184,465	104484,277
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	4082,91063	4009,28437	3938,26645	3869,72067	3803,52016	3739,54658	3677,68942	3617,84536	3559,91771
Egresos totales (US\$)	159303,686	156430,997	153660,078	120135,398	118080,204	116094,146	114173,791	112315,934	110517,571
Utilidad antes del impuesto (US\$)	314668,844	308994,488	303521,156	329777,958	324136,344	318684,51	313413,037	308313,12	303376,52
Impuesto de renta (US\$)	108560,751	106603,098	104714,799	113773,395	111827,039	109946,156	108127,498	106368,026	104664,899
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	267864,438	263034,095	258374,876	233908,793	229907,243	226040,301	222301,289	218683,96	215182,47
Utilidad despues del impuesto (US\$)	206108,093	202391,39	198806,357	216004,562	212309,305	208738,354	205285,539	201945,094	198711,621
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-2619431,33	-2417039,94	-2218233,58	-2002229,02	-1789919,71	-1581181,36	-1375895,82	-1173950,73	-975239,105

Fuente. Los autores

**Tabla 29. (Continuación)**

DETALLE	MES 19	MES 20	MES 21	MES 22	MES 23	MES 24	MES 25	MES 26	MES 27
Producción petróleo (BOPM)	7802,55516	7681,5	7564,14375	7450,31943	7339,86995	7232,64741	7128,51243	7027,33355	6928,98664
Regalias (BOPM)	1560,51103	1536,3	1512,82875	1490,06389	1467,97399	1446,52948	1425,70249	1405,46671	1385,79733
Producción sin Regalias (BOPM)	6242,04413	6145,2	6051,315	5960,25554	5871,89596	5786,11793	5702,80995	5621,86684	5543,18931
Producción de Agua (BWPM)	16684,837	16425,975	16175,023	15931,623	15695,440	15466,157	15243,477	15027,118	14816,815
Producción Total (BFPM)	24487,393	24107,475	23739,167	23381,943	23035,310	22698,805	22371,990	22054,452	21745,802
Ingresos por venta (US\$)	407371,405	401051,115	394923,945	388981,177	383214,61	377616,521	372179,634	366897,085	361762,393
Costo de energía (US\$/BO)	2434,39721	2396,628	2360,01285	2324,49966	2290,03942	2256,58599	2224,09588	2192,52807	2161,84383
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	102837,677	101242,17	99695,4146	98195,21	96739,4859	95326,2929	93953,7939	92620,2562	91324,0439
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	3503,81585	3449,45482	3396,75481	3345,64085	3296,04241	3247,89305	3201,13019	3155,69479	3111,53113
Egresos totales (US\$)	108775,89	107088,253	105452,182	103865,351	102325,568	100830,772	99379,02	97968,479	96597,4189
Utilidad antes del impuesto (US\$)	298595,515	293962,862	289471,763	285115,827	280889,042	276785,749	272800,614	268928,606	265164,974
Impuesto de renta (US\$)	103015,453	101417,187	99867,7582	98364,9602	96906,7195	95491,0835	94116,2119	92780,3689	91481,9159
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	211791,343	208505,44	205319,94	202230,311	199232,287	196321,855	193495,232	190748,848	188079,335
Utilidad despues del impuesto (US\$)	195580,062	192545,675	189604,005	186750,866	183982,323	181294,666	178684,402	176148,237	173683,058
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-779659,043	-587113,368	-397509,364	-210758,497	-26776,1745	154518,491	333202,894	509351,13	683034,188

Fuente. Los autores

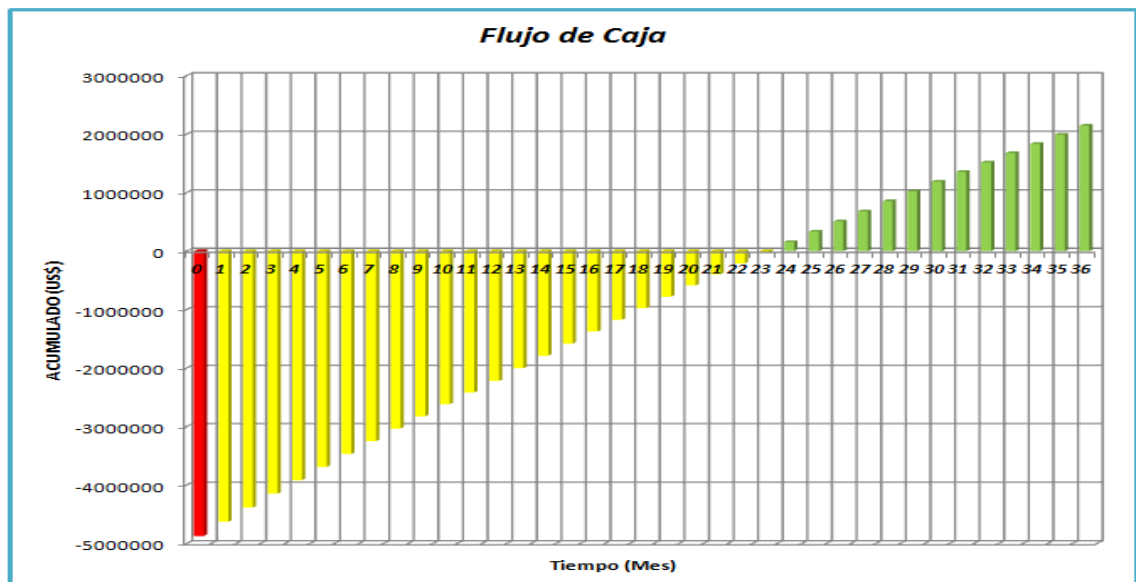
**Tabla 29. (Continuación)**

DETALLE	MES 28	MES 29	MES 30	MES 31	MES 32	MES 33	MES 34	MES 35	MES 36
Producción petróleo (BOPM)	6833,35445	6740,32611	6649,7967	6561,66687	6475,84245	6392,23415	6310,75724	6231,33124	6153,87966
Regalías (BOPM)	1366,67089	1348,06522	1329,95934	1312,33337	1295,16849	1278,44683	1262,15145	1246,26625	1230,77593
Producción sin Regalías (BOPM)	5466,68356	5392,26089	5319,83736	5249,33349	5180,67396	5113,78732	5048,60579	4985,06499	4923,10373
Producción de Agua (BWPM)	14612,317	14413,387	14219,800	14031,345	13847,820	13669,033	13494,805	13324,962	13159,341
Producción Total (BFPM)	21445,671	21153,713	20869,597	20593,012	20323,662	20061,268	19805,562	19556,293	19313,220
Ingresos por venta (US\$)	356769,436	351912,426	347185,886	342584,627	338103,734	333738,545	329484,636	325337,804	321294,057
Costo de energía (US\$/BO)	2132,00659	2102,98175	2074,73657	2047,24006	2020,46284	1994,37706	1968,95626	1944,17535	1920,01045
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	90063,6117	88837,4982	87644,3205	86482,7693	85351,6035	84249,6462	83175,7805	82128,9457	81108,1339
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	3068,58653	3026,81122	2986,15808	2946,58249	2908,04217	2870,49702	2833,909	2798,24195	2763,46154
Egresos totales (US\$)	95264,2048	93967,2911	92705,2152	91476,5919	90280,1085	89114,5202	87978,6457	86871,363	85791,6059
Utilidad antes del impuesto (US\$)	261505,231	257945,135	254480,671	251108,035	247823,626	244624,025	241505,99	238466,441	235502,451
Impuesto de renta (US\$)	90219,3048	88991,0717	87795,8314	86632,2722	85499,1509	84395,2886	83319,5665	82270,9221	81248,3457
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	185483,51	182958,363	180501,047	178108,864	175779,259	173509,809	171298,212	169142,285	167039,952
Utilidad despues del impuesto (US\$)	171285,926	168954,064	166684,839	164475,763	162324,475	160228,736	158186,423	156195,519	154254,106
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	854320,114	1023274,18	1189959,02	1354434,78	1516759,26	1676987,99	1835174,42	1991369,93	2145624,04

Fuente. Los autores

A continuación se muestra una gráfica del flujo de caja desarrollado para un periodo de tres años.

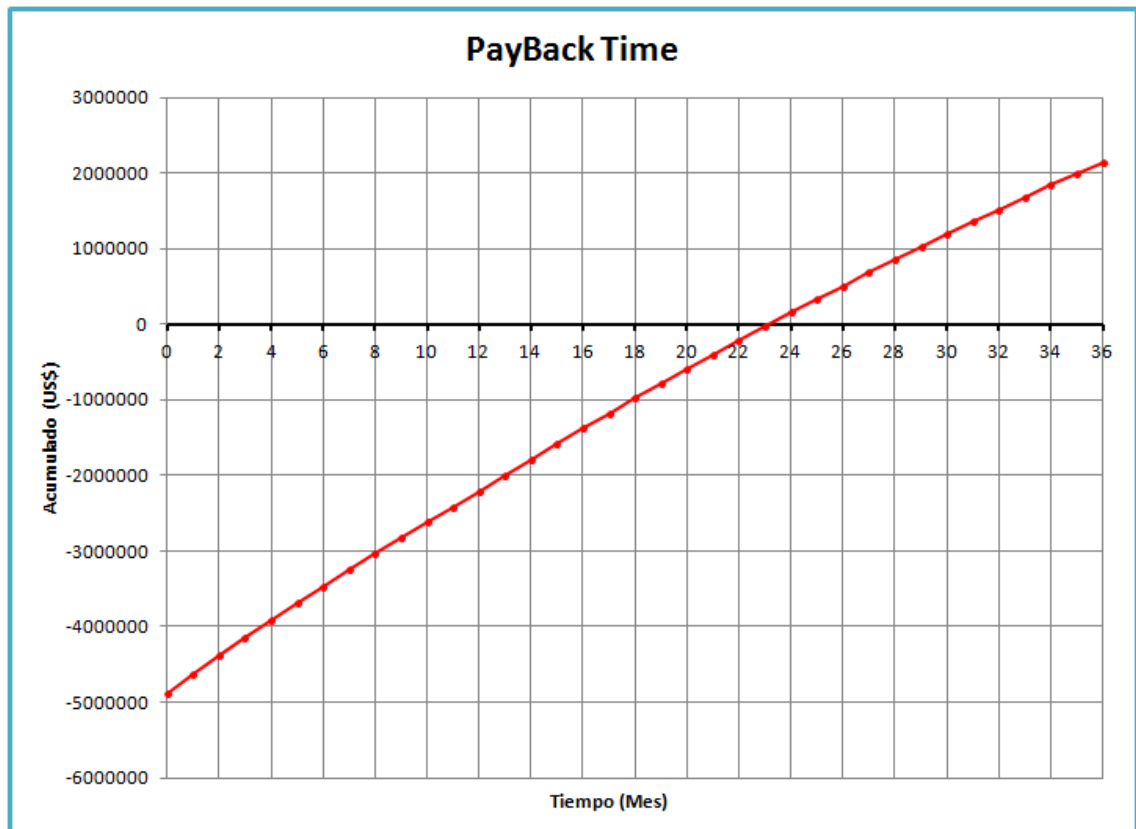
**Figura 67. Flujo de caja**



Fuente. Los autores

Luego, se calcula el Payback Time utilizando los datos de flujo de caja acumulado. En la figura 68 se observa lo descrito anteriormente:

**Figura 68. Payback Time**



**Fuente.** Los autores

El plazo de recuperación que tendrá el proyecto es de 23 meses, al cumplirse ese tiempo se logra recuperar el desembolso inicial de la inversión, este dato permite tomar la decisión de invertir ya, debido a que se concluye la devolución de dicho desembolso, el cual se realizó para dar inicio al proyecto.

Para la campaña de recañoneo se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera a los 36 meses, alcanzando una relación beneficio/costo mayor o igual a (1) en este lapso de tiempo. Los resultados financieros son los siguientes:

**Tabla 30. Resultados financieros**

DETALLES	VALORES		
Inversion (USD)	4873650		
Incremento inicial de Petroleo (BOPD)	363		
Producción acumulada (Bls)	291233,0255		
Pay Out (Meses)	36		
Periodo evaluacion (Meses)	12	24	36
TIO	11%	11%	11%
VPN (USD)	-2244966,13	11700,00	1832182,93
TIR	-8,55%	0,26%	2,31%
TVR (%)	-0,03	0,000	0,004
Relacion (Beneficio - Costo)	0,72	1,00	1,2

**Fuente.** Los autores

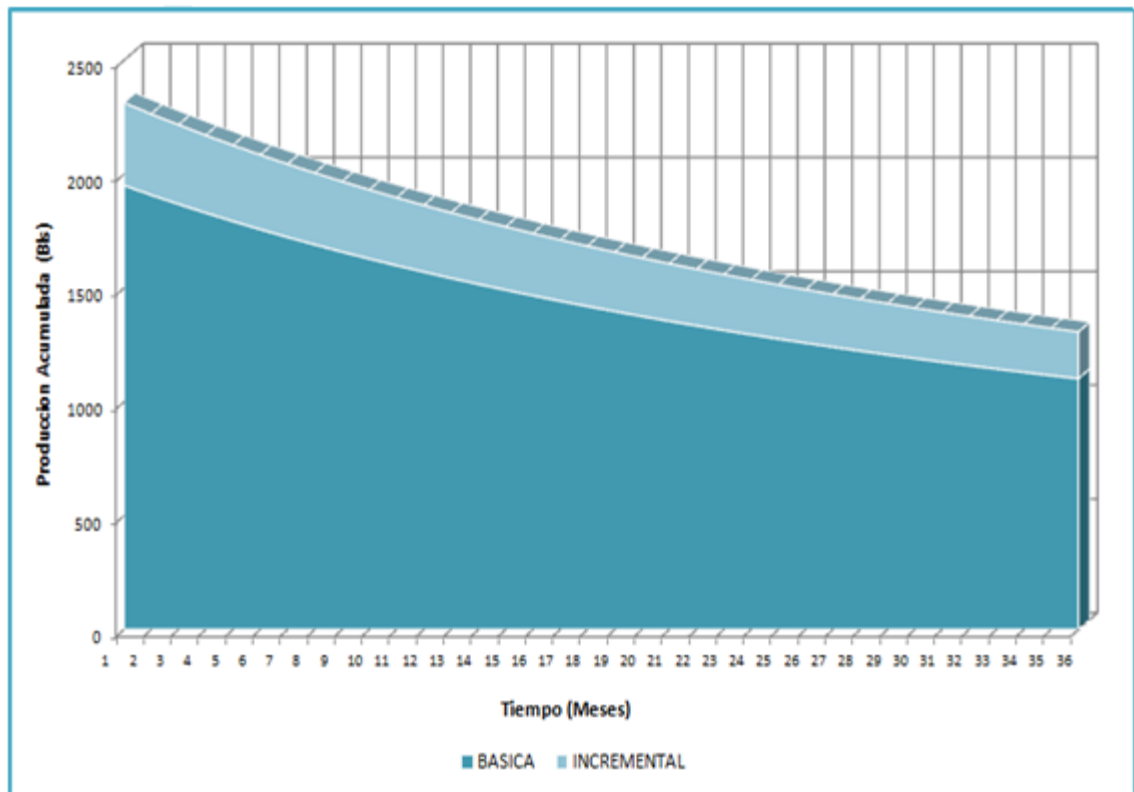
Como se observa en la tabla anterior el VPN es negativo para 12 meses, es por esto que el proyecto no sería viable, representando una pérdida de 2.244.966; mientras que para 24 y 36 meses el VPN es positivo generando una ganancia 11.700 y 1.832.182 dólares respectivamente, es decir, la campaña es viable en este periodo de evaluación para los datos de producción incremental sensibilizados (363 BOPD).

La relación Beneficio/costo de este proyecto no es viable para el periodo de 12 meses ya que es menor que (1); para el caso del periodo de 24 meses es igual a uno (1), por lo tanto, en ese lapso de tiempo es que se recupera la inversión y el periodo de 36 meses, se alcanza un beneficio costo superior a (1), lo que significa que se obtiene una ganancia.

Sin embargo, al comparara los valores de TIR y TVR con la tasa de oportunidad manejada (TIO), no llegan a alcanzar el valor de 11% en ninguno de los periodos de evaluación.

A continuación se realizó una grafica para resaltar y mostrar la producción incremental requerida contra la producción básica manejada.

**Figura 69. Producción Incremental vs. Producción Básica**



**Fuente.** Los autores

El área bajo la curva azul claro representa la producción incremental en barriles a través de los 36 meses, mientras que el área bajo la curva azul oscura representa la producción básica.

## CONCLUSIONES

- La metodología aplicada utilizando Análisis Nodal, permitió identificar que existe restricciones al flujo en los 29 pozos estudiados de la Estación Nororiental del campo Llanito, representado en aproximadamente un 20% adicional de producción de aceite.
- Se ha determinado que la densidad óptima de perforaciones para los pozos estudiados del campo Llanito está entre 4 y 8 TPP, y que por sobre este valor, el incremento de la producción no es significativo. El aumento en la tasa de flujo puede llegar hasta un 40% como es el caso del pozo Llanito 84, utilizando esta densidad de tiros por pie.
- El diámetro de la tubería de producción que se tiene actualmente se ajusta a las condiciones óptimas que sugiere el análisis nodal, por lo tanto, son los adecuados para continuar su desarrollo. Exceptuando los pozos Llanito 36 y Llanito 69, en donde se observa un ligero aumento de la producción de 3 y 2 STB/D respectivamente, cambiando el diámetro actual del tubing de 2 -7/8" a 3-1/2".
- Se determinó que reduciendo la presión en cabeza de los pozos en estudio, se logra un aumento de aproximadamente 15% adicional de la producción. Esto se ve reflejado principalmente en los pozos Llanito 23, Llanito 36 y Llanito 84.
- Realizar cambios en la configuración de superficie refleja una optimización mínima y casi nula, lo que permite afirmar que la configuración actual se encuentra bajo las mejores condiciones de flujo horizontal.
- El análisis financiero global presenta una recuperación de la inversión alrededor de los 24 meses con un valor presente neto de USD 2145624,04.

- La metodología para el manejo de PIPESIM™ desarrollada en este estudio, facilitará la aplicación del método de análisis nodal para nuevos proyectos que impliquen el uso de la herramienta.
- El análisis nodal debe considerarse un paso obligatorio en cualquier metodología, cuya finalidad sea incrementar la productividad de los pozos, ya sea por recañoneo o cambios en el sistema de producción.

## RECOMENDACIONES

- Es necesario tener en cuenta que la eficiencia de un proyecto para Ecopetrol debe ser mayor al 50%, si el proyecto quiere ser competitivo, por esta razón, se recomienda realizar primero los trabajos que demandan alto potencial de recuperación y no realizar los trabajos que demanden bajo potencial incremental (menores a 10 BPOD incremental).
- Extender la metodología de análisis nodal a los pozos de la Estación Tres de Llanito con sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.
- Realizar una serie de pruebas de los pozos pertenecientes a la estación nororiental del campo Llanito, para obtener una data confiable y evaluar el análisis nodal, de esta manera validar los resultados de este proyecto.
- Es muy importante tener un manejo acertado de la información que se trabaja en el software para realizar cualquier tipo de análisis y que este tenga validez a la hora de sugerir y ver el comportamiento de los pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

BEGGS, Dale. Production optimization using nodal analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Production optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis. Tulsa, Oklahoma. 1984.

CARREÓN, Roberto y URBALEJO, Francisco. Diseño conceptual de la infraestructura de explotación del campo costero. Trabajo de Grado Maestría Ingeniería de Procesos. Puebla, México: Universidad de las Américas. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Química y Alimentos, 2002.

CURSO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. (1º: junio, 2006: Caracas). Memorias del I Curso de Levantamiento Artificial. Caracas: INTEVEP, 2006.

DÍAZ, José Ricardo. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

GILBERT, W.E. Flowing and gas lift performance. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. 1954. [www.spe.org](http://www.spe.org). SPE 54126

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. [On-line]. 2009. [www.oilproduction.net](http://www.oilproduction.net).

MAGGILOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal-ESP OIL. [On-line]. 2008. [www.scribd.com](http://www.scribd.com)

REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1988

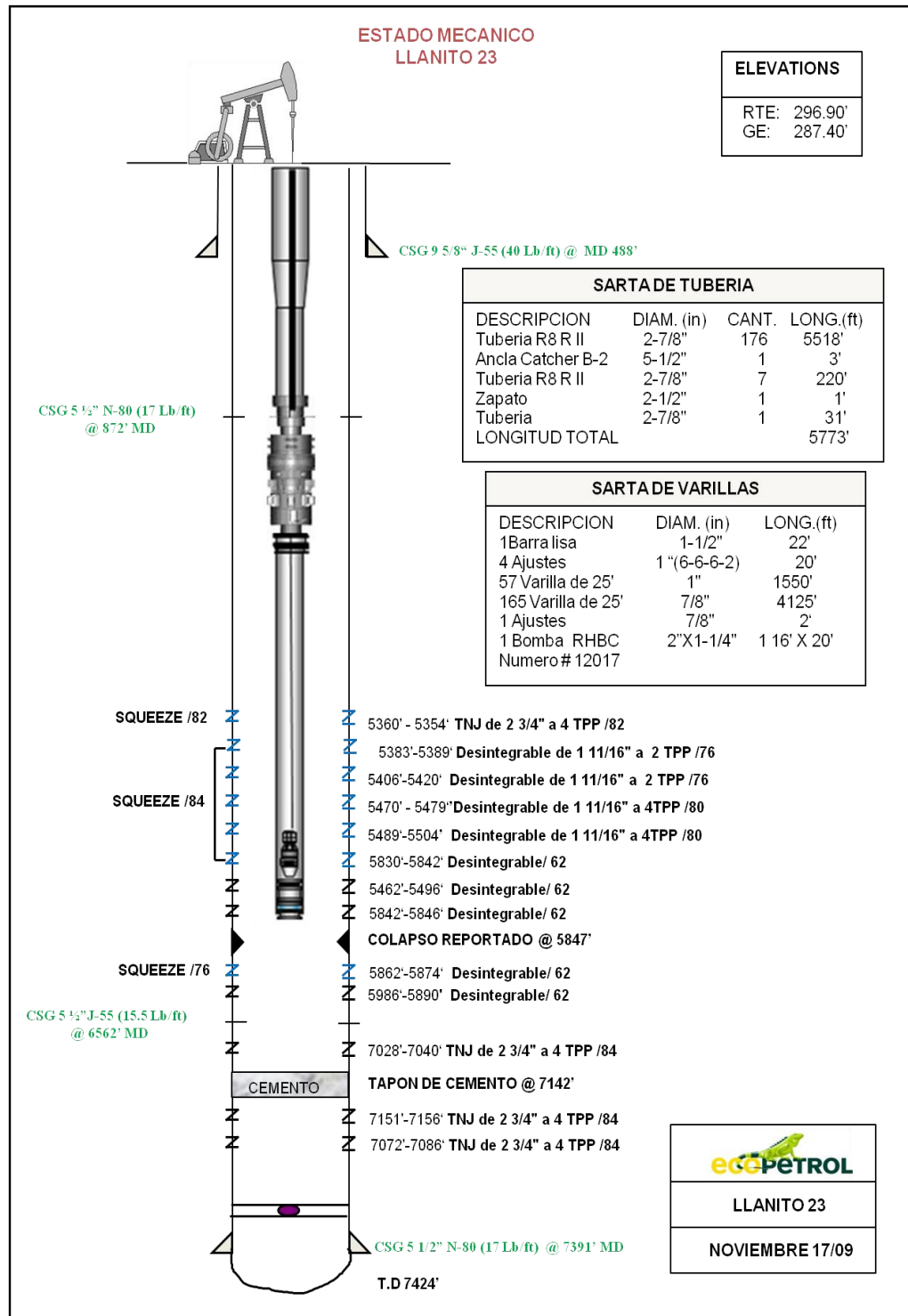
STOISITS, R.F. Dynamic production system nodal analysis. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line]. 1982. [www.spe.org](http://www.spe.org). SPE 24791

SUKAMO, Pudjo y TOBING, Edward. Inflow performance relationship for perforated wells producing from solution gas drive reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, [on-line].1995. [www.spe.org](http://www.spe.org). SPE 29312.

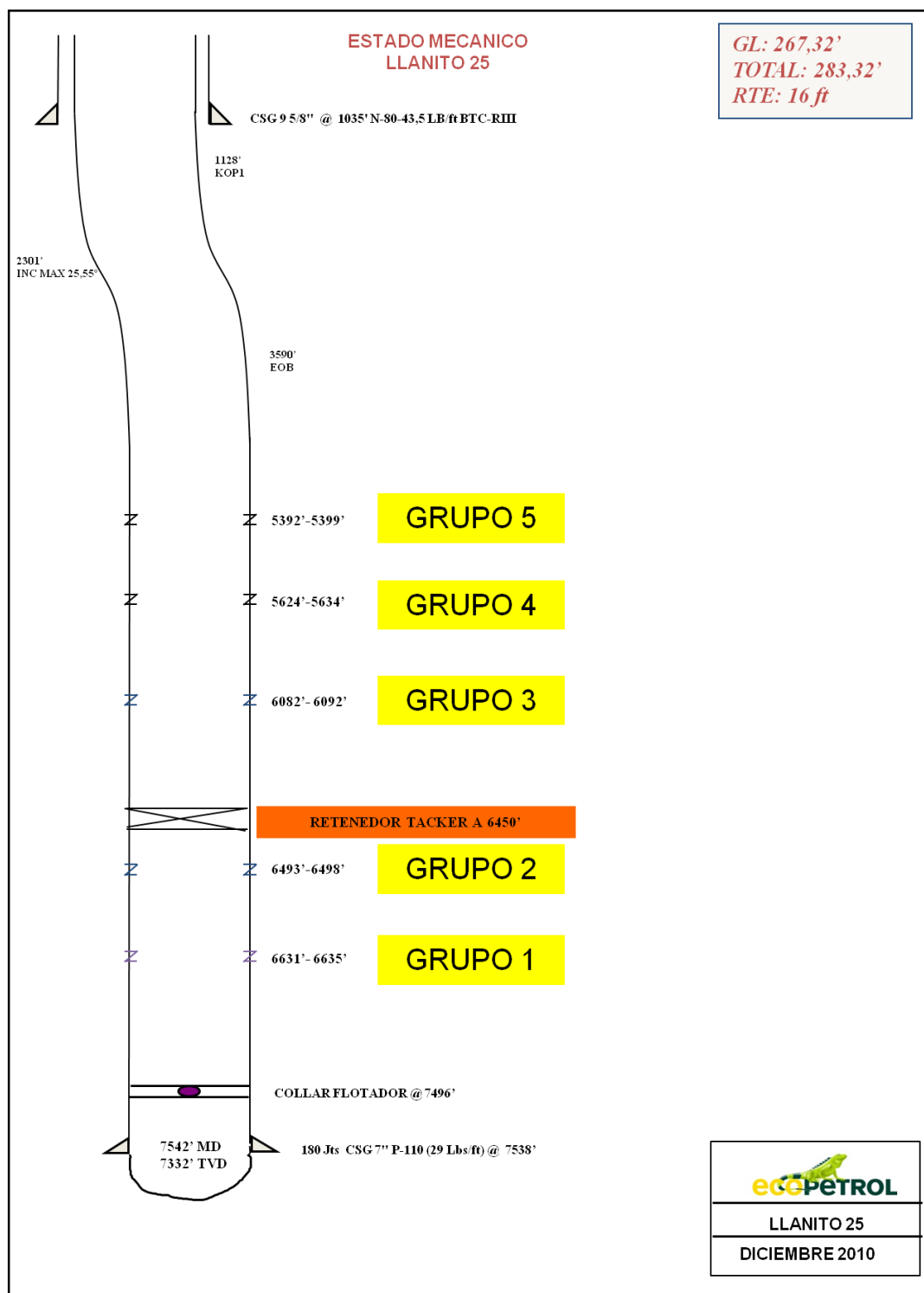
TICLLA, Juan, *et al.* Uso de análisis nodal para optimización de la producción por bombeo mecánico en campos maduros. University of Texas at Austin. 2005.

# **ANEXOS**

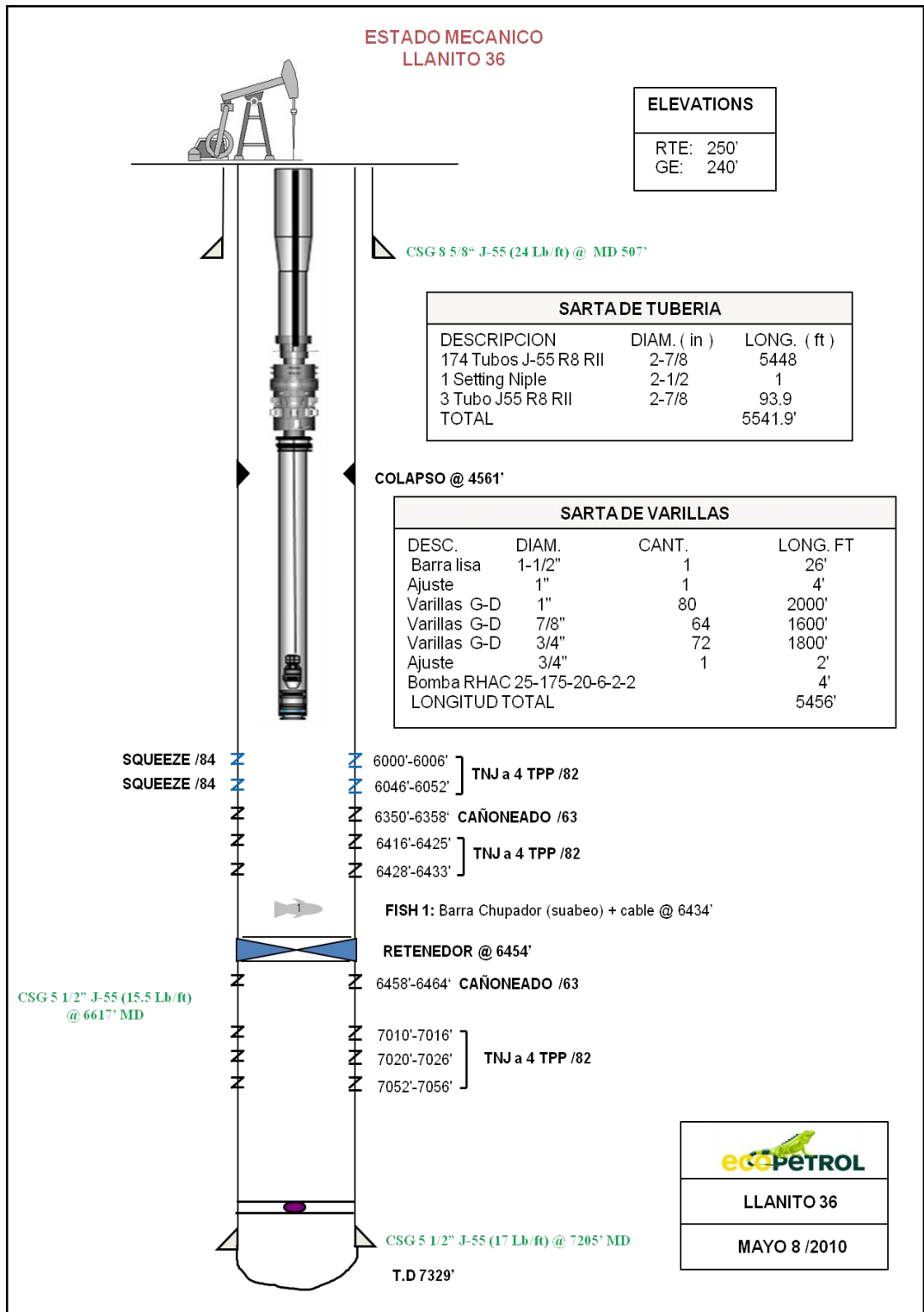
## Anexo A. Estados mecánicos de los pozos evaluados



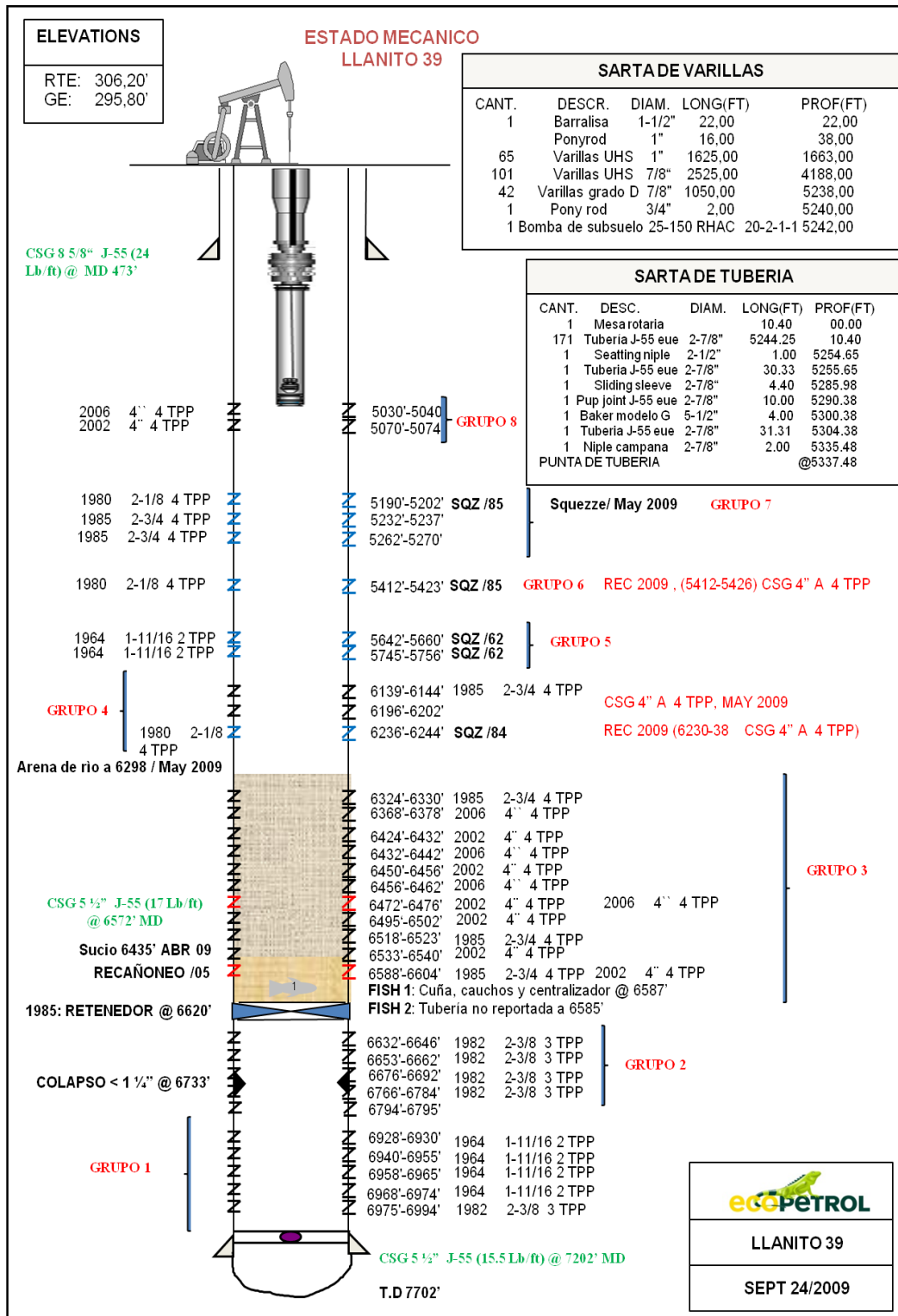
Fuente. Ecopetrol S.A.



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 57

ELEVATIONS

RTE: 267.54'  
GE: 256.54'

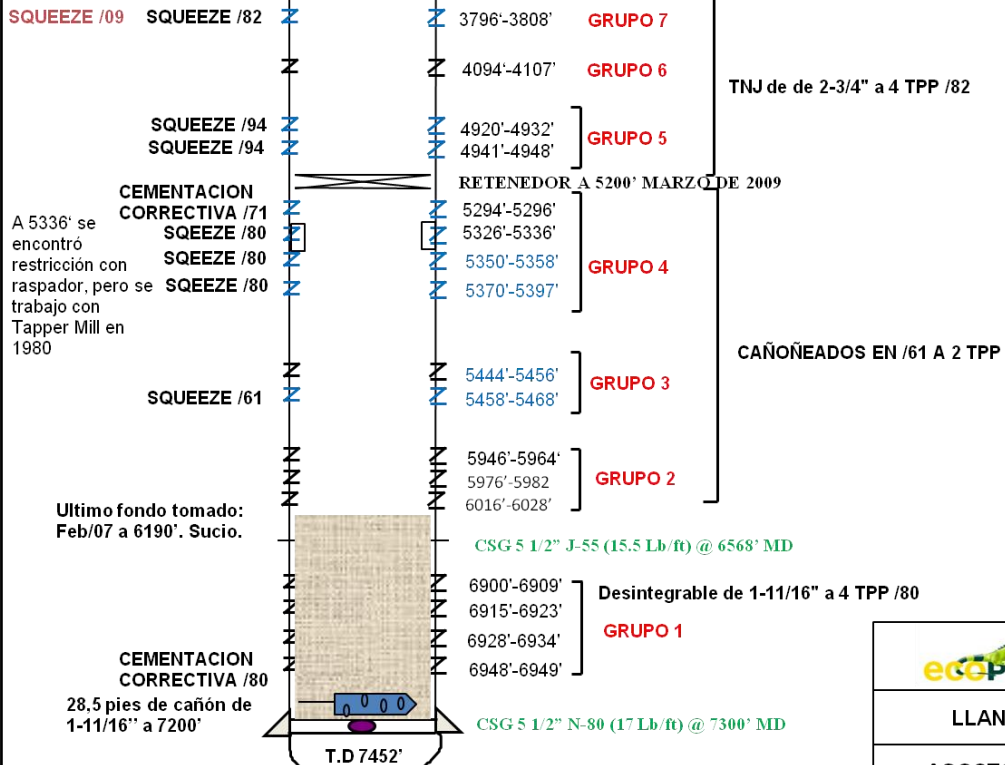
CSG 8 5/8" J-55 (24 Lb/ft)  
@ MD 497'

SARTA DE TUBERIAS

CANT	DESC.	DIAM (in)	LONG (ft)	TOPE (ft)	BASE (ft)
01	Mesa de perforación		12,0	0,0	12,0
126	Tubería EUE J-55 RII	2-7/8	3877,6	12,0	3889,6
01	Cross over	2-7/8 - 2 3/8	0,4	3889,6	3890,0
01	Seating Nipple	2	0,3	3890,0	3890,3
01	Cross over	2-3/8 - 2-7/8	0,2	3890,3	3890,5
01	Tubería EUE J-55 RII	2-7/8	29,3	3890,5	3919,8
01	Sliding Sleeve	2,31	2,8	3919,8	3922,6
01	Pkr mod G	5-1/2	2,8	3922,6	3925,4
07	Tubería EUE J-55 RII	2-7/8	214,8	3925,4	4140,2

SARTA DE VARILLAS

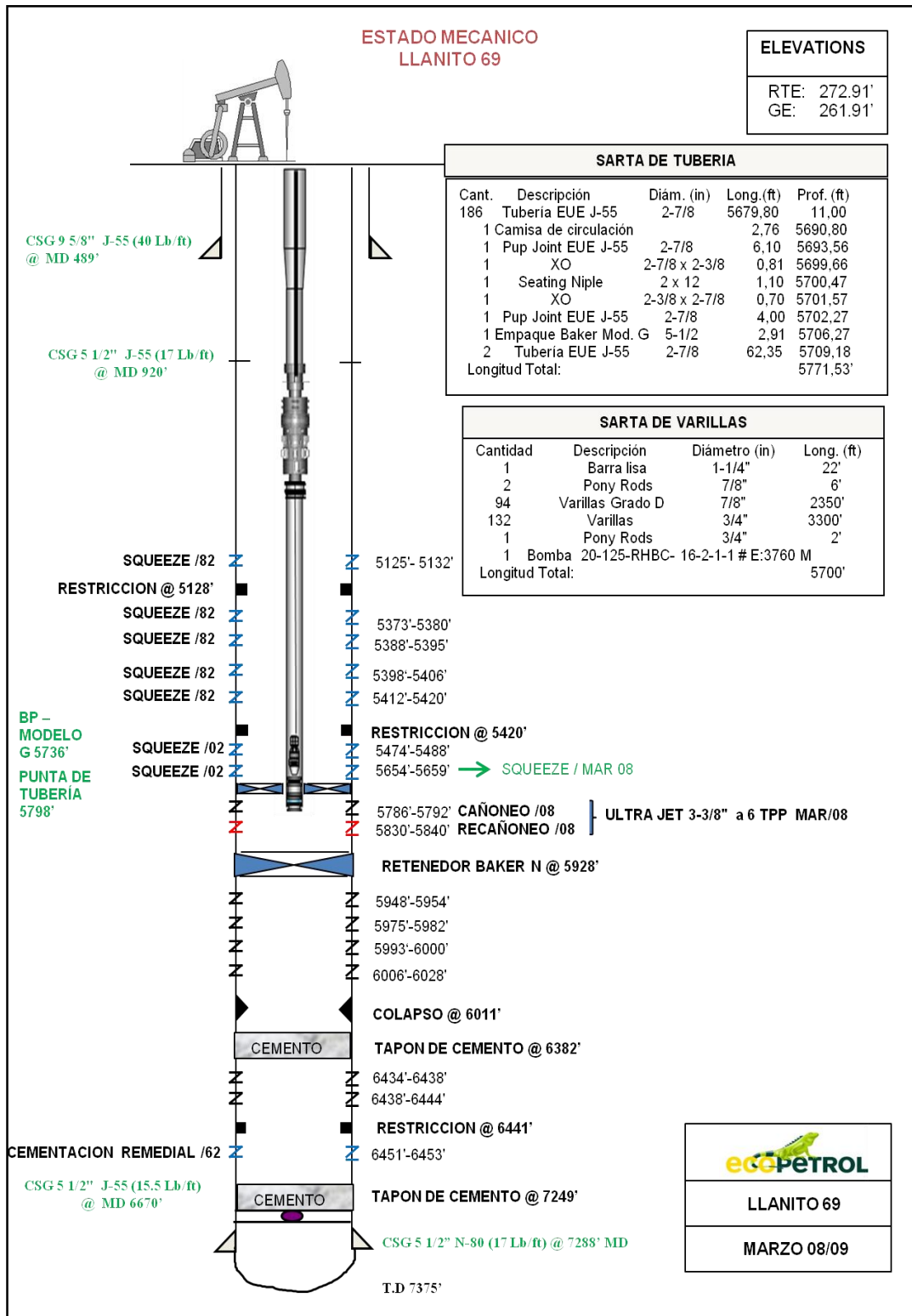
Cant.	Descripción	Diám. (in)	Long. (ft)
1	Barra lisa	1-1/2"	22'
2	Pony Rods G. D (2', 4')	1"	6'
53	Varillas G. D	1"	1325'
45	Varillas G. D	7/8"	1125'
57	Varillas G. D	3/4"	1425'
1	Pony Rod G. D	3/4"	2'
1	Bomba de subsuelo E0272M 20-125-RHAC-20-3-0.5-0.5		21'
Longitud Total			3905'



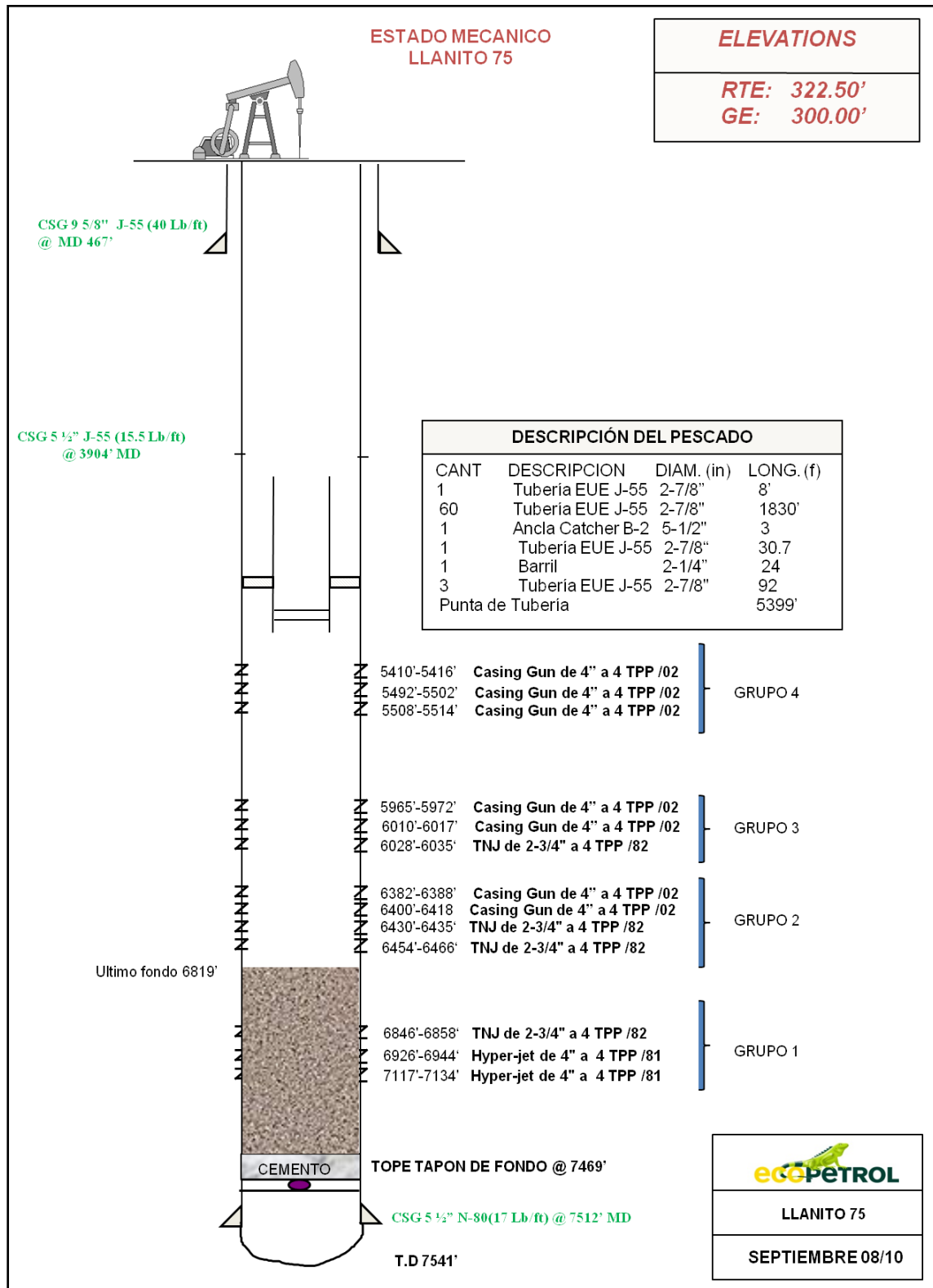
LLANITO 57

AGOSTO 03/09

Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 84

ELEVATIONS

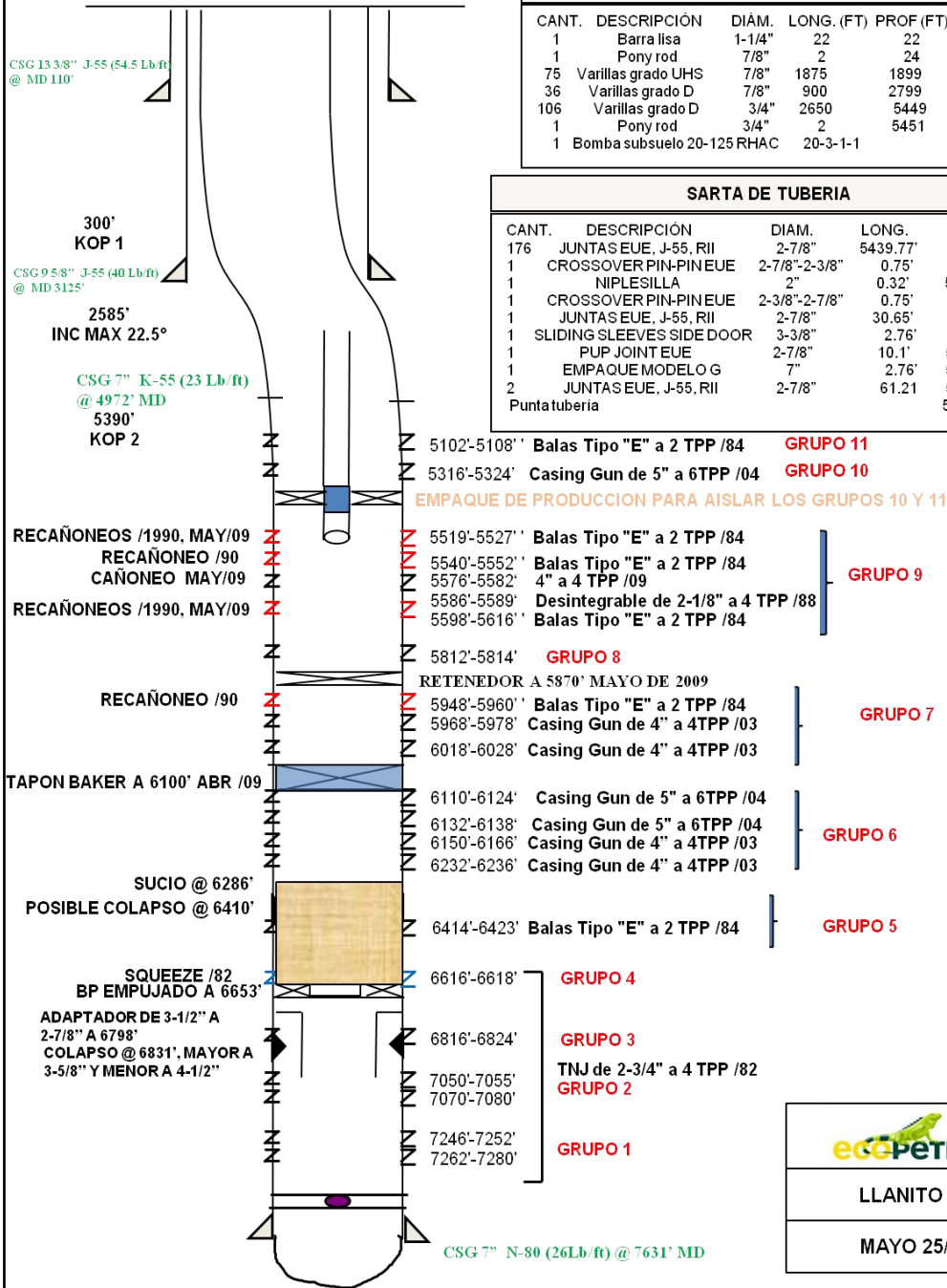
RTE: 288.64'  
GE: 266.64'

SARTA DE VARILLAS

CANT.	DESCRIPCIÓN	DIÁM.	LONG. (FT)	PROF (FT)
1	Barra lisa	1-1/4"	22	22
1	Pony rod	7/8"	2	24
75	Varillas grado UHS	7/8"	1875	1899
36	Varillas grado D	7/8"	900	2799
106	Varillas grado D	3/4"	2650	5449
1	Pony rod	3/4"	2	5451
1	Bomba subsuelo 20-125 RHAC	20-3-1-1		

SARTA DE TUBERIA

CANT.	DESCRIPCIÓN	DIAM.	LONG.	PROF.
176	JUNTAS EUE, J-55, RII	2-7/8"	5439.77'	22'
1	CROSSOVER PIN-PINEUE	2-7/8"-2-3/8"	0.75'	5461.77'
1	NIPLESILLA	2"	0.32'	5462.52'
1	CROSSOVER PIN-PINEUE	2-3/8"-2-7/8"	0.75'	5462.84'
1	JUNTAS EUE, J-55, RII	2-7/8"	30.65'	5463.59'
1	SLIDING SLEEVES SIDE DOOR	3-3/8"	2.76'	5494.24'
1	PUP JOINT EUE	2-7/8"	10.1'	5497.00'
1	EMPAQUE MODELO G	7"	2.76'	5507.1'
2	JUNTASEUE, J-55, RII	2-7/8"	61.21'	5509.86'
	Puntatuberia			5571.07'

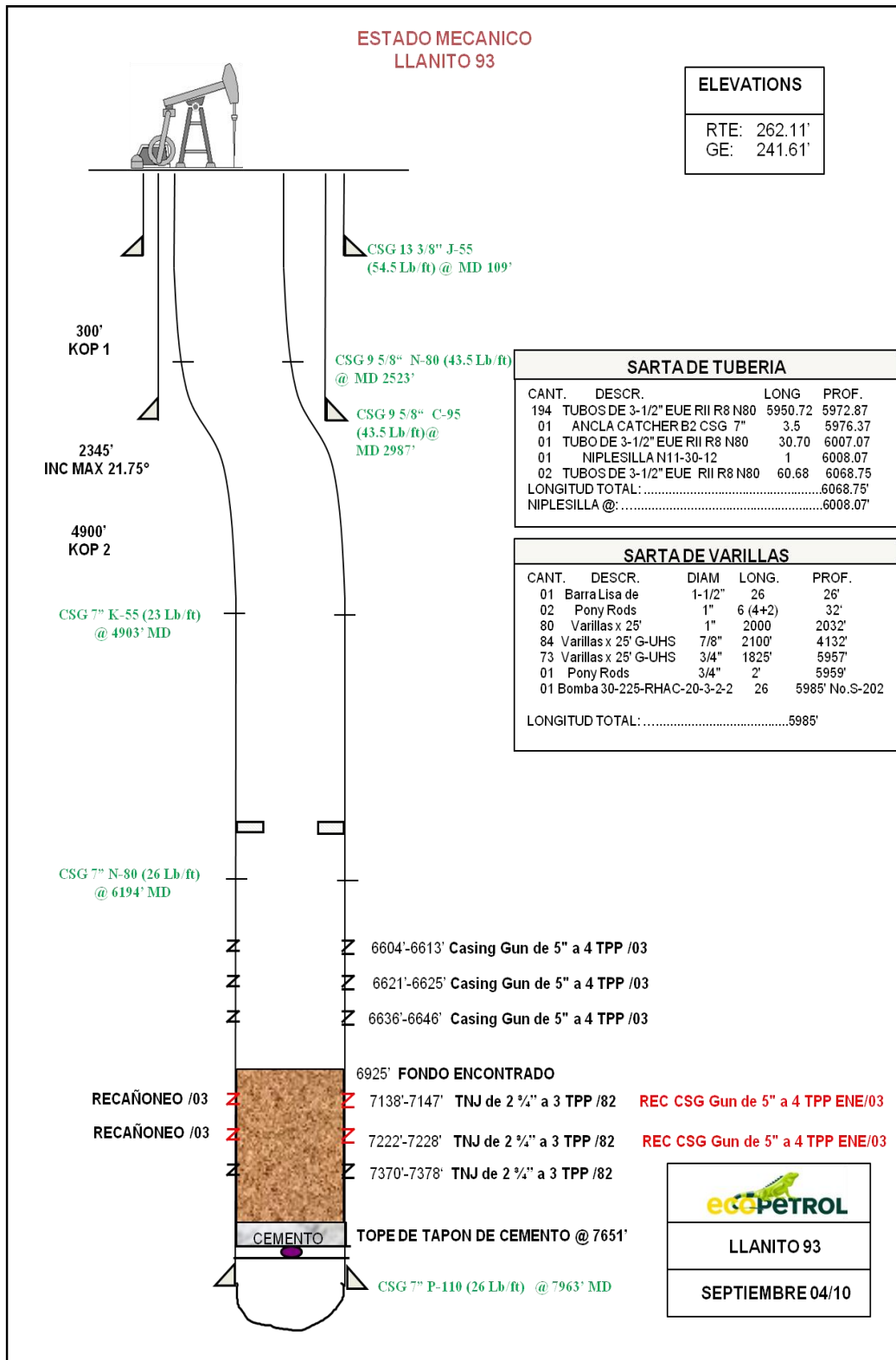


**ecopetrol**

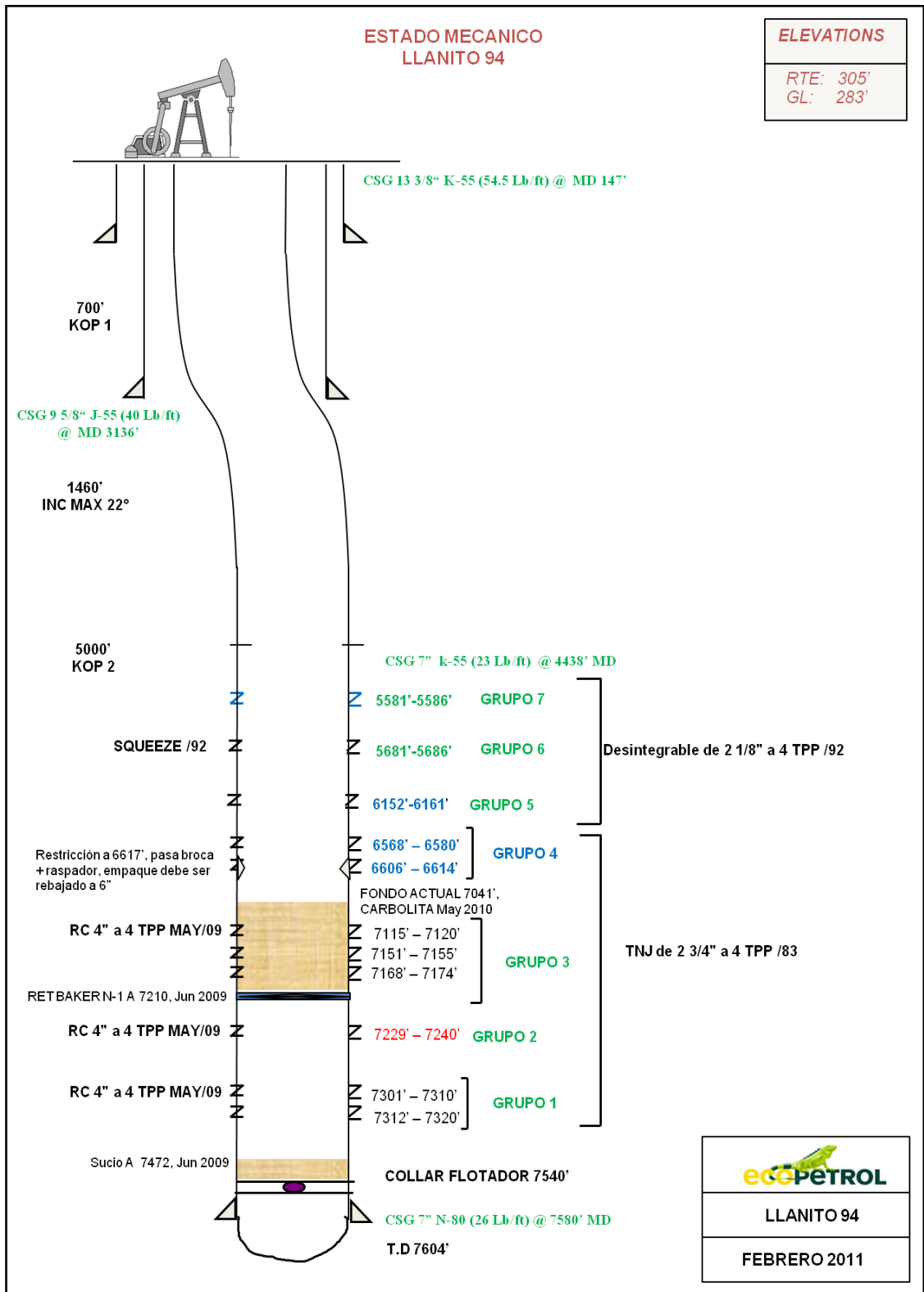
LLANITO 84

MAYO 25/09

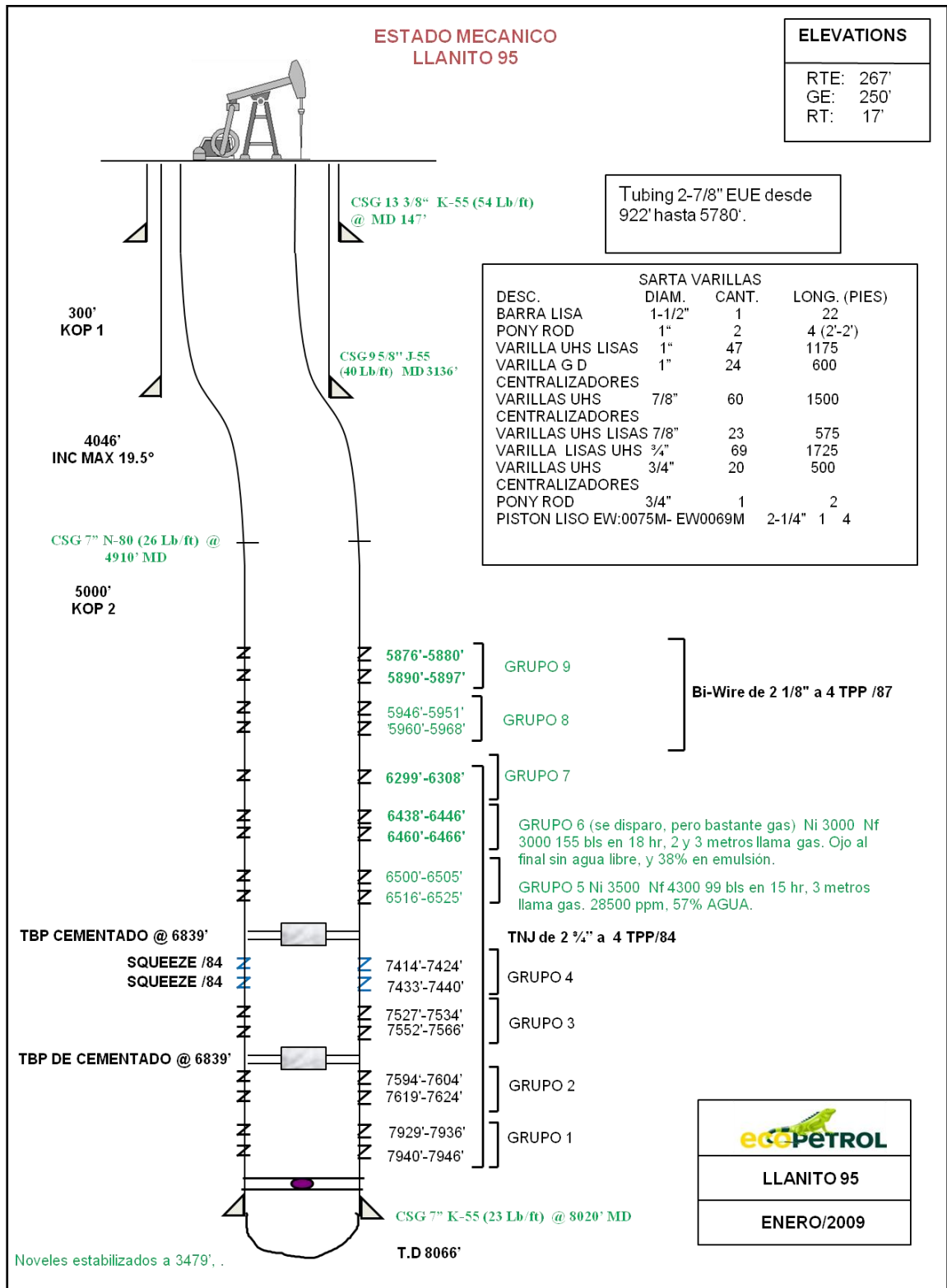
Fuente. Ecopetrol S.A



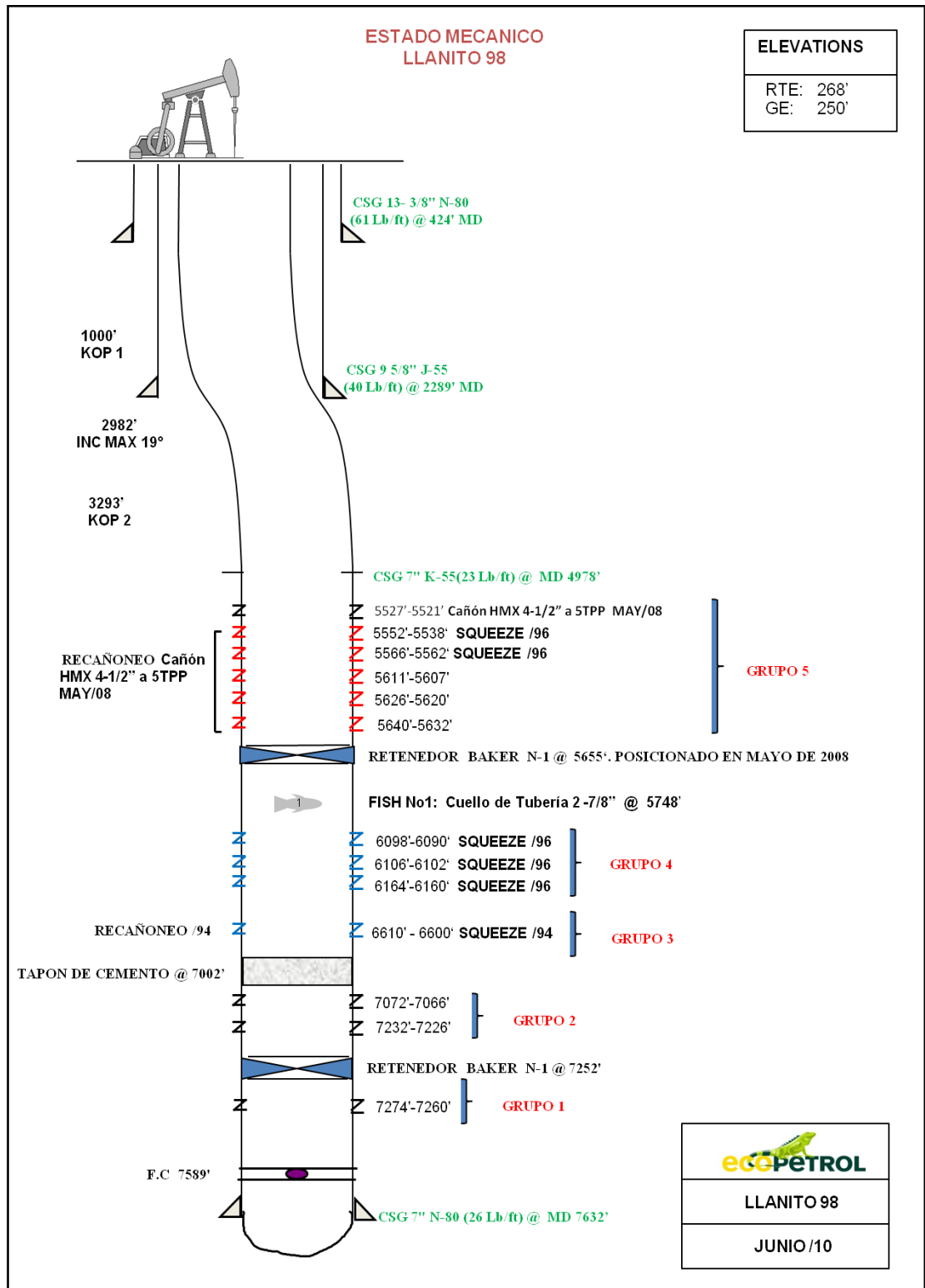
Fuente. Ecopetrol S.A



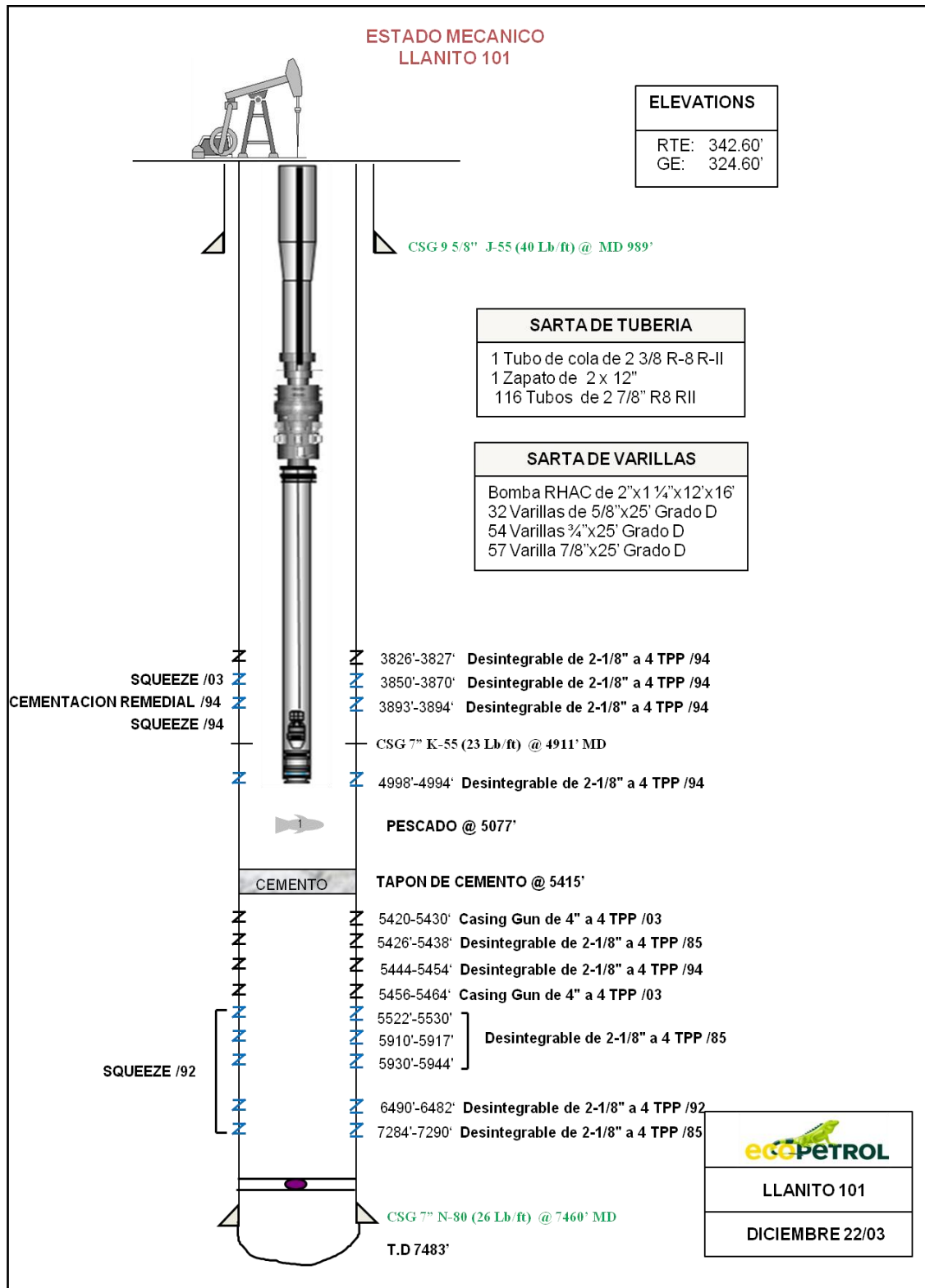
Fuente. Ecopetrol S.A



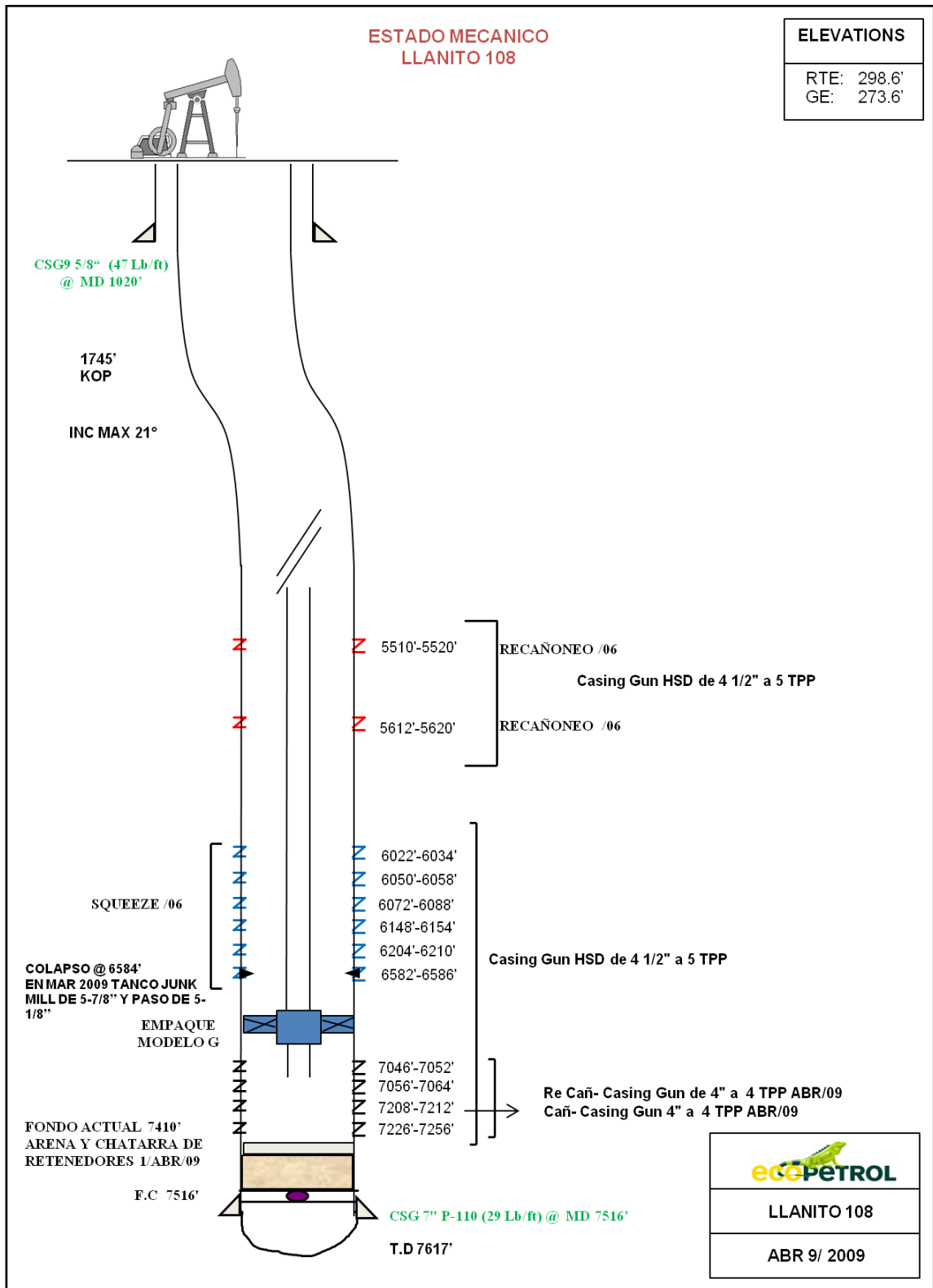
Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

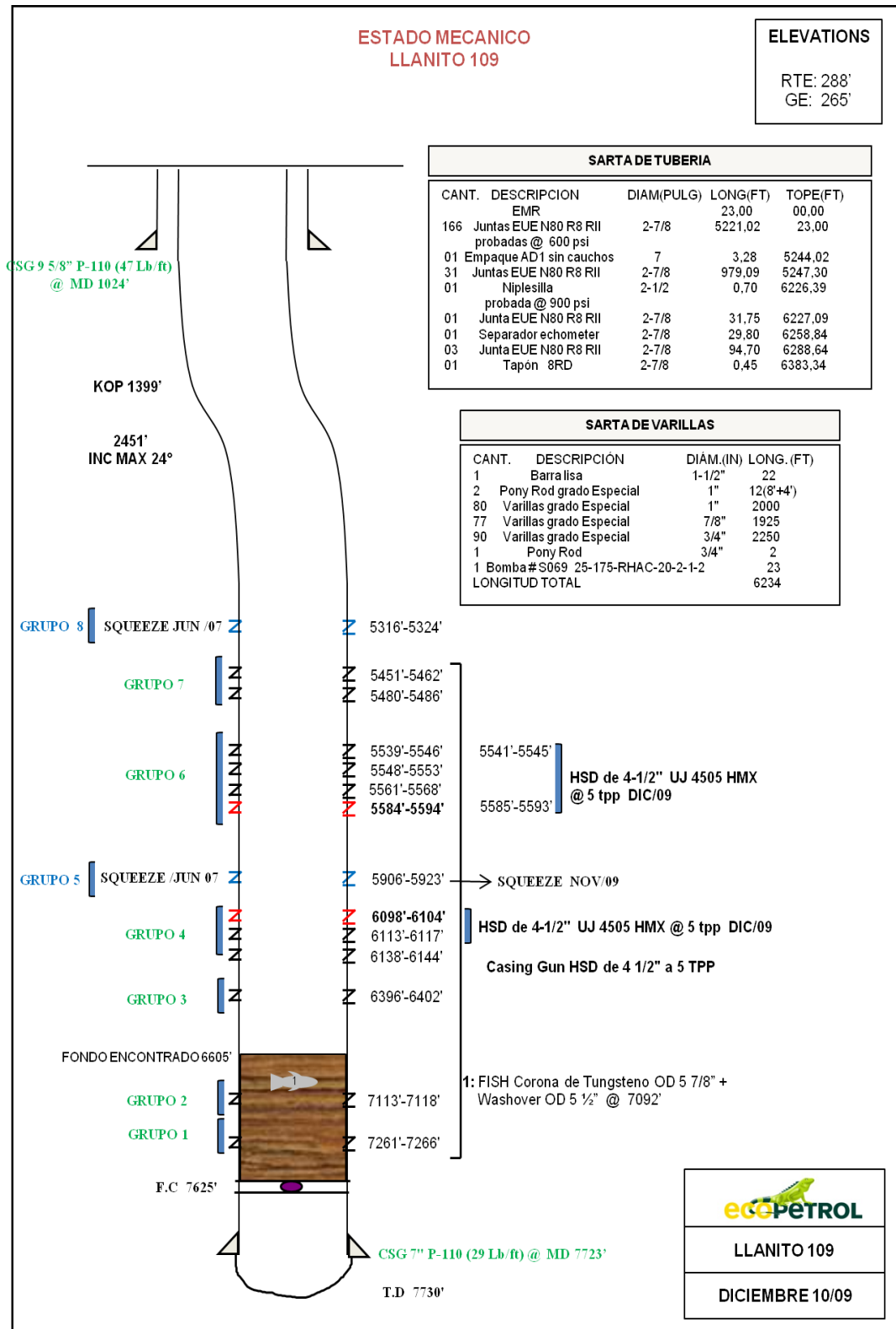


Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 109

ELEVATIONS

RTE: 288'  
GE: 265'



SARTA DE TUBERIA

CANT.	DESCRIPCION	DIAM(PULG)	LONG(FT)	TOPE(FT)
	EMR		23,00	00,00
166	Juntas EUE N80 R8 RII probadas @ 600 psi	2-7/8	5221,02	23,00
01	Empaque AD1 sin cauchos	7	3,28	5244,02
31	Juntas EUE N80 R8 RII	2-7/8	979,09	5247,30
01	Niplesilla probada @ 900 psi	2-1/2	0,70	6226,39
01	Junta EUE N80 R8 RII	2-7/8	31,75	6227,09
01	Separador echometer	2-7/8	29,80	6258,84
03	Junta EUE N80 R8 RII	2-7/8	94,70	6288,64
01	Tapón 8RD	2-7/8	0,45	6383,34

SARTA DE VARILLAS

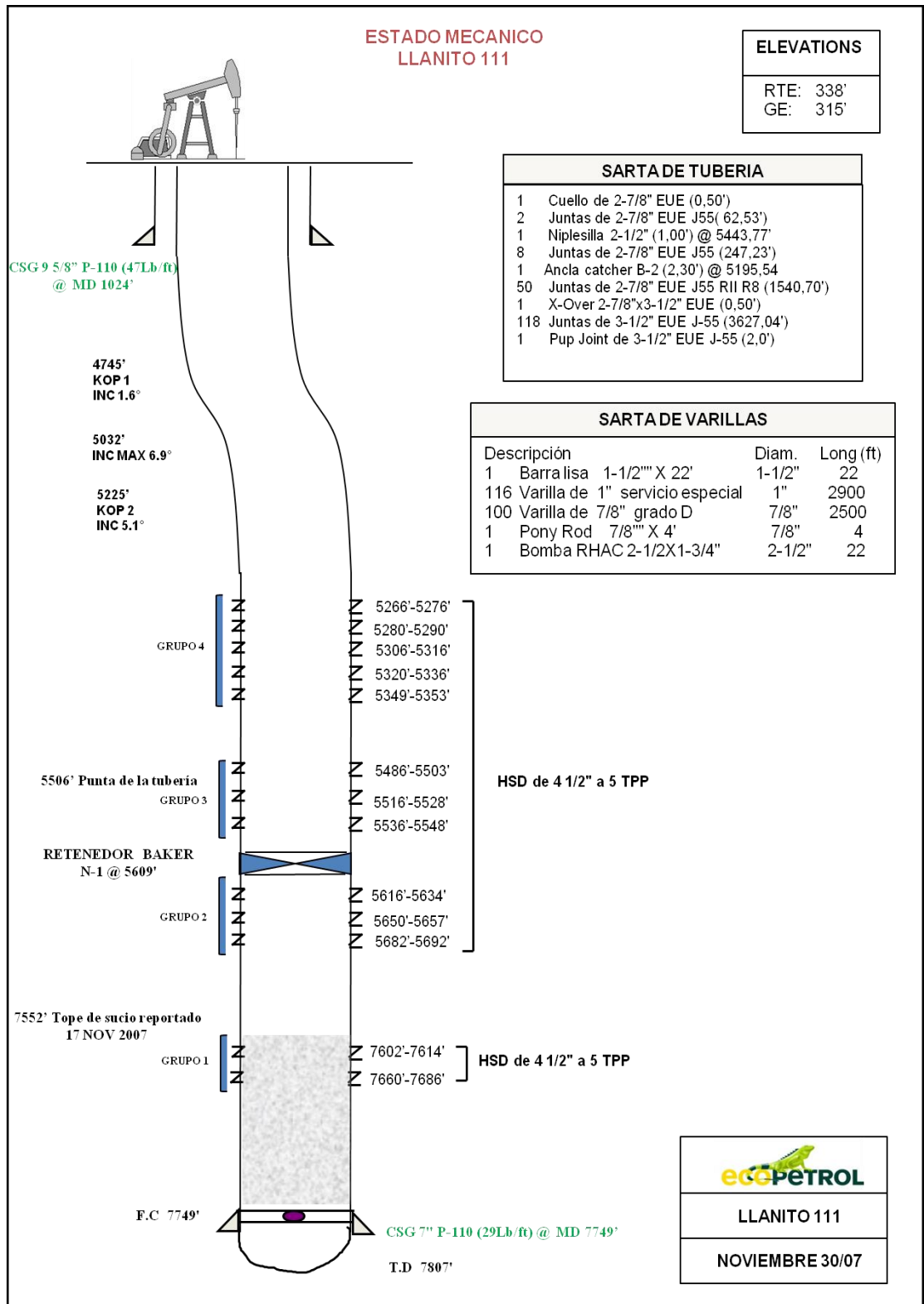
CANT.	DESCRIPCION	DIAM.(IN)	LONG.(FT)
1	Barra lisa	1-1/2"	22
2	Pony Rod grado Especial	1"	12(8'+4')
80	Varillas grado Especial	1"	2000
77	Varillas grado Especial	7/8"	1925
90	Varillas grado Especial	3/4"	2250
1	Pony Rod	3/4"	2
1	Bomba #S069 25-175-RHAC-20-2-1-2		23
LONGITUD TOTAL			6234

Fuente. Ecopetrol S.A



LLANITO 109

DICIEMBRE 10/09



Fuente. Ecopetrol S.A

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 112**

**ELEVATIONS**

RTE: 306.4'  
GE: 289.7'



CSG 9 5/8" P-110 (47 Lb/ft) @ 987' MD

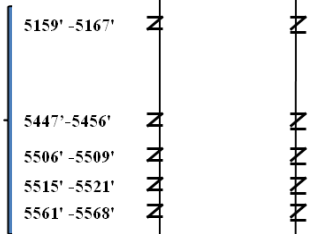
1949'  
KOP 1

3752'  
KOP 2

BOMBA # 14710  
25 - 175 RHAC

7056' Profundidad de la sarta

CAÑONEO  
ADICIONAL  
AGOSTO  
2008



SARTA DE TUBERIA				
Cant	Descripción	Diam (in)	Long (ft)	Prof (ft)
226	Tubería EUE J55	2 7/8	6942,60	6958,60
1	Ancla Catcher B2	7	3,00	6961,60
2	Tubería EUE J55	2 7/8	62,54	7024,14
1	Seating Niple	2 1/2	1,00	7025,14
1	Tubería EUE J55	2 7/8	31,00	7056,14

SARTA DE VARILLAS		
Descripción	Diam (in)	Prof (ft)
1 Barra lisa	1 1/2"	22
1 Pony rod	1	2
27 Varillas Grado E x 25'	1	675
68 Varillas Grado D x 25'	1	1675
10 Varillas centralizadas x 25'	7/8	250
30 Varillas x 25' intercaladas (15 centralizadas y 15 grado E)	7/8	750
35 Varillas x 25' intercaladas (18 centralizadas y 17 grado D)	7/8	875
38 Varillas Grado D x 25'	7/8	950
71 Varillas Grado D x 25'	3/4	1775
1 Pony rod	3/4	2
1 Bomba # 14710	25 - 175 - RHAC	

7216' -7224' Intervalo Fracturado Abril 5/07

7448' -7462' INTERVALO SECO

F.C 7807'

CSG 7" P-110 (29 Lb/ft) @ MD 7943'

TD 7961'



LLANITO 112

AGOSTO 2008

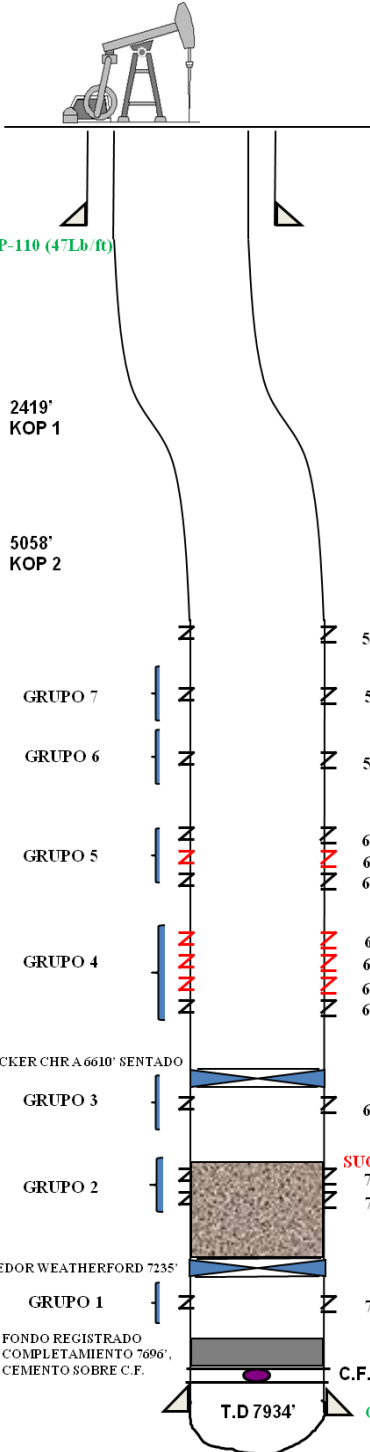
Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 113

ELEVATIONS

RTE: 343'  
GE: 327'  
DIF: 16'

CSG 9 5/8" P-110 (47Lb/ft)  
@ MD 988'



SARTA DE TUBERIA

CANT.	DESCR.	DIAM.(IN)	LONG.(FT)	TOPE(FT)
	DIFERENCIA MESA ROTARIA		13.00	0.00
180	TUBERIA EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	5524.18	13.00
1	EMPAQUE AD-1 #AC-31	7"	3.39	5537.18
8	TUBERIA EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	246.51	5540.57
1	BOMBA 25-225-THC-20-3-2-2 #EW0229M	2-1/2"	25.28	5787.08
7	TUBERIA EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	215.96	5812.36
1	CUELLO 2-7/8" EUE	2-7/8"	0.44	6028.32
	PUNTA DE TUBERIA			6028.76'

SARTA DE VARILLAS

DESCR.	DIAM.(IN)	CANT.	LONG. (PIES)
BARRA LISA	1 1/2"	1	22
PONY RODS 4'-2'-2'-2'-2'-2'	1"	7	16
VARILLA DE 1"UHS	1"	80	2000
VARILLAS DE 7/8"UHS	7/8"	75	1875
VARILLA DE 3/4"UHS	3/4"	75	1875
PISTON EW:056M	2-1/4"	1	3
LONGITUD TOTAL:			5791'

2419' KOP 1

5058' KOP 2

5562'-5567' MEGAJET 5" 4TPP ABR/09

GRUPO 7 5806'-5838' ] HSD 4-1/2" 5TPP/07

GRUPO 6 5988'-5996' ]

GRUPO 5 6071'-6074' MEGAJET 5" 4TPP ABR/09  
6114'-6120' HSD 4-1/2" 5TPP/07 REC CAÑMEGAJET 5" 4TPP ABR/09  
6120'-6130' HSD 4-1/2" 5TPP/07 STEEL CARRIER 4" 4TPP ABR/09

GRUPO 4 6162'-6166' ] STEEL CARRIER 4" 4TPP ABR/09  
6188'-6194' HSD 4-1/2" 5TPP/07 REC CAÑMEGAJET 5" 4TPP ABR/09  
6200'-6208' REC CAÑMEGAJET 5" 4TPP ABR/09  
6272'-6281' MEGAJET 5" 4TPP ABR/09

TAPON TACKER CHRA 6610' SENTADO 7/ABR/09

GRUPO 3 6630'-6650'

GRUPO 2 7014'-7066' SUCIO A 7000'  
7090'-7110'

RETENEDOR WEATHERFORD 7235'

GRUPO 1 7260'-7270'

FONDO REGISTRADO COMPLETAMIENTO 7696', CEMENTO SOBRE C.F. C.F. 7866'

T.D 7934' CSG 7" P-110 (29Lb/ft) @ MD 7912'

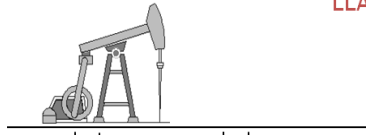


LLANITO 113

ABRIL 14/09

Fuente. Ecopetrol S.A

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 114**



**ELEVATIONS**

RTE: 256'  
GE: 240'

CSG 9 5/8" N-80 (43.5 Lb/ft) @ 976' MD

1200'  
KOP 1  
  
2236'  
INC MAX 22.27°  
  
3660'  
KOP 1

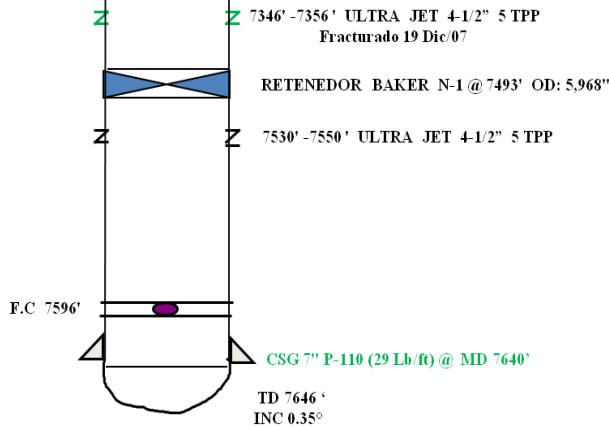
**SARTA DE TUBERIA**

CANT	DESC	DIAM (in)	LONG (ft)
226	Tubing EUE J-55 R8 RII	3-1/2"	6966'
1	Ancla catcher B2	2-7/8"	3' @ 6969
3	Tubing EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	92.4'
1	Seating nipple	2-1/2"	1' @ 7061'
2	Tubing EUE J-55 R8 RII	2-7/8"	61.6'
1	cuello 2-7/8"	2-7/8"	0.2'
PUNTA DE TUBERIA			7122'

**SARTA DE VARILLAS**

DESC	DIAM (in)	CANT	LONG (ft)
Barra lisa	1-1/2"	1	26' Nueva
Pony rods	1"	4	12' (10+2)
Varillas x 25' G-Especial	1"	96	2400'
Varillas x 25' G-Especial	7/8"	95	2375'
Varillas x 25' G-Especial	3/4"	89	2225'
Pony rods	3/4"	1	2'
Bomba RHAC	25-175	1	20-3-1-1'
LONGITUD TOTAL:			7063'

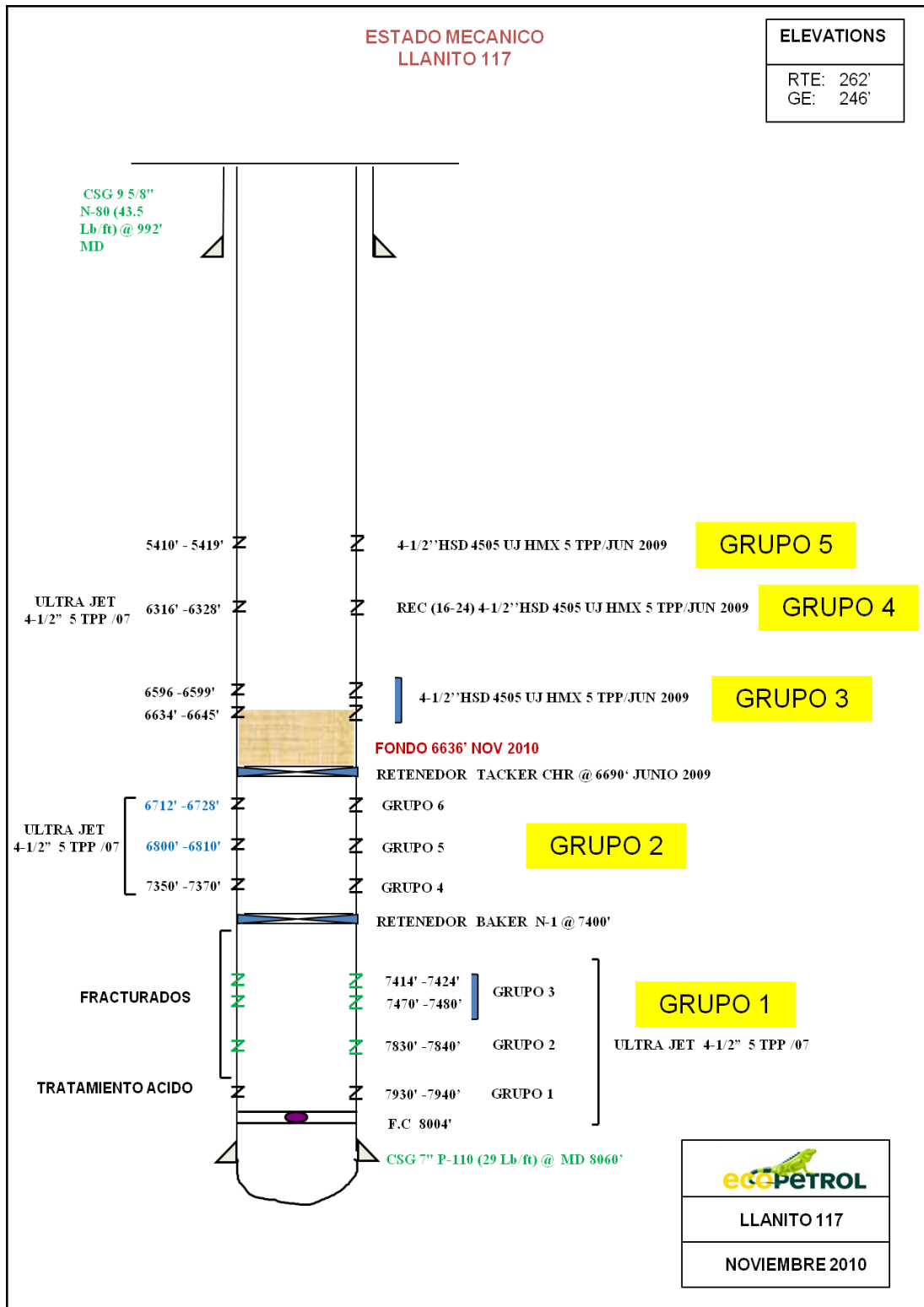
7122' Profundidad de la sarta



LLANITO 114

MARZO 19/2010

Fuente. Ecopetrol S.A

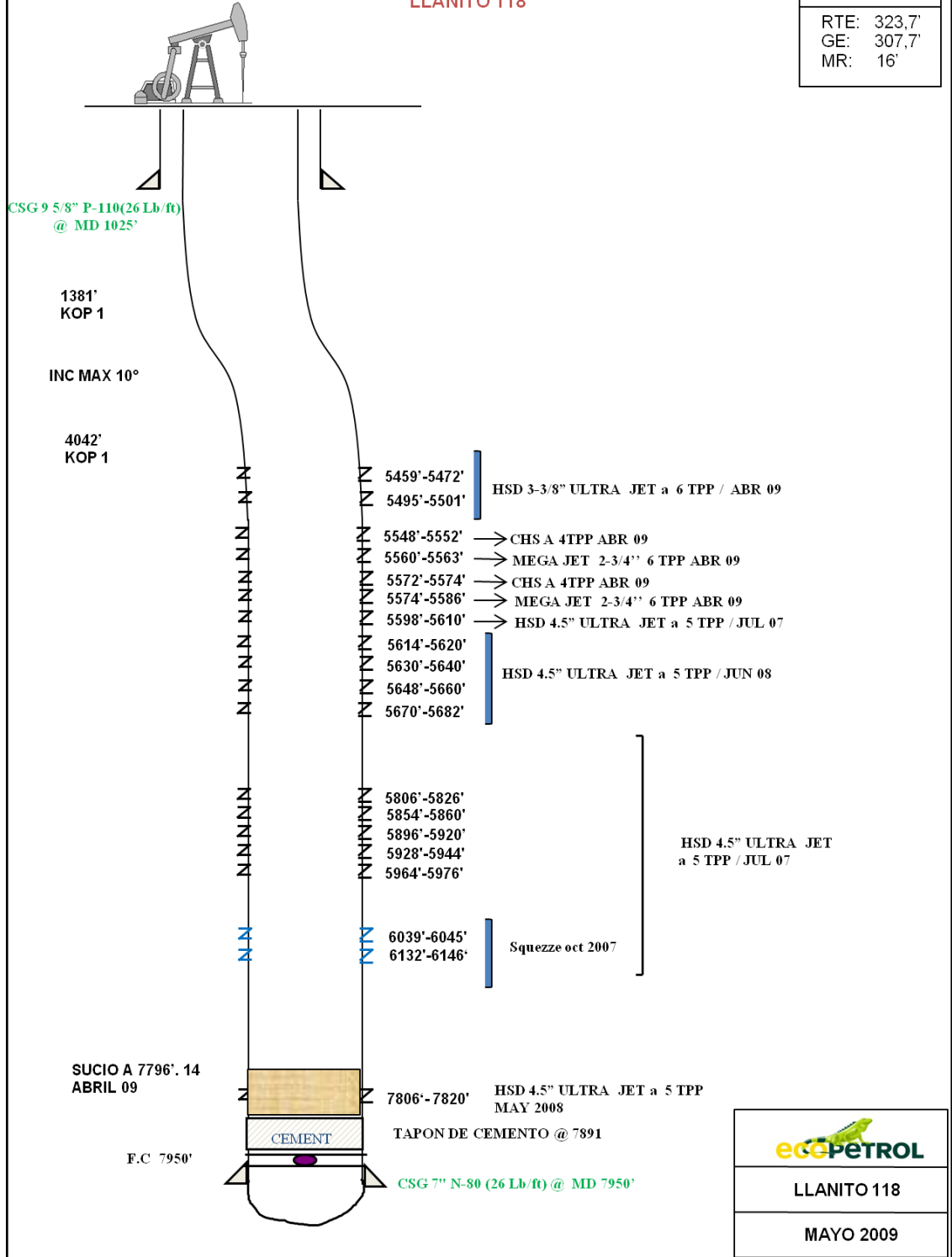


Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 118

ELEVATIONS

RTE: 323,7'  
GE: 307,7'  
MR: 16'

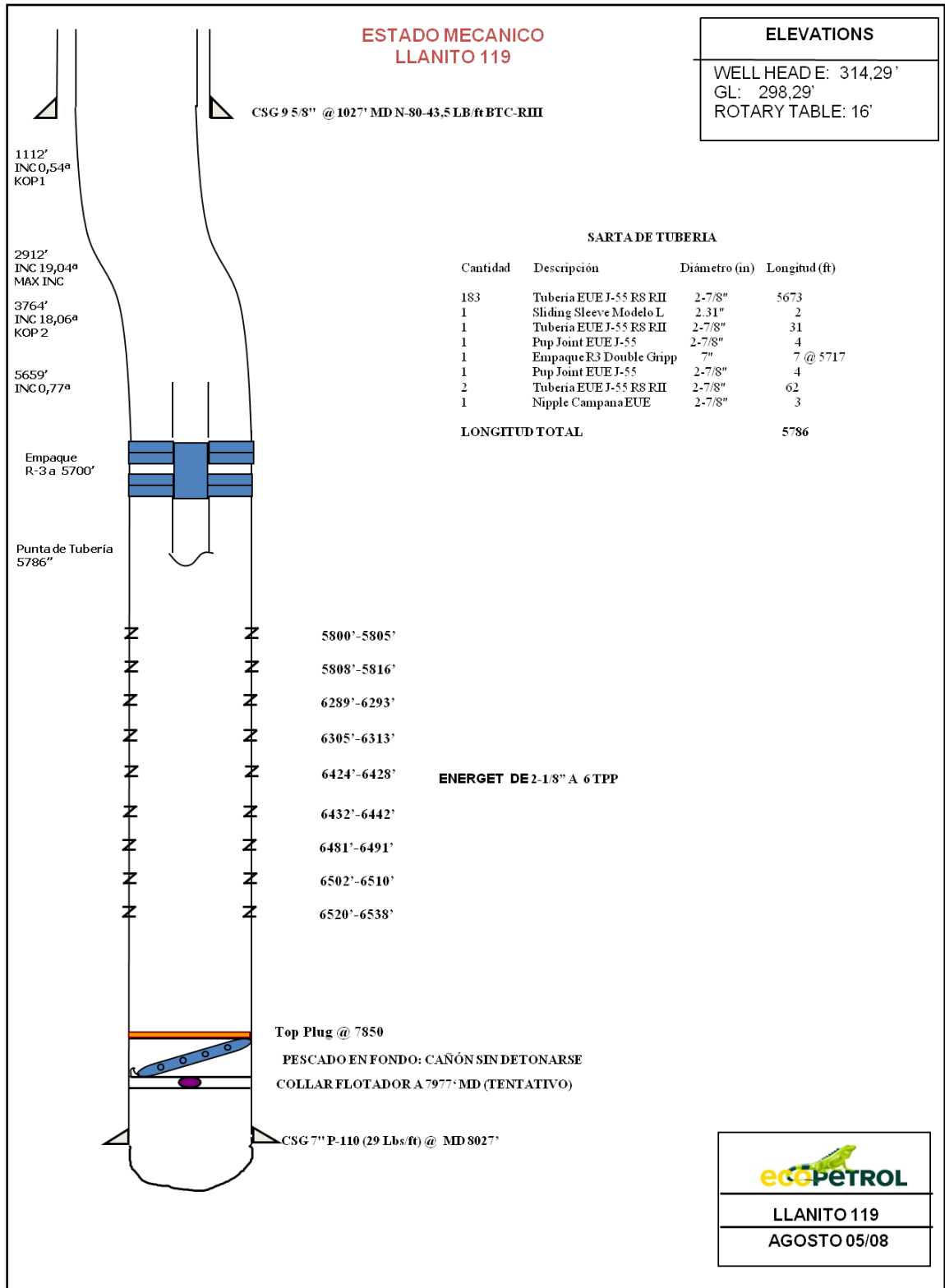


**ecopetrol**

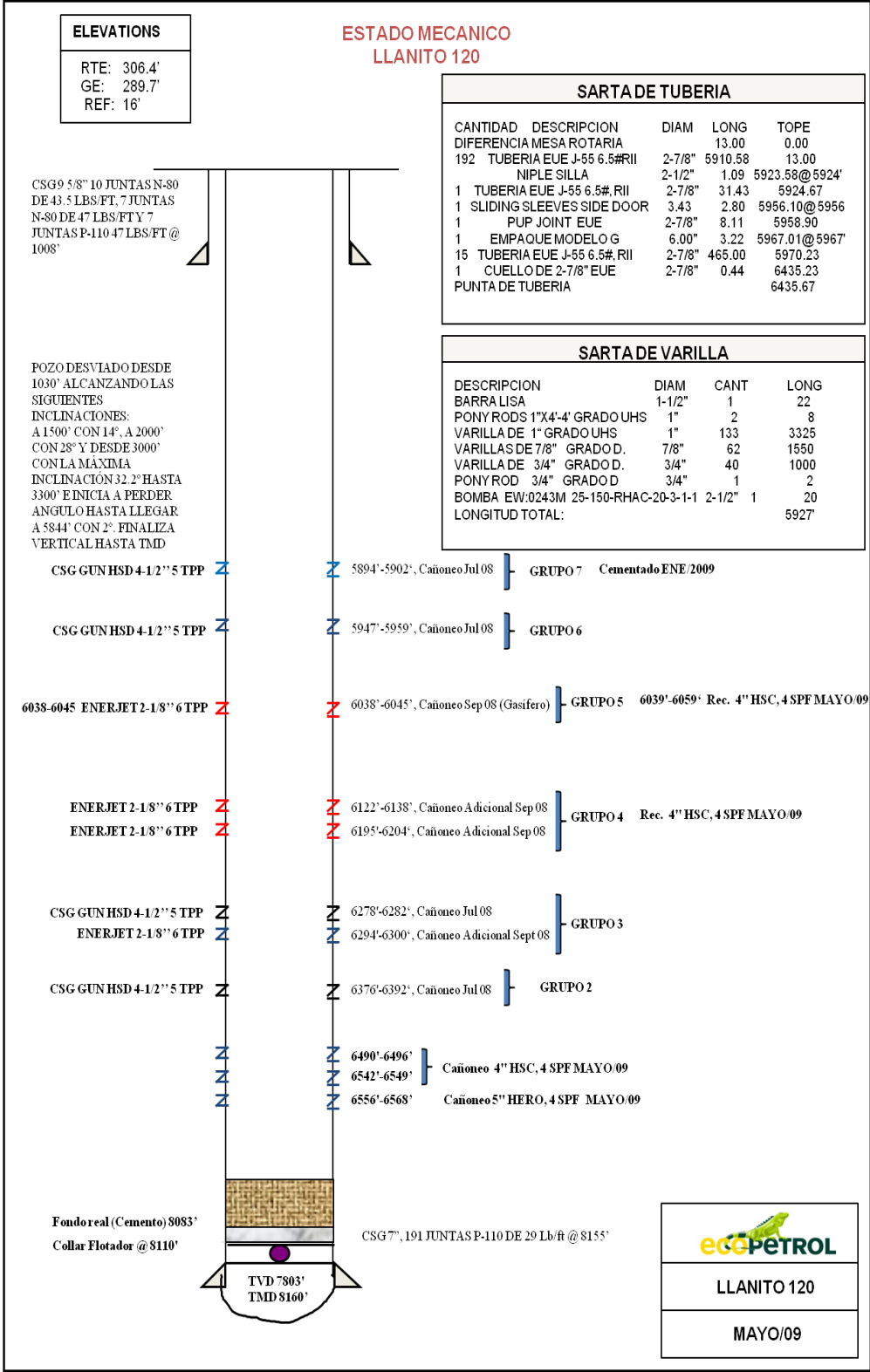
LLANITO 118

MAYO 2009

Fuente. Ecopetrol S.A



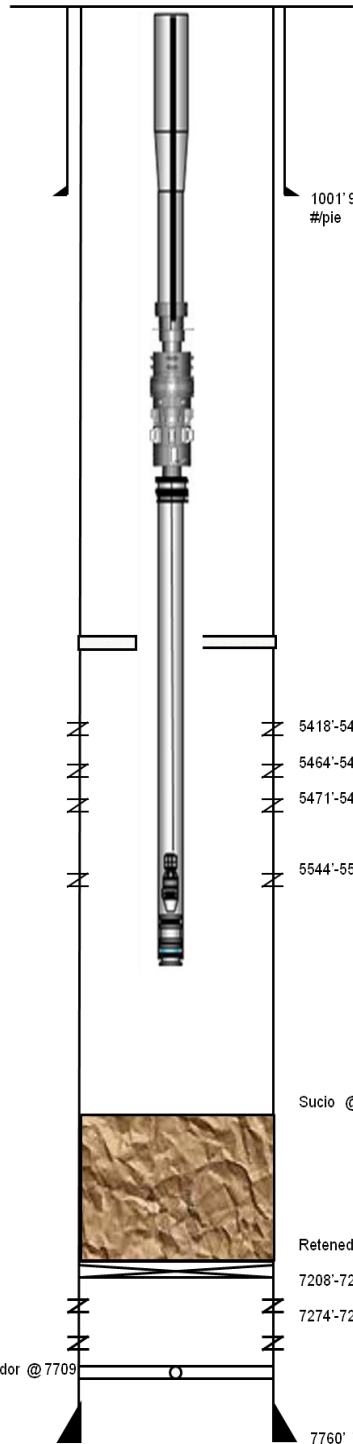
Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

ESTADO MECANICO  
LLANITO 122

ELEVATIONS	
RTE:	278.5'
GE:	262.5'



1001' 9 5/8", 20 juntas N-80, 43.5 #pie + 5 juntas N-80, 47 #pie

SARTA DE TUBERIA					
CANT	DESCRIPCION	DIAM(IN)	LONG(FT)	BASE(FT)	TOPE(FT)
1	Mesa Rotaria		16,00	16,00	0
173	Tuberia EUE N-80	2 7/8"	5320,89	5336,89	16,00
1	Pfr Cherokee	7"	3,48	5340,37	5336,89
24	Tuberia EUE N-80	2 7/8"	733,46	6073,83	5340,37
1	B.25-225-THC-22-3-2-2 2-1/2"		27,8	6101,63	6073,83
6	Tuberia EUE N-80	2 7/8"	184,15	6285,78	6101,63
<b>Punta de Tuberia</b>					<b>6285,78</b>

SARTA DE VARILLAS				
CANTIDAD	DESCRIPCION	DIAM(IN)	LONG(FT)	PROF(FT)
1	Barra lisa	1-1/2"	22	22
3	Pony rod	1"	13	35
46	Varillas UHS	1"	1150	1185
196	Varillas UHS (1 L, 1 C)	7/8"	4900	6085
1	Pony rod	7/8"	2	6087
1	Pistón	2-1/4"	3	6090

5418'-5430' CSG 4-1/2" 5 TPP OCT/08  
 5464'-5468' CSG 4-1/2" 5 TPP JUN/08  
 5471'-5477' CSG 4-1/2" 5 TPP JUN/08  
 5544'-5554' CSG 4-1/2" 5 TPP JUN/08

Sucio @ 6910' FONDO ABR/09

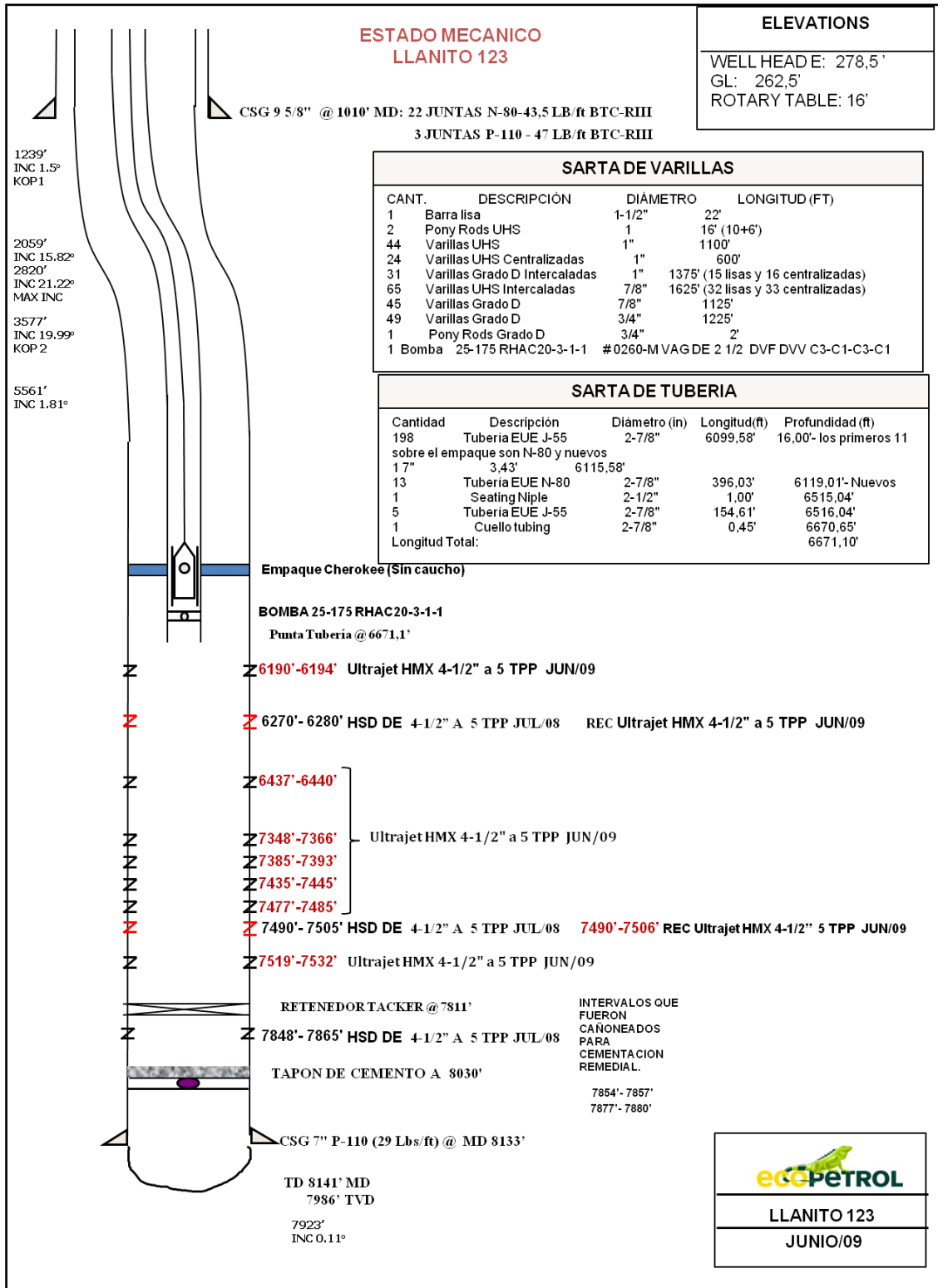
Retenedor Tacker @ 7187'  
 7208'-7220' CSG 4-1/2" 5 TPP MAY/08  
 7274'-7282' CSG 4-1/2" 5 TPP MAY/08

Collar Flotador @ 7709 ft

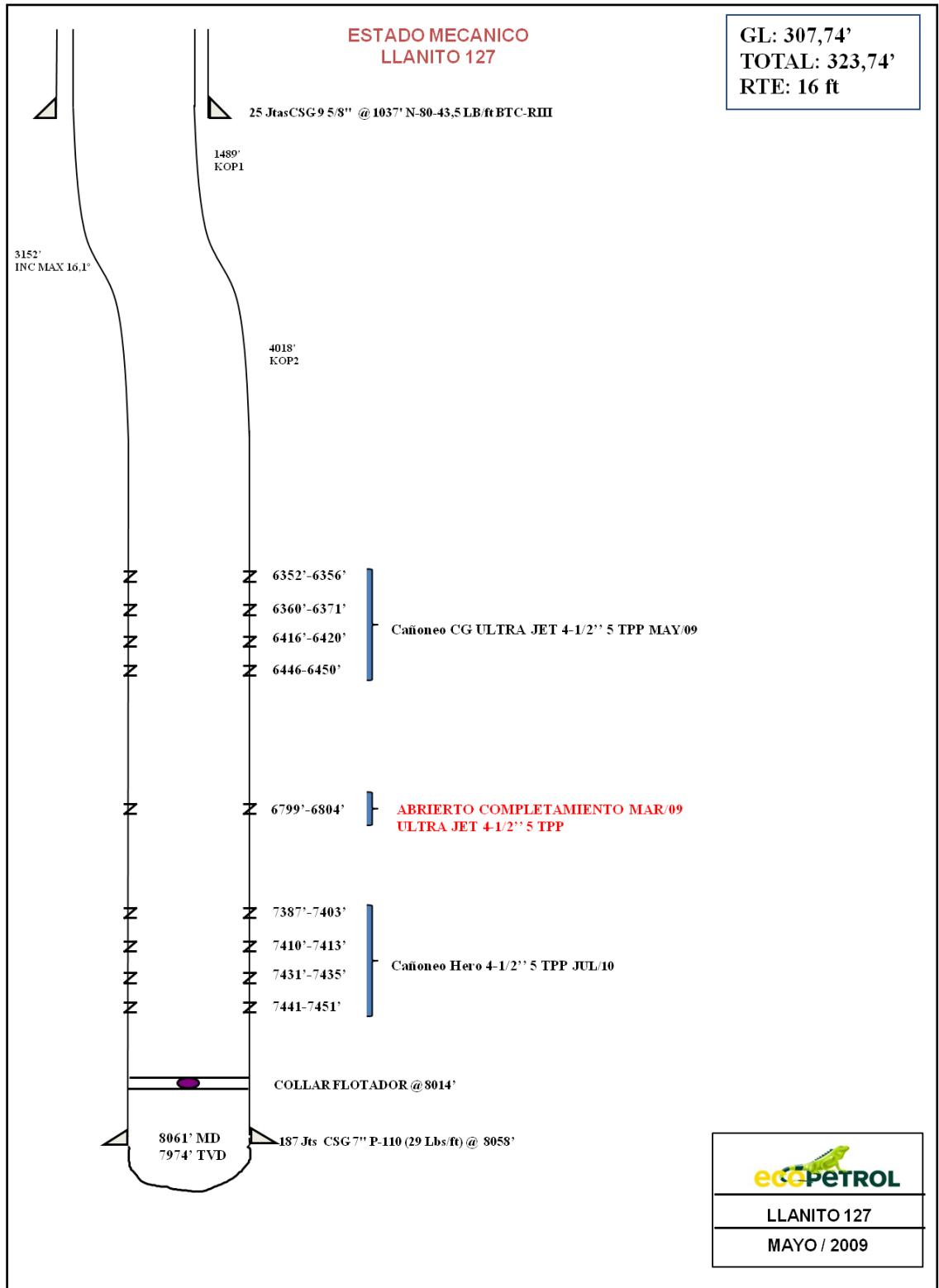
7760' 7", 166 juntas P-110, 29 #pie

<b>ECOPETROL</b>
<b>Llanito 122</b>
<b>JULIO 2010</b>

Fuente. Ecopetrol S.A



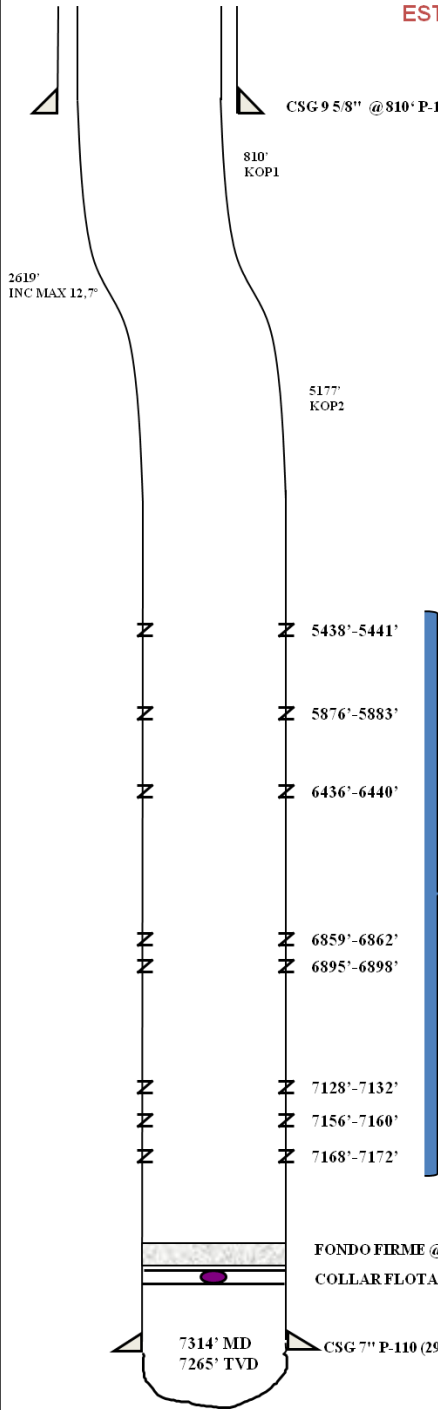
Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

**ESTADO MECANICO  
LLANITO 128**

**GL: 258ft  
TOTAL: 262ft  
RTE: 16ft**



CSG 9 5/8" @ 810' P-110-47 LB/ft BTC-RIII

**SARTA DE TUBERIA**

CANT	DESCRIPCION	DIAM(PULG)	LONG	TOPE	BASE
	E.M.R		16,00	00	16,00
158	Tuberia EUE,N-80,R8,RII	3-1/2	4841,92	16,00	57,92
01	Ancla Catcher B-2 csg 7 x 29#	7	3,24	4857,92	4861,16
03	Tuberia EUE,J-55,R8,RII	3-1/2	91,45	4861,16	4952,61
01	Seating Nipple	3-1/2	1,13	4952,61	4953,74
01	Tuberia EUE,J-55,R8,RII	3-1/2	31,53	4953,74	4985,27
01	Barril 30-275-THC-20-3-2-2	2-3/4	25,24	4985,27	5010,51
48	Tuberia EUE,J-55,R8,RII	3-1/2	1483,19	5010,51	6493,17

**SARTA DE VARILLAS**

CANT	DESCRIPCION	DIAMETRO (in)	LONGITUD (ft)
01	Barra lisa	1-1/2	26
05	Pony Rod UHS	1	20
49	Varillas Grado UHS	1	1225
40	Varillas Grado UHS Centralizada	1	1000
59	Varillas Grado UHS	7/8	1475
50	Varillas Grado UHS	3/4	1250
01	Pony Rod Grado UHS	3/4	2
01	Pistón Anillado sin anillos	2-3/4	3

28/06/09 CSG GUN 4-1/2" HMX 5 TPP

FONDO FIRME @ 7257'

COLLAR FLOTADOR @ 7263'

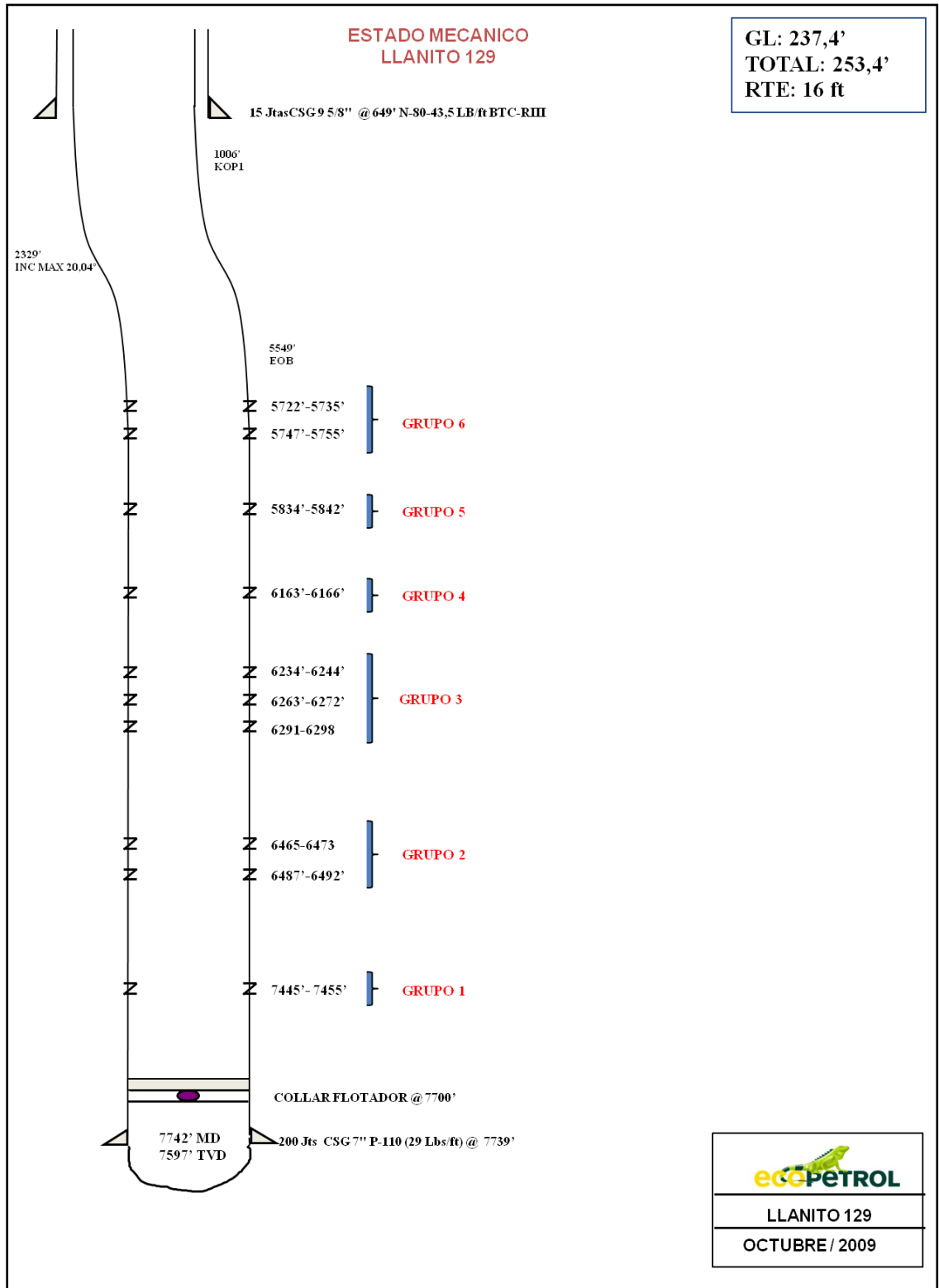
7314' MD  
7265' TVD

CSG 7" P-110 (29 Lbs/ft) @ 7309'

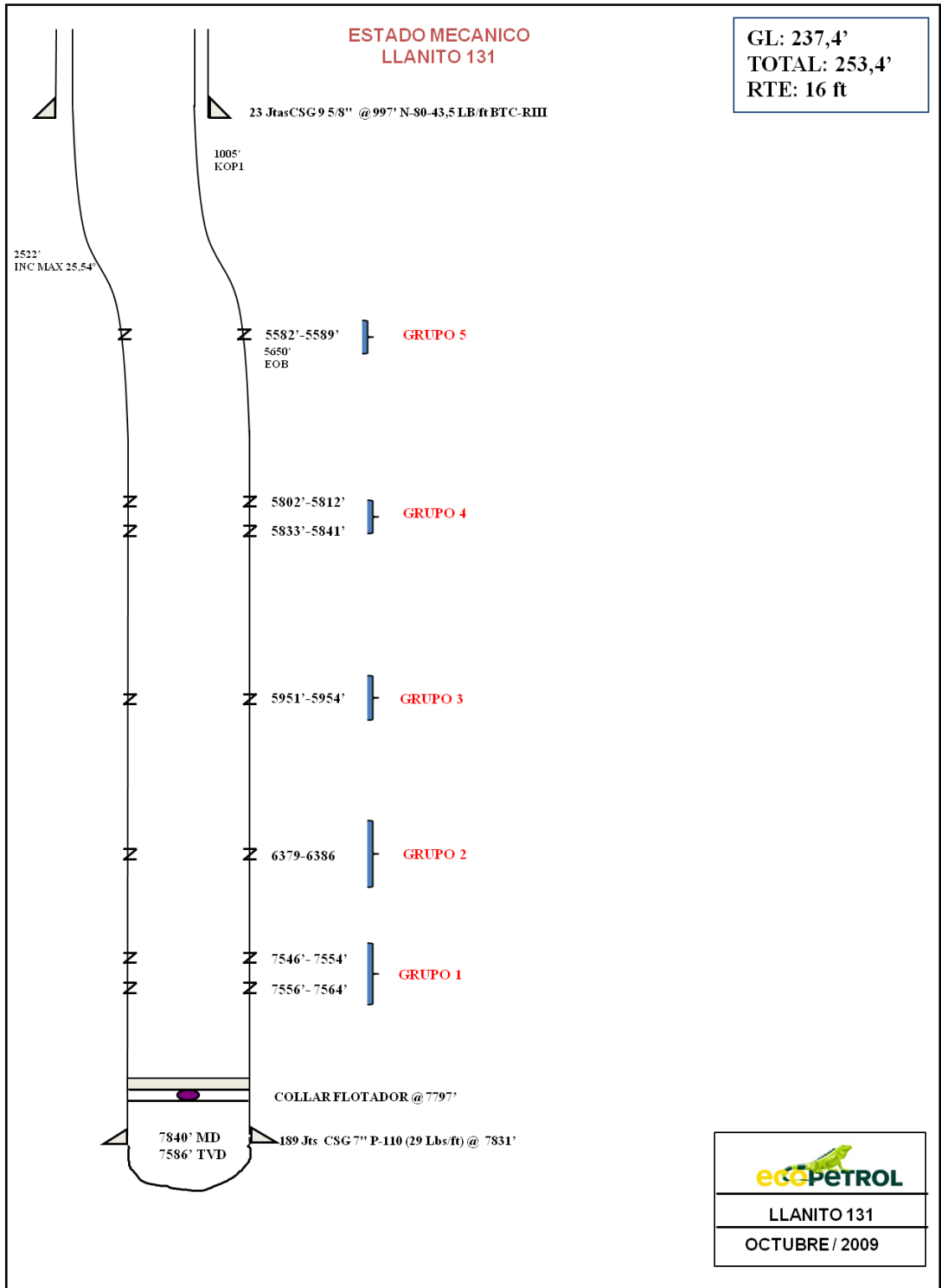


LLANITO 128

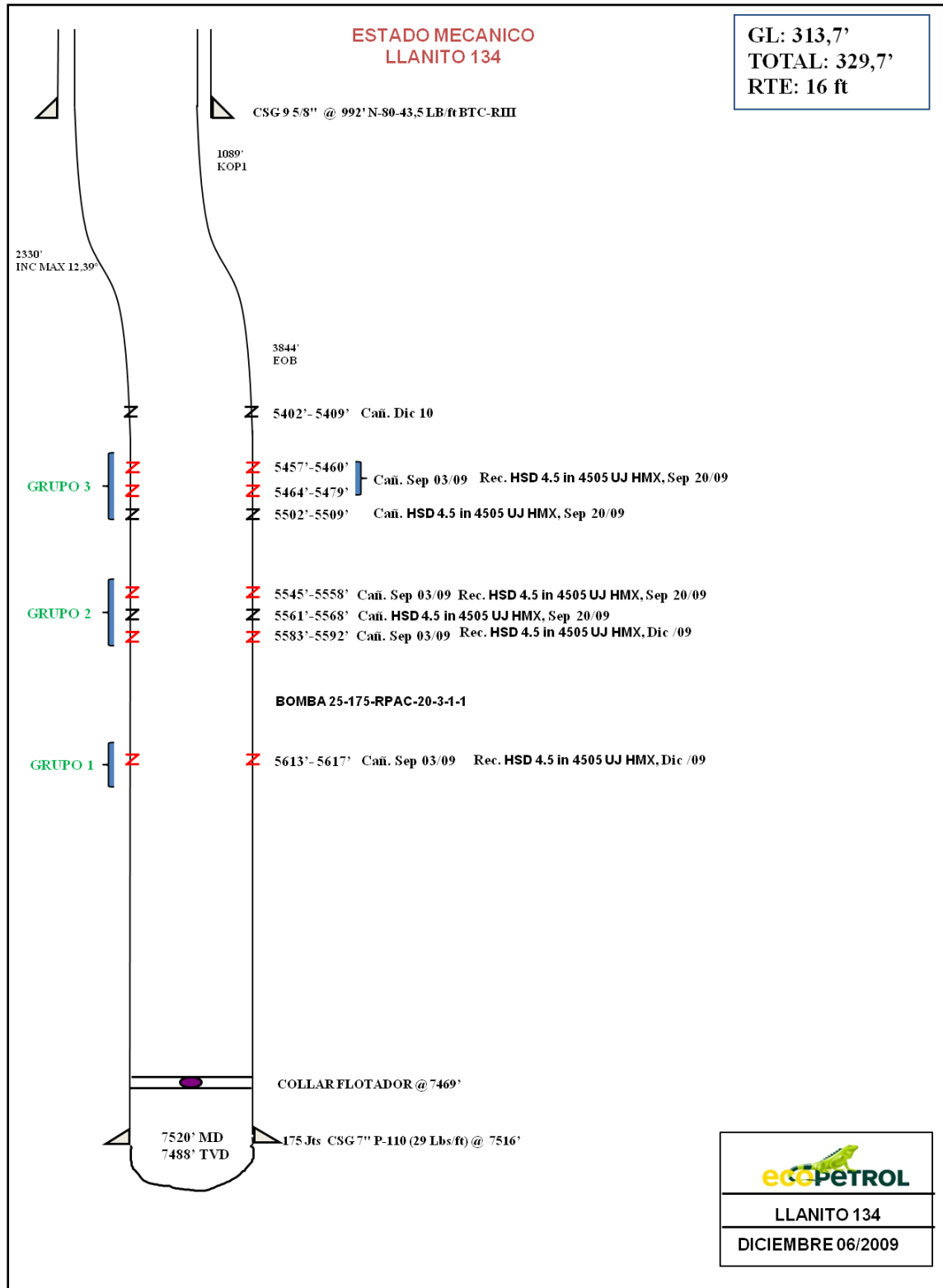
OCTUBRE / 2009



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A



Fuente. Ecopetrol S.A

## Anexo B. Información densidad óptima de perforaciones

En este anexo se muestran las tablas con los valores que se obtuvieron en cuenta para la construcción de las curvas IPR para determinar la densidad de cañoneo óptima para cada pozo estudiado.

<b>LLANITO 23</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	2 TPP	4 TPP	8 TPP	12 TPP	16 TPP
0	41,1110742	44,2330819	45,2821992	45,788664	45,8440995
100	41,8843529	44,4706531	45,433327	45,8898815	45,9217497
200	42,3365906	44,4306674	45,3018965	45,7204548	45,7312749
300	42,4677873	44,1131248	44,8879076	45,2803837	45,272675
400	42,277943	43,5180254	44,1913605	44,5696684	44,5459502
500	41,7670578	42,645369	43,212255	43,5883088	43,5511005
600	40,9351316	41,4951558	41,9505911	42,3363049	42,2881257
700	39,7821644	40,0673857	40,406369	40,8136567	40,757026
800	38,3081563	38,3620587	38,5795885	39,0203642	38,9578013
900	36,5131072	36,3791748	36,4702497	36,9564274	36,8904516
1000	34,3970171	34,118734	34,0783526	34,6218463	34,5549769
1100	31,9598861	31,5807363	31,4038971	32,0166209	31,9513773
1200	29,2017141	28,7651818	28,4468834	29,1407512	29,0796527
1300	26,1225011	25,6720704	25,2073113	25,9942372	25,9398031
1400	22,7222472	22,3014021	21,6851808	22,577079	22,5318285
1500	19,0009523	18,6531769	17,8804921	18,8892764	18,8557289
1600	14,9586164	14,7273948	13,793245	14,9308295	14,9115044
1700	10,5952396	10,5240558	9,42343963	10,7017384	10,6991549
1800	5,91082176	6,04316	4,77107591	6,20200294	6,21868039
1900	0,90536299	1,28470727	1,16501534	1,4316232	1,47008091

<b>LLANITO 23</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	41,1110742
4	44,2330819
8	45,2821992
12	45,788664
16	45,8440995

<b>LLANITO 25</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	60,0351721	63,1887001	64,4320929	64,7466398	64,9907383
100	61,1644035	63,5280799	64,6471328	64,8897647	65,1008187
200	61,8248135	63,4709587	64,4601202	64,6501899	64,8307927
300	62,0164022	63,0173367	63,8710555	64,0279153	64,1806602
400	61,7391695	62,1672136	62,8799372	63,022941	63,1504211
500	60,9931155	60,9205897	61,4867669	61,6352671	61,7400756
600	59,7782401	59,2774647	59,691544	59,8648934	59,9496236
700	58,0945433	57,2378389	57,4942685	57,7118199	57,779065
800	55,9420252	54,8017121	54,8949405	55,1760468	55,2284
900	53,3206857	51,9690843	51,8935599	52,257574	52,2976285
1000	50,2305249	48,7399556	48,4901268	48,9564014	48,9867504
1100	46,6715427	45,114326	44,6846411	45,2725291	45,2957659
1200	42,6437392	41,0921954	40,4771028	41,2059571	41,2246748
1300	38,1471143	36,6735639	35,867512	36,7566854	36,7734773
1400	33,181668	31,8584314	30,8558686	31,924714	31,9421732
1500	27,7474004	26,646798	25,4421726	26,7100428	26,7307627
1600	21,8443114	21,0386637	19,6264241	21,112672	21,1392456
1700	15,4724011	15,0340284	13,408623	15,1326014	15,167622
1800	8,63166939	8,63289213	6,78876935	8,76983113	8,81589198
1900	1,32211633	1,83525494	1,23313686	2,02436113	2,08405541

<b>LLANITO 25</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	60,0351721
4	63,1887001
8	64,4320929
12	64,7466398
16	64,9907383

<b>LLANITO 36</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	170,359146	184,989034	189,807061	191,295125	192,305833
100	173,563516	185,982591	190,440535	191,71799	192,631558
200	175,437532	185,815365	189,889625	191,010162	191,832558
300	175,981195	184,487357	188,154329	189,17164	189,908834
400	175,194504	181,998566	185,234648	186,202426	186,860384
500	173,077459	178,348993	181,130582	182,102518	182,68721
600	169,630061	173,538638	175,842131	176,871916	177,389311
700	164,85231	167,567501	169,369294	170,510622	170,966687
800	158,744204	160,435581	161,712073	163,018634	163,419338
900	151,305746	152,142879	152,870466	154,395953	154,747265
1000	142,536933	142,689394	142,844474	144,642578	144,950467
1100	132,437767	132,075127	131,634097	133,758511	134,028943
1200	121,008248	120,300078	119,239335	121,74375	121,982695
1300	108,248375	107,364247	105,660187	108,598296	108,811722
1400	94,158148	93,2676327	90,8966549	94,3221481	94,5160246
1500	78,7375678	78,0102365	74,9487372	78,9153074	79,0956021
1600	61,9866339	61,592058	57,8164343	62,3777734	62,5504547
1700	43,9053465	44,0130971	39,4997462	44,7095461	44,8805824
1800	24,4937055	25,2733539	19,998673	25,9106256	26,0859854
1900	3,75171089	5,37282836	2,80557175	5,98101179	6,16666348

<b>LLANITO 36</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	170,359146
4	184,989034
8	189,807061
12	191,295125
16	192,305833

<b>LLANITO 39</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	102,772362	110,530218	112,837423	113,709102	114,252663
100	104,705458	111,123864	113,214014	113,96046	114,446183
200	105,835994	111,023947	112,886506	113,539715	113,971482
300	106,163969	110,230468	111,854899	112,446866	112,828559
400	105,689383	108,743425	110,119193	110,681914	111,017416
500	104,412236	106,56282	107,679388	108,244858	108,538051
600	102,332528	103,688652	104,535484	105,135699	105,390466
700	99,4502594	100,12092	100,687481	101,354437	101,574659
800	95,76543	95,8596265	96,1353783	96,9010708	97,0906311
900	91,2780397	90,9047697	90,879177	91,7756013	91,9383823
1000	85,9880885	85,25635	84,9188766	85,9780284	86,1179124
1100	79,8955765	78,9143674	78,2544772	79,508352	79,6292215
1200	73,0005037	71,878822	70,8859788	72,3665721	72,4723095
1300	65,30287	64,1497137	62,8133813	64,5526887	64,6471764
1400	56,8026755	55,7270425	54,0366848	56,0667019	56,1538223
1500	47,4999201	46,6108085	44,5558892	46,9086117	46,9922471
1600	37,3946039	36,8010116	34,3709946	37,0784179	37,1624508
1700	26,4867269	26,2976518	23,4820009	26,5761207	26,6644335
1800	14,776289	15,1007292	11,8889082	15,4017201	15,4981951
1900	2,26329023	3,21024375	3,40733553	3,55521595	3,66373561

<b>LLANITO 39</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	102,772362
4	110,530218
8	112,837423
12	113,709102
16	114,252663

<b>LLANITO 57</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	94,6372305	100,313712	102,501699	103,036418	103,628796
100	96,4173092	100,852486	102,843794	103,264184	103,804321
200	97,4583552	100,761805	102,546286	102,88293	103,37376
300	97,7603685	100,041668	101,609172	101,892655	102,337113
400	97,3233492	98,6920753	100,032454	100,293361	100,69438
500	96,1472971	96,7130272	97,816131	98,0850459	98,4455609
600	94,2322124	94,1045235	94,9602033	95,267711	95,5906558
700	91,5780949	90,8665642	91,464671	91,8413561	92,1296647
800	88,1849448	86,9991492	87,3295339	87,8059809	88,0625875
900	84,052762	82,5022787	82,5547921	83,1615856	83,3894244
1000	79,1815464	77,3759526	77,1404455	77,9081702	78,1101751
1100	73,5712982	71,6201708	71,0864943	72,0457347	72,2248399
1200	67,2220173	65,2349335	64,3929383	65,574279	65,7334186
1300	60,1337037	58,2202405	57,0597777	58,4938031	58,6359113
1400	52,3063574	50,576092	49,0870123	50,8043071	50,9323179
1500	43,7399784	42,3024878	40,4746422	42,505791	42,6226385
1600	34,4345667	33,3994281	31,2226674	33,5982547	33,706873
1700	24,3901223	23,8669127	21,3310878	24,0816983	24,1850215
1800	13,6066452	13,7049417	10,7999036	13,9561217	14,057084
1900	2,08413541	2,91351516	1,37088542	3,22152502	3,32306046

<b>LLANITO 57</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	94,6372305
4	100,313712
8	102,501699
12	103,036418
16	103,628796

<b>LLANITO 69</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	22,4356864	24,3936151	25,0651851	25,4417814	25,5309623
100	22,8576904	24,5246306	25,1488393	25,4980215	25,5742063
200	23,1044916	24,5025794	25,0760881	25,403882	25,4681293
300	23,17609	24,3274613	24,8469317	25,1593632	25,2127312
400	23,0724857	23,9992765	24,46137	24,7644649	24,8080121
500	22,7936785	23,5180248	23,9194029	24,2191872	24,253972
600	22,3396686	22,8837064	23,2210305	23,5235301	23,5506108
700	21,7104559	22,0963212	22,3662528	22,6774936	22,6979285
800	20,9060405	21,1558692	21,3550698	21,6810776	21,6959252
900	19,9264222	20,0623504	20,1874815	20,5342822	20,5446009
1000	18,7716012	18,8157648	18,8634878	19,2371074	19,2439556
1100	17,4415774	17,4161124	17,3830889	17,7895532	17,7939891
1200	15,9363508	15,8633933	15,7462846	16,1916195	16,1947017
1300	14,2559214	14,1576073	13,953075	14,4433064	14,4460932
1400	12,4002893	12,2987546	12,0034601	12,5446139	12,5481637
1500	10,3694543	10,2868351	9,89743986	10,4955419	10,5009131
1600	8,16341662	8,12184874	7,63501431	8,29609054	8,30434147
1700	5,78217613	5,80379563	5,21618345	5,94625974	5,9584488
1800	3,22573287	3,33267574	2,64094727	3,44604952	3,4632351
1900	0,49408682	0,70848906	1,31296752	0,79545987	0,81870035

<b>LLANITO 69</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	22,4356864
4	24,3936151
8	25,0651851
12	25,4417814
16	25,5309623

<b>LLANITO 75</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	574,995377	625,263163	642,587399	643,122583	643,696138
100	585,810751	628,621385	644,732013	644,54423	644,786422
200	592,135922	628,056161	642,866918	642,164554	642,111968
300	593,970889	623,567492	636,992114	635,983557	635,672777
400	591,315654	615,155377	627,107602	626,001237	625,468848
500	584,170216	602,819816	613,213382	612,217595	611,500181
600	572,534574	586,56081	595,309453	594,632632	593,766776
700	556,40873	566,378358	573,395816	573,246346	572,268634
800	535,792682	542,27246	547,47247	548,058738	547,005754
900	510,686432	514,243116	517,539415	519,069809	517,978136
1000	481,089978	482,290327	483,596652	486,279557	485,18578
1100	447,003321	446,414092	445,644181	449,687983	448,628686
1200	408,426461	406,614411	403,682001	409,295087	408,306855
1300	365,359399	362,891285	357,710113	365,100869	364,220286
1400	317,802133	315,244713	307,728516	317,640698	317,09241
1500	265,754664	263,674695	253,73721	265,756387	265,358337
1600	209,216991	208,181231	195,736197	210,064337	209,850917
1700	148,189116	148,764322	133,725474	150,564546	150,570151
1800	82,671038	85,4239671	67,7050433	87,2570161	87,5160378
1900	12,6627567	18,1601664	18,3250961	20,1417461	20,6885784

<b>LLANITO 75</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	574,995377
4	625,263163
8	642,587399
12	643,122583
16	643,696138

<b>LLANITO 84</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	46,128442	50,2766188	51,8349474	52,2530582	52,4916878
100	46,9960948	50,5466492	52,0079447	52,3685655	52,5805975
200	47,5035255	50,5012002	51,857495	52,1752193	52,362503
300	47,650734	50,140272	51,3835982	51,6730195	51,8374043
400	47,4377203	49,4638645	50,5862543	50,8619662	51,0053013
500	46,8644845	48,4719777	49,4654633	49,7420593	49,8661941
600	45,9310265	47,1646116	48,0212252	48,3132988	48,4200827
700	44,6373464	45,5417662	46,2535399	46,5756847	46,6669671
800	42,9834442	43,6034415	44,1624076	44,5292171	44,6068472
900	40,9693198	41,3496375	41,7478282	42,173896	42,239723
1000	38,5949732	38,7803542	39,0098017	39,5097212	39,5655947
1100	35,8604045	35,8955916	35,9483281	36,5366929	36,5844621
1200	32,7656136	32,6953497	32,5634074	33,2548111	33,2963252
1300	29,3106006	29,1796285	28,8550396	29,6640756	29,7011842
1400	25,4953654	25,348428	24,8232247	25,7644866	25,7990389
1500	21,3199081	21,2017482	20,4679628	21,5560441	21,5898893
1600	16,7842286	16,7395891	15,7892537	17,038748	17,0737356
1700	11,888327	11,9619507	10,7870975	12,2125983	12,2505776
1800	6,63220321	6,86883297	5,4614942	7,07759503	7,12041533
1900	1,01585728	1,46023598	1,18755617	1,63373822	1,68324886

<b>LLANITO 84</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	46,128442
4	50,2766188
8	51,8349474
12	52,2530582
16	52,4916878

<b>LLANITO 93</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	381,655255	413,932866	424,19829	425,144936	425,87697
100	388,833998	416,156055	425,614038	426,084734	426,598315
200	393,032353	415,781869	424,382812	424,511618	424,828865
300	394,25032	412,810308	420,504614	420,425585	420,56862
400	392,487898	407,241371	413,979442	413,826637	413,817579
500	387,745087	399,07506	404,807297	404,714773	404,575744
600	380,021888	388,311372	392,98818	393,089993	392,843114
700	369,318301	374,95031	378,522089	378,952298	378,619689
800	355,634325	358,991872	361,409026	362,301687	361,905469
900	338,969961	340,436058	341,648989	343,138161	342,700454
1000	319,325208	319,28287	319,241979	321,461719	321,004644
1100	296,700066	295,532306	294,187997	297,272361	296,818039
1200	271,094537	269,184367	266,487041	270,570087	270,140639
1300	242,508618	240,239052	236,139113	241,354898	240,972444
1400	210,942311	208,696362	203,144211	209,626793	209,313454
1500	176,395616	174,556296	167,502337	175,385772	175,16367
1600	138,868532	137,818856	129,213489	138,631836	138,52309
1700	98,3610603	98,4840396	88,2776687	99,3649844	99,3917147
1800	54,8731996	56,5518482	44,6948752	57,5852168	57,7695447
1900	8,40495043	12,0222815	12,5348913	13,2925336	13,6565798

<b>LLANITO 93</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	381,655255
4	413,932866
8	424,19829
12	425,144936
16	425,87697

<b>LLANITO 94</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	63,4302418	68,3025584	69,6169195	70,2290133	70,5340295
100	64,6233328	68,6694042	69,8492636	70,3842572	70,6534991
200	65,3210899	68,6076602	69,6472022	70,1243965	70,3604416
300	65,5235132	68,1173265	69,0107351	69,4494313	69,654857
400	65,2306026	67,1984031	67,9398624	68,3593616	68,5367452
500	64,4423582	65,8508899	66,4345842	66,8541874	67,0061062
600	63,15878	64,074787	64,4949004	64,9339086	65,0629402
700	61,3798679	61,8700943	62,120811	62,5985253	62,707247
800	59,105622	59,2368119	59,312316	59,8480375	59,9390267
900	56,3360423	56,1749397	56,0694154	56,6824451	56,7582792
1000	53,0711287	52,6844778	52,3921093	53,1017482	53,1650046
1100	49,3108813	48,7654261	48,2803976	49,1059468	49,1592028
1200	45,0553	44,4177847	43,7342802	44,6950408	44,740874
1300	40,3043849	39,6415536	38,7537573	39,8690304	39,9100179
1400	35,058136	34,4367327	33,3388289	34,6279154	34,6666348
1500	29,3165532	28,803322	27,4894948	28,9716958	29,0107245
1600	23,0796366	22,7413217	21,2057551	22,9003718	22,942287
1700	16,3473862	16,2507315	14,4876099	16,4139432	16,4613225
1800	9,11980191	9,33155165	7,3350591	9,51241005	9,56783076
1900	1,39688379	1,98378203	1,2518973	2,1957724	2,26181191

<b>LLANITO 94</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	63,4302418
4	68,3025584
8	69,6169195
12	70,2290133
16	70,5340295

<b>LLANITO 95</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	239,276468	250,930661	256,412587	258,778092	259,390187
100	243,777138	252,278383	257,268355	259,350131	259,829539
200	246,409271	252,051547	256,524124	258,392603	258,751815
300	247,172868	250,250154	254,179892	255,905508	256,157014
400	246,067928	246,874204	250,235661	251,888847	252,045138
500	243,094451	241,923695	244,69143	246,342619	246,416185
600	238,252438	235,39863	237,547199	239,266824	239,270156
700	231,541888	227,299006	228,802968	230,661463	230,607051
800	222,962802	217,624826	218,458738	220,526535	220,42687
900	212,515179	206,376087	206,514508	208,86204	208,729613
1000	200,199019	193,552791	192,970277	195,667979	195,51528
1100	186,014323	179,154938	177,826047	180,944351	180,78387
1200	169,96109	163,182527	161,081818	164,691156	164,535385
1300	152,03932	145,635559	142,737588	146,908395	146,769823
1400	132,249014	126,514032	122,793358	127,596067	127,487185
1500	110,590171	105,817949	101,249129	106,754172	106,687471
1600	87,0627916	83,5473079	78,1048999	84,3827108	84,3706815
1700	61,6668754	59,7021092	53,360671	60,4816827	60,5368154
1800	34,4024226	34,2823531	27,0164421	35,051088	35,1858731
1900	5,26943315	7,2880394	7,92778649	8,09092663	8,31785481

<b>LLANITO 95</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	239,276468
4	250,930661
8	256,412587
12	258,778092
16	259,390187

<b>LLANITO 98</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	211,223397	227,062818	231,204012	232,533428	232,688656
100	215,196403	228,282348	231,975647	233,047452	233,082781
200	217,519941	228,077089	231,304583	232,187034	232,115997
300	218,194013	226,447039	229,190819	229,952175	229,788304
400	217,218618	223,3922	225,634355	226,342874	226,099703
500	214,593755	218,91257	220,635192	221,359131	221,050192
600	210,319426	213,008151	214,193329	215,000947	214,639773
700	204,395629	205,678942	206,308765	207,268321	206,868445
800	196,822366	196,924943	196,981503	198,161253	197,736208
900	187,599635	186,746154	186,21154	187,679744	187,243062
1000	176,727437	175,142575	173,998878	175,823793	175,389008
1100	164,205772	162,114207	160,343515	162,593401	162,174044
1200	150,03464	147,661048	145,245454	147,988567	147,598172
1300	134,214041	131,7831	128,704692	132,009292	131,661391
1400	116,743975	114,480361	110,72123	114,655574	114,363701
1500	97,6244418	95,752833	91,2950691	95,9274155	95,7051019
1600	76,8554416	75,6005148	70,4262082	75,824815	75,6855942
1700	54,4369742	54,0234067	48,1146474	54,3477729	54,3051776
1800	30,3690398	31,0215088	24,3603869	31,4962892	31,5638521
1900	4,65163825	6,59482089	6,83657343	7,27036391	7,46161785

<b>LLANITO 98</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	211,223397
4	227,062818
8	231,204012
12	232,533428
16	232,688656

<b>LLANITO 101</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	82,5208403	88,1253892	89,4456259	90,2727259	90,3326557
100	84,0730158	88,5987013	89,7441477	90,4722772	90,48566
200	84,9807769	88,519038	89,4845338	90,138251	90,1103424
300	85,2441235	87,8863992	88,6667844	89,2706473	89,2067029
400	84,8630556	86,7007849	87,2908994	87,8694663	87,7747415
500	83,8375733	84,9621952	85,3568789	85,9347077	85,8144582
600	82,1676766	82,6706301	82,8647227	83,4663718	83,3258531
700	79,8533654	79,8260895	79,814431	80,4644584	80,308926
800	76,8946398	76,4285734	76,2060037	76,9289675	76,763677
900	73,2914997	72,4780819	72,0394409	72,8598992	72,6901062
1000	69,0439451	67,974615	67,3147425	68,2572535	68,0882135
1100	64,1519761	62,9181726	62,0319085	63,1210303	62,9579988
1200	58,6155927	57,3087547	56,1909389	57,4512296	57,2994623
1300	52,4347948	51,1463614	49,7918337	51,2478516	51,1126039
1400	45,6095824	44,4309926	42,834593	44,5108961	44,3974236
1500	38,1399556	37,1626484	35,3192167	37,2403631	37,1539214
1600	30,0259144	29,3413288	27,2457049	29,4362527	29,3820973
1700	21,2674586	20,9670337	18,6140574	21,0985649	21,0819513
1800	11,8645885	12,0397631	9,4242744	12,2272996	12,2534834
1900	1,81730387	2,55951706	2,32364419	2,82245686	2,89669367

<b>LLANITO 101</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	82,5208403
4	88,1253892
8	89,4456259
12	90,2727259
16	90,3326557

<b>LLANITO 108</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	60,2535048	63,9529516	64,7585506	65,248315	65,0389067
100	61,386843	64,2964361	64,97468	65,3925488	65,1490688
200	62,0496547	64,2386241	64,7867199	65,1511177	64,8788426
300	62,2419402	63,7795156	64,19467	64,5240215	64,2282283
400	61,9636993	62,9191105	63,1985306	63,5112605	63,1972257
500	61,214932	61,657409	61,7983015	62,1128344	61,7858348
600	59,9956384	59,9944109	59,9939827	60,3287433	59,9940558
700	58,3058185	57,9301162	57,7855743	58,1589873	57,8218885
800	56,1454722	55,4645251	55,1730763	55,6035663	55,269333
900	53,5145996	52,5976374	52,1564887	52,6624803	52,3363893
1000	50,4132007	49,3294532	48,7358114	49,3357293	49,0230574
1100	46,8412754	45,6599725	44,9110444	45,6233134	45,3293372
1200	42,7988237	41,5891953	40,6821879	41,5252324	41,2552289
1300	38,2858457	37,1171215	36,0492416	37,0414865	36,8007323
1400	33,3023414	32,2437512	31,0122058	32,1720756	31,9658474
1500	27,8483107	26,9690844	25,5710803	26,9169997	26,7505744
1600	21,9237537	21,293121	19,7258652	21,2762589	21,1549131
1700	15,5286703	15,2158612	13,4765604	15,2498531	15,1788637
1800	8,66306059	8,7373048	6,82316596	8,83778224	8,82242596
1900	1,32692453	1,85745189	1,23431809	2,04004645	2,08560003

<b>LLANITO 108</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	60,2535048
4	63,9529516
8	64,7585506
12	65,248315
16	65,0389067

<b>LLANITO 109</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	120,286751	127,637354	131,060189	132,43344	132,423684
100	122,549284	128,322881	131,497598	132,726189	132,647981
200	123,872485	128,207499	131,117199	132,23616	132,097782
300	124,256353	127,29121	129,918992	130,963353	130,773087
400	123,700888	125,574013	127,902977	128,907768	128,673895
500	122,206091	123,055908	125,069153	126,069406	125,800206
600	119,771961	119,736895	121,417522	122,448265	122,152021
700	116,398498	115,616974	116,948082	118,044347	117,729339
800	112,085703	110,696145	111,660835	112,857651	112,53216
900	106,833575	104,974408	105,555779	106,888176	106,560485
1000	100,642114	98,4517637	98,6329158	100,135924	99,8143138
1100	93,5113207	91,128211	90,8922441	92,6008942	92,2936458
1200	85,4411947	83,0037504	82,3337644	84,2830863	83,9984811
1300	76,4317361	74,0783819	72,9574765	75,1825004	74,9288199
1400	66,4829448	64,3521054	62,7633807	65,2991366	65,0846622
1500	55,5948208	53,824921	51,7514767	54,6329949	54,4660079
1600	43,7673642	42,4968287	39,9217648	43,1840753	43,072857
1700	31,000575	30,3678284	27,2742447	30,9523778	30,9052095
1800	17,294453	17,4379202	13,8089166	17,9379023	17,9630655
1900	2,64899845	3,70710403	3,47421959	4,14064897	4,24642499

<b>LLANITO 109</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	120,286751
4	127,637354
8	131,060189
12	132,43344
16	132,423684

<b>LLANITO 111</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	88,0834155	92,3331231	96,1682235	97,5551552	97,7814469
100	89,7402203	92,8290345	96,4891817	97,7708045	97,9470678
200	90,7091718	92,7455675	96,2100556	97,4098319	97,5408017
300	90,9902701	92,082722	95,3308454	96,4722375	96,5626485
400	90,5835152	90,8404981	93,851551	94,9580211	95,0126082
500	89,4889071	89,0188957	91,7721724	92,8671828	92,8906808
600	87,7064458	86,6179149	89,0927096	90,1997227	90,1968663
700	85,2361312	83,6375557	85,8131626	86,9556407	86,9311648
800	82,0779634	80,077818	81,9335314	83,1349367	83,0935762
900	78,2319424	75,9387019	77,453816	78,7376109	78,6841005
1000	73,6980681	71,2202074	72,3740164	73,7636632	73,7027377
1100	68,4763406	65,9223344	66,6941326	68,2130936	68,1494878
1200	62,56676	60,045083	60,4141646	62,0859021	62,0243508
1300	55,9693261	53,5884531	53,5341124	55,3820887	55,3273268
1400	48,6840389	46,5524448	46,053976	48,1016534	48,0584157
1500	40,7108986	38,937058	37,9737555	40,2445962	40,2176174
1600	32,049905	30,7422928	29,2934507	31,8109171	31,8049321
1700	22,7010582	21,9681492	20,0130617	22,8006161	22,8203598
1800	12,6643582	12,6146271	10,1325886	13,2136932	13,2639003
1900	1,93980492	2,68172664	2,34796879	3,05014847	3,13555376

<b>LLANITO 111</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	88,0834155
4	92,3331231
8	96,1682235
12	97,5551552
16	97,7814469

<b>LLANITO 112</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	140,962663	147,190096	150,766231	151,901062	152,101381
100	143,614099	147,980638	151,269409	152,236845	152,359008
200	145,164743	147,847582	150,831813	151,674782	151,727052
300	145,614593	146,790927	149,453445	150,214873	150,205511
400	144,963651	144,810672	147,134304	147,857119	147,794386
500	143,211915	141,906819	143,874391	144,601519	144,493677
600	140,359386	138,079367	139,673705	140,448074	140,303384
700	136,406064	133,328317	134,532246	135,396783	135,223508
800	131,351948	127,653667	128,450015	129,447646	129,254047
900	125,19704	121,055418	121,427011	122,600663	122,395002
1000	117,941338	113,533571	113,463235	114,855834	114,646373
1100	109,584843	105,088124	104,558685	106,21316	106,008159
1200	100,127555	95,7190793	94,7133636	96,6726404	96,4803623
1300	89,5694743	85,4264352	83,9272692	86,2342748	86,0629811
1400	77,9105999	74,2101923	72,2004021	74,8980635	74,7560158
1500	65,1509324	62,0703505	59,5327624	62,6640066	62,5594665
1600	51,2904718	49,0069098	45,9243501	49,5321038	49,4733332
1700	36,329218	35,0198703	31,3751652	35,5023554	35,4976158
1800	20,267171	20,1092319	15,8852076	20,5747613	20,6323144
1900	3,10433088	4,2749946	4,54552264	4,74932145	4,87742893

<b>LLANITO 112</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	140,962663
4	147,190096
8	150,766231
12	151,901062
16	152,101381

<b>LLANITO 113</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	532,370354	571,403612	581,338416	583,594816	583,905209
100	542,383973	574,47256	583,278613	584,884874	584,89422
200	548,240252	573,956025	581,591292	582,725463	582,468188
300	549,939192	569,854005	576,276452	577,116582	576,627113
400	547,480792	562,166501	567,334094	568,058231	567,370995
500	540,865052	550,893513	554,764218	555,55041	554,699834
600	530,091974	536,035042	538,566824	539,59312	538,61363
700	515,161555	517,591086	518,741911	520,186361	519,112383
800	496,073797	495,561646	495,289479	497,330131	496,196093
900	472,8287	469,946723	468,20953	471,024432	469,86476
1000	445,426263	440,746315	437,502062	441,269263	440,118384
1100	413,866487	407,960423	403,167075	408,064625	406,956965
1200	378,149371	371,589048	365,20457	371,410517	370,380503
1300	338,274915	331,632188	323,614547	331,306939	330,388998
1400	294,24312	288,089845	278,397006	287,753892	286,98245
1500	246,053986	240,962017	229,551946	240,751375	240,160859
1600	193,707512	190,248706	177,079368	190,299388	189,924225
1700	137,203698	135,94991	120,979271	136,397931	136,272548
1800	76,5425455	78,065631	61,2516564	79,0470054	79,2058281
1900	11,724053	16,5958677	17,1034768	18,2466097	18,7240651

<b>LLANITO 113</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	532,370354
4	571,403612
8	581,338416
12	583,594816
16	583,905209

<b>LLANITO 114</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	87,1255508	90,2559821	90,8040726	91,024185	91,1503235
100	88,7643386	90,7407374	91,1071281	91,2253974	91,3047127
200	89,7227532	90,659148	90,8435714	90,8885906	90,9259978
300	90,0007947	90,0112141	90,0134025	90,0137648	90,0141788
400	89,5984631	88,7969354	88,6166214	88,6009198	88,5692557
500	88,5157583	87,0163121	86,6532281	86,6500557	86,5912284
600	86,7526803	84,6693442	84,1232226	84,1611725	84,0800971
700	84,3092293	81,7560316	81,0266049	81,1342702	81,0358616
800	81,185405	78,2763744	77,3633749	77,5693488	77,4585219
900	77,3812076	74,2303725	73,1335328	73,4664083	73,3480782
1000	72,8966371	69,618026	68,3370785	68,8254487	68,7045303
1100	67,7316934	64,4393348	62,974012	63,6464699	63,5278783
1200	61,8863765	58,694299	57,0443332	57,929472	57,8181222
1300	55,3606866	52,3829185	50,5480423	51,6744551	51,5752619
1400	48,1546234	45,5051934	43,4851392	44,881419	44,7992975
1500	40,2681871	38,0611236	35,8556239	37,5503638	37,490229
1600	31,7013777	30,0507092	27,6594963	29,6812895	29,6480564
1700	22,4541951	21,4739501	18,8967566	21,2741961	21,2727797
1800	12,5266394	12,3308464	9,56740464	12,3290835	12,3643988
1900	1,91871048	2,62139808	1,3285595	2,84595189	2,92291379

<b>LLANITO 114</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	87,1255508
4	90,2559821
8	90,8040726
12	91,024185
16	91,1503235

<b>LLANITO 117</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	106,430851	112,21714	114,263312	115,023569	115,375609
100	108,432762	112,819847	114,644662	115,277833	115,571031
200	109,603543	112,718405	114,313016	114,852224	115,091664
300	109,943193	111,912815	113,268373	113,746742	113,937508
400	109,451712	110,403077	111,510733	111,961388	112,108563
500	108,129101	108,189191	109,040097	109,49616	109,60483
600	105,97536	105,271157	105,856464	106,351059	106,426308
700	102,990489	101,648975	101,959835	102,526085	102,572997
800	99,1744867	97,3226448	97,3502094	98,0212389	98,0448975
900	94,5273543	92,2921665	92,0275872	92,8365194	92,8420092
1000	89,0490915	86,5575401	85,9919685	86,971927	86,9643322
1100	82,7396984	80,1187656	79,2433533	80,4274617	80,4118664
1200	75,5991748	72,9758431	71,7817416	73,2031234	73,1846119
1300	67,6275209	65,1287724	63,6071334	65,2989123	65,2825686
1400	58,8247365	56,5775537	54,7195286	56,7148282	56,7057365
1500	49,1908218	47,3221869	45,1189273	47,4508712	47,4541157
1600	38,7257766	37,362672	34,8053295	37,5070413	37,5277062
1700	27,4296011	26,699009	23,7787353	26,8833384	26,9265079
1800	15,3022951	15,3311979	12,0391444	15,5797626	15,6505209
1900	2,34385881	3,25923878	3,41344288	3,59631394	3,69974505

<b>LLANITO 117</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	106,430851
4	112,21714
8	114,263312
12	115,023569
16	115,375609

<b>LLANITO 118</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	87,447632	92,070595	92,9946851	94,0409048	94,5199025
100	89,092478	92,5650964	93,3050517	94,2487858	94,6799991
200	90,0544357	92,4818667	93,0351368	93,9008166	94,2872842
300	90,333505	91,8209059	92,1849404	92,9969973	93,3417577
400	89,9296861	90,582214	90,7544625	91,5373279	91,8434197
500	88,8429788	88,7657909	88,7437031	89,5218083	89,7922702
600	87,0733832	86,3716368	86,1526622	86,9504387	87,1883091
700	84,6208993	83,3997515	82,9813398	83,8232189	84,0315365
800	81,485527	79,8501351	79,2297359	80,140149	80,3219524
900	77,6672665	75,7227876	74,8978505	75,901229	76,0595567
1000	73,1661176	71,017709	69,9856836	71,1064589	71,2443496
1100	67,9820804	65,7348993	64,4932352	65,7558386	65,8763308
1200	62,1151549	59,8743585	58,4205053	59,8493683	59,9555006
1300	55,5653411	53,4360866	51,7674939	53,3870478	53,4818588
1400	48,3326389	46,4200836	44,5342011	46,3688772	46,4554055
1500	40,4170485	38,8263494	36,7206267	38,7948564	38,8761406
1600	31,8185697	30,6548842	28,3267708	30,6649856	30,7440643
1700	22,5372026	21,9056878	19,3526334	21,9792646	22,0591764
1800	12,5729472	12,5787604	9,79821451	12,7376935	12,8214769
1900	1,92580347	2,67410177	2,33648587	2,94027232	3,03096595

<b>LLANITO 118</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	87,447632
4	92,070595
8	92,9946851
12	94,0409048
16	94,5199025

<b>LLANITO 119</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	130,688462	137,589598	141,112808	142,887498	143,729161
100	133,146646	138,328577	141,583767	143,203356	143,972608
200	134,58427	138,204199	141,17419	142,674645	143,375436
300	135,001332	137,216464	139,884078	141,301365	141,937647
400	134,397834	135,365372	137,71343	139,083517	139,659239
500	132,773775	132,650924	134,662246	136,021099	136,540213
600	130,129156	129,073118	130,730526	132,114112	132,58057
700	126,463975	124,631955	125,91827	127,362556	127,780308
800	121,778234	119,327435	120,225478	121,766431	122,139428
900	116,071932	113,159559	113,652151	115,325737	115,65793
1000	109,345069	106,128325	106,198288	108,040475	108,335814
1100	101,597646	98,2337343	97,8638886	99,9106428	100,17308
1200	92,8296612	89,4757866	88,6489538	90,936242	91,169728
1300	83,041116	79,8544819	78,5534831	81,1172722	81,3257578
1400	72,2320101	69,3698203	67,5774766	70,4537334	70,6411695
1500	60,4023434	58,0218017	55,7209342	58,9456256	59,1159632
1600	47,5521159	45,8104261	42,9838561	46,5929488	46,7501388
1700	33,6813276	32,7356935	29,3662421	33,395703	33,5436964
1800	18,7899786	18,7976039	14,8680923	19,3538882	19,4966359
1900	2,8780687	3,99615737	3,51059333	4,46750438	4,60895728

<b>LLANITO 119</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	130,688462
4	137,589598
8	141,112808
12	142,887498
16	143,729161

<b>LLANITO 120</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	39,9520758	43,0861856	43,9573694	44,4147752	44,6083966
100	40,7035543	43,317597	44,1040756	44,5129558	44,6839538
200	41,1430425	43,278648	43,9764904	44,3486127	44,4986131
300	41,2705405	42,9693389	43,5746137	43,921746	44,0523746
400	41,0860483	42,3896694	42,8984455	43,2323557	43,3452382
500	40,5895659	41,5396397	41,9479859	42,2804417	42,3772041
600	39,7810933	40,4192498	40,7232348	41,0660042	41,1482722
700	38,6606304	39,0284995	39,2241923	39,589043	39,6584424
800	37,2281773	37,3673891	37,4508583	37,8495583	37,9077148
900	35,4837341	35,4359183	35,4032328	35,8475499	35,8960894
1000	33,4273005	33,2340873	33,0813158	33,5830179	33,6235662
1100	31,0588768	30,7618961	30,4851074	31,0559623	31,0901452
1200	28,3784629	28,0193446	27,6146076	28,2663831	28,2958264
1300	25,3860587	25,0064328	24,4698162	25,2142802	25,2406097
1400	22,0816643	21,7231608	21,0507334	21,8996538	21,9244952
1500	18,4652797	18,1695285	17,3573592	18,3225037	18,347483
1600	14,5369049	14,3455359	13,3896935	14,48283	14,5095729
1700	10,2965398	10,2511831	9,14773629	10,3806328	10,4107649
1800	5,74418458	5,88647009	4,63148764	6,01591186	6,05105922
1900	0,8798391	1,25139677	1,15905246	1,38866735	1,43045568

<b>LLANITO 120</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	39,9520758
4	43,0861856
8	43,9573694
12	44,4147752
16	44,6083966

<b>LLANITO 122</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	264,128166	277,401719	282,002749	284,059221	284,473779
100	269,096284	278,891614	282,943923	284,687145	284,955617
200	272,001796	278,640849	282,125417	283,636072	283,773675
300	272,844701	276,649424	279,54723	280,906003	280,927951
400	271,625	272,917339	275,209361	276,496936	276,418447
500	268,342693	267,444594	269,111812	270,408874	270,245163
600	262,997779	260,23119	261,254582	262,641815	262,408097
700	255,590259	251,277125	251,63767	253,195759	252,907251
800	246,120133	240,5824	240,261078	242,070707	241,742625
900	234,5874	228,147015	227,124805	229,266659	228,914218
1000	220,992062	213,97097	212,228851	214,783613	214,42203
1100	205,334116	198,054265	195,573216	198,621572	198,266061
1200	187,613565	180,3969	177,1579	180,780534	180,446312
1300	167,830407	160,998875	156,982903	161,260499	160,962782
1400	145,984642	139,860191	135,048225	140,061468	139,815472
1500	122,076272	116,980846	111,353865	117,18344	117,004381
1600	96,105295	92,3608406	85,8998255	92,6264155	92,5295087
1700	68,0717117	66,0001757	58,6861046	66,3903947	66,3908563
1800	37,9755222	37,8988507	29,7127026	38,4753774	38,5884231
1900	5,81672627	8,05686578	8,02038025	8,88136356	9,12220934

<b>LLANITO 122</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	264,128166
4	277,401719
8	282,002749
12	284,059221
16	284,473779

<b>LLANITO 123</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	131,726482	137,950501	140,739766	142,342935	142,843424
100	134,204191	138,691419	141,20948	142,657589	143,085371
200	135,653233	138,566714	140,800986	142,130894	142,491879
300	136,073608	137,576389	139,514284	140,762848	141,06295
400	135,465316	135,720441	137,349374	138,553451	138,798584
500	133,828358	132,998873	134,306256	135,502705	135,698779
600	131,162733	129,411682	130,38493	131,610608	131,763537
700	127,468441	124,95887	125,585396	126,877161	126,992857
800	122,745482	119,640436	119,907653	121,302364	121,386739
900	116,993857	113,456381	113,351703	114,886216	114,945184
1000	110,213565	106,406704	105,917545	107,628718	107,66819
1100	102,404606	98,4914054	97,6051783	99,5298704	99,5557595
1200	93,5669798	89,7104853	88,4146038	90,5896722	90,6078909
1300	83,7006871	80,0639435	78,3458212	80,8081237	80,8245846
1400	72,8057276	69,5517802	67,3988306	70,1852251	70,2058405
1500	60,8821014	58,1739953	55,5736319	58,7209762	58,7516587
1600	47,9298083	45,9305887	42,8702251	46,415377	46,4620392
1700	33,9488484	32,8215606	29,2886103	33,2684276	33,336982
1800	18,9392218	18,8469108	14,8287874	19,280128	19,3764871
1900	2,90092835	4,00663946	4,50924354	4,45047814	4,5805544

<b>LLANITO 123</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	131,726482
4	137,950501
8	140,739766
12	142,342935
16	142,843424

<b>LLANITO 127</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	116,743576	123,870839	125,714046	127,214651	127,403763
100	118,939464	124,536136	126,133612	127,495864	127,619558
200	120,223688	124,42416	125,76873	127,025145	127,090216
300	120,596249	123,53491	124,6194	125,802496	125,815737
400	120,057146	121,868387	122,685621	123,827915	123,796121
500	118,606379	119,42459	119,967394	121,101404	121,031368
600	116,243949	116,203519	116,464718	117,622961	117,521478
700	112,969856	112,205175	112,177593	113,392587	113,266451
800	108,784098	107,429557	107,106021	108,410283	108,266288
900	103,686677	101,876666	101,25	102,676047	102,520987
1000	97,6775927	95,5465013	94,6095301	96,1898798	96,0305499
1100	90,7568446	88,439063	87,1846121	88,9517818	88,7949755
1200	82,9244328	80,5543512	78,9752457	80,9617527	80,8142642
1300	74,1803575	71,8923658	69,9814308	72,2197926	72,088416
1400	64,5246185	62,4531069	60,2031675	62,7259013	62,6174309
1500	53,9572159	52,2365745	49,6404558	52,480079	52,4013088
1600	42,4781497	41,2427685	38,2932956	41,4823256	41,4400498
1700	30,0874198	29,4716889	26,161687	29,7326411	29,7336539
1800	16,7850264	16,9233359	13,24563	17,2310255	17,2821211
1900	2,57096936	3,59770924	3,45487546	3,97747891	4,08545139

<b>LLANITO 127</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	116,743576
4	123,870839
8	125,714046
12	127,214651
16	127,403763

<b>LLANITO 128</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	264,712959	281,935161	285,848127	287,201742	287,928353
100	269,692076	283,449405	286,802135	287,836613	288,416042
200	272,604021	283,194542	285,972468	286,773912	287,219747
300	273,448792	281,170572	283,359124	284,01364	284,339466
400	272,226391	277,377496	278,962105	279,555797	279,775199
500	268,936817	271,815312	272,78141	273,400382	273,526948
600	263,580069	264,484022	264,817039	265,547397	265,594712
700	256,156148	255,383626	255,068992	255,996841	255,97849
800	246,665055	244,514122	243,537269	244,748713	244,678283
900	235,106788	231,875512	230,22187	231,803015	231,694091
1000	221,481349	217,467794	215,122795	217,159745	217,025914
1100	205,788736	201,290971	198,240044	200,818904	200,673752
1200	188,02895	183,34504	179,573618	182,780492	182,637604
1300	168,201991	163,630002	159,123515	163,044509	162,917471
1400	146,307859	142,145858	136,889737	141,610955	141,513354
1500	122,346555	118,892607	112,872282	118,479829	118,425251
1600	96,3180767	93,8702493	87,0711521	93,6511331	93,6531625
1700	68,2224258	67,0787847	59,4863459	67,1248656	67,1970892
1800	38,0596018	38,5182134	30,1178639	38,901027	39,0570307
1900	5,82960478	8,18853525	8,03429412	8,97961727	9,23298703

<b>LLANITO128</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	264,712959
4	281,935161
8	285,848127
12	287,201742
16	287,928353

<b>LLANITO 129</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	263,144937	275,633097	280,285885	282,266213	282,926371
100	268,094561	277,113493	281,22133	282,890173	283,405588
200	270,989257	276,864327	280,407807	281,845735	282,230075
300	271,829024	274,885599	277,845316	279,132898	279,399831
400	270,613864	271,177309	273,533857	274,751662	274,914857
500	267,343775	265,739456	267,47343	268,702028	268,775152
600	262,018758	258,572042	259,664035	260,983995	260,980717
700	254,638813	249,675065	250,105673	251,597564	251,531551
800	245,20394	239,048526	238,798343	240,542735	240,427655
900	233,714138	226,692425	225,742045	227,819506	227,669029
1000	220,169408	212,606762	210,936779	213,427879	213,255672
1100	204,569751	196,791537	194,382545	197,367854	197,187584
1200	186,915164	179,246749	176,079343	179,63943	179,464766
1300	167,20565	159,9724	156,027174	160,242608	160,087218
1400	145,441208	138,968488	134,226036	139,177387	139,054939
1500	121,621837	116,235014	110,675931	116,443767	116,36793
1600	95,7475386	91,7719785	85,376858	92,041749	92,0261903
1700	67,8183116	65,5793804	58,3288172	65,9713324	66,0297202
1800	37,8341565	37,6572202	29,5318085	38,2325173	38,3785197
1900	5,79507323	8,00549787	8,01416807	8,82530357	9,07258868

<b>LLANITO 129</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	263,144937
4	275,633097
8	280,285885
12	282,266213
16	282,926371

<b>LLANITO 131</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	124,9055	133,604281	135,70176	137,446061	137,83329
100	127,25491	134,321855	136,15466	137,749891	138,066751
200	128,628918	134,20108	135,760788	137,241314	137,494075
300	129,027526	133,241955	134,520146	135,920331	136,115265
400	128,450733	131,444481	132,432732	133,786943	133,930319
500	126,898539	128,808657	129,498548	130,841148	130,939238
600	124,370943	125,334483	125,717592	127,082947	127,142022
700	120,867947	121,021959	121,089865	122,512339	122,53867
800	116,38955	115,871086	115,615366	117,129326	117,129183
900	110,935751	109,881864	109,294097	110,933907	110,913561
1000	104,506552	103,054291	102,126056	103,926081	103,891803
1100	97,1019519	95,3883696	94,111244	96,105849	96,0639102
1200	88,7219506	86,8840981	85,2496609	87,4732111	87,4298819
1300	79,3665484	77,5414769	75,5413066	78,0281669	77,9897183
1400	69,0357452	67,3605061	64,9861811	67,7707167	67,7434193
1500	57,729541	56,3411857	53,5842844	56,7008602	56,690985
1600	45,4479358	44,4835156	41,3356165	44,8185977	44,8324154
1700	32,1909296	31,7874959	28,2401774	32,1239289	32,1677105
1800	17,9585224	18,2531266	14,2979671	18,6168541	18,6968702
1900	2,75071422	3,88040767	3,49101435	4,29737303	4,41989463

<b>LLANITO 131</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	124,9055
4	133,604281
8	135,70176
12	137,446061
16	137,83329

<b>LLANITO 134</b>					
<b>P<sub>wf</sub></b>	<b>Q<sub>o</sub></b>				
	<b>2 TPP</b>	<b>4 TPP</b>	<b>8 TPP</b>	<b>12 TPP</b>	<b>16 TPP</b>
0	165,44444	178,312917	181,845672	184,054405	184,259756
100	168,556367	179,270617	182,452576	184,461264	184,571852
200	170,376319	179,109426	181,924773	183,780228	183,806283
300	170,904298	177,829345	180,262264	182,011296	181,963047
400	170,140302	175,430373	177,465048	179,154469	179,042145
500	168,084333	171,91251	173,533125	175,209747	175,043576
600	164,736389	167,275757	168,466496	170,177129	169,967341
700	160,096471	161,520114	162,26516	164,056616	163,81344
800	154,164579	154,64558	154,929118	156,848208	156,581872
900	146,940713	146,652155	146,45837	148,551905	148,272638
1000	138,424873	137,53984	136,852914	139,167706	138,885738
1100	128,617059	127,308634	126,112752	128,695611	128,421172
1200	117,51727	115,958537	114,237884	117,135622	116,878939
1300	105,125508	103,48955	101,228309	104,487737	104,259039
1400	91,4417715	89,9016729	87,0840275	90,7519563	90,5614736
1500	76,4660609	75,1949048	71,8050395	75,9282805	75,7862416
1600	60,1983762	59,3692462	55,3913448	60,0167095	59,9333433
1700	42,6387174	42,424697	37,8429436	43,0172431	43,0027786
1800	23,7870845	24,3612573	19,1598359	24,9298813	24,9945476
1900	3,64347746	5,17892697	3,65797845	5,75462424	5,90865024

<b>LLANITO 134</b>	
<b>TPP</b>	<b>Q<sub>max</sub></b>
2	165,44444
4	178,312917
8	181,845672
12	184,054405
16	184,259756

### Anexo C. Información para construcción de curvas outflow

<b>LLANITO 23</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	50	45	30
Diametro del piston (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3206	3316	3291
Presion de descarga (psi)	3408	3350	3200
Presion de entrada a la bomba (psi)	595	462,8	416,7
Nivel de fluido (ft)	5101,29	5247,01	5184,61
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	90	70
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	11/02/2008	12/03/2009	08/10/2010

<b>LLANITO 23</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
30	70	3291	2682,2	3200	3130	517,8
45	90	3316	2702,5	3350	3260	647,5
50	80	3206	2612,9	3408	3328	795,1

<b>LLANITO 25</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	50	85	70
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,25
Carga de fluido (lb)	6613	6296	3266
Presion de descarga (psi)	2900	3248	3100
Presion de entrada a la bomba (psi)	513,5	498	655,5
Nivel de fluido (ft)	3768,19	4633,66	3445,9
Presion en cabezal de pozo (ft)	150	50	100
Gravedad API (°)	21	21	21
Fecha	07/05/2008	09/09/2010	14/01/2011

<b>LLANITO 25</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
50	150	6613	2755,4	2900	2750	144,6
70	100	3266	2661,8	3100	3000	438,2
85	50	6296	2623,3	3248	3198	624,7

<b>LLANITO 36</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	180	190	130
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	4628	4575	4734
Presion de descarga (psi)	3280	3330	3212
Presion de entrada a la bomba (psi)	382,5	621,1	691,1
Nivel de fluido (ft)	4702,87	4612,69	3571,2
Presion en cabezal de pozo (ft)	140	110	190
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	26/10/2008	03/05/2009	29/10/2010

<b>LLANITO 36</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
130	190	4734	2679,1	3212	3022	532,9
180	140	4628	2619,1	3280	3140	660,9
190	110	4575	2589,1	3330	3220	740,9

<b>LLANITO 39</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	135	80	160
Diametro del piston (in)	1,75	2,25	1,75
Carga de fluido (lb)	5214	8718	4755
Presion de descarga (psi)	2738	2738	2720
Presion de entrada a la bomba (psi)	577,5	212,2	914,8
Nivel de fluido (ft)	4411,91	3590,65	1484
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	85	110
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	27/11/2007	30/05/2008	22/07/2009

<b>LLANITO 39</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
80	85	8718	2192,7	2462	2377	269,3
135	80	5214	2172,5	2738	2658	565,5
160	110	4755	1981,3	2720	2610	738,8

<b>LLANITO 57</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	155	140	70
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,25
Carga de fluido (lb)	6536	4755	2752
Presion de descarga (psi)	3578	2738	2662
Presion de entrada a la bomba (psi)	915,1	804,8	546,1
Nivel de fluido (ft)	1788,7	1484,31	2686,88
Presion en cabezal de pozo (ft)	146	110	100
Gravedad API (°)	18,2	18,2	18,2
Fecha	14/05/2008	22/07/2009	17/05/2010

<b>LLANITO 57</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
70	100	2752	2242,9	2662	2562	419,1
140	110	4755	1981,3	2738	2628	756,8
155	146	6536	2723,3	3578	3432	854,7

<b>LLANITO 69</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	35	15	30
Diametro del piston (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3260	3180	3291
Presion de descarga (psi)	3448	3050	3300
Presion de entrada a la bomba (psi)	925	733,8	766,5
Nivel de fluido (ft)	1222,32	310,5	3658,7
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	100	90
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	03/10/2007	05/05/2008	03/08/2009

<b>LLANITO 69</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
15	100	3180	2591,7	3050	2950	458,3
30	90	3291	2682,2	3300	3210	617,8
35	80	3260	2656,9	3448	3368	791,1

<b>LLANITO 75</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	500	670	410
Diametro del piston (in)	2,25	2	2
Carga de fluido (lb)	9457	4839	5088
Presion de descarga (psi)	2800	2600	1900
Presion de entrada a la bomba (psi)	389,3	926,7	509
Nivel de fluido (ft)	3936,56	798,67	1470,87
Presion en cabezal de pozo (ft)	90	105	95
Gravedad API (°)	19,8	19,8	19,8
Fecha	21/06/2008	30/06/2010	30/10/2010

<b>LLANITO 75</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
410	95	5088	1619,4	1900	1805	280,6
500	90	9457	2378,5	2800	2710	421,5
670	105	4839	1540,1	2600	2495	1059,9

<b>LLANITO 84</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	45	70	25
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	4193	4218	4362
Presion de descarga (psi)	2338	2948	2262
Presion de entrada a la bomba (psi)	622,3	1036,3	456,8
Nivel de fluido (ft)	994,53	3590	1022,79
Presion en cabezal de pozo (ft)	110	120	180
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	05/09/2008	05/04/2009	18/03/2008

<b>LLANITO 84</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
25	180	4362	1817,5	2262	2082	444,5
45	110	4193	1747,1	2338	2228	590,9
70	120	4218	1757,5	2948	2828	1190,5

<b>LLANITO 93</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	280	390	320
Diametro del piston (in)	2,25	2,25	2,25
Carga de fluido (lb)	12401	11088	11079
Presion de descarga (psi)	3700	3748	3438
Presion de entrada a la bomba (psi)	1469,8	767,5	1120,7
Nivel de fluido (ft)	3629,12	4658,69	3177,28
Presion en cabezal de pozo (ft)	390	200	150
Gravedad API (°)	23,2	23,2	23,2
Fecha	26/09/2008	05/03/2009	05/09/2010

<b>LLANITO 93</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
280	390	12401	3119	3700	3310	581
320	150	11079	2786,5	3438	3288	651,5
390	200	11088	2788,7	3748	3548	959,3

<b>LLANITO 94</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	90	85	50
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	5484	5862	4779
Presion de descarga (psi)	3748	3938	2962
Presion de entrada a la bomba (psi)	465,5	879,7	501,6
Nivel de fluido (ft)	6430,85	3349,34	4718,16
Presion en cabezal de pozo (ft)	130	120	80
Gravedad API (°)	19,7	19,7	19,7
Fecha	04/08/2008	11/06/2009	12/11/2010

<b>LLANITO 94</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
50	80	4779	2704,6	2962	2882	257,4
85	120	5862	3317,5	3938	3818	620,5
90	130	5484	3103,6	3748	3618	644,4

<b>LLANITO 94</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	90	85	50
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	5484	5862	4779
Presion de descarga (psi)	3748	3938	2962
Presion de entrada a la bomba (psi)	465,5	879,7	501,6
Nivel de fluido (ft)	6430,85	3349,34	4718,16
Presion en cabezal de pozo (ft)	130	120	80
Gravedad API (°)	19,7	19,7	19,7
Fecha	04/08/2008	11/06/2009	12/11/2010

<b>LLANITO 94</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
50	80	4779	2704,6	2962	2882	257,4
85	120	5862	3317,5	3938	3818	620,5
90	130	5484	3103,6	3748	3618	644,4

<b>LLANITO 95</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	205	200	280
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	2,25
Carga de fluido (lb)	6267	6218	10691
Presion de descarga (psi)	3038	2995	3219
Presion de entrada a la bomba (psi)	503,3	469,1	511,5
Nivel de fluido (ft)	3460,01	3479,28	2351,02
Presion en cabezal de pozo (ft)	100	80	120
Gravedad API (°)	21	21	21
Fecha	30/08/2008	19/06/2009	25/04/2010

<b>LLANITO 95</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
200	80	6218	2590,8	2995	2915	404,2
205	100	6267	2611,3	3038	2938	426,8
280	120	10691	2688,9	3219	3099	530,1

<b>LLANITO 98</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	165	175	240
Diametro del piston (in)	1,25	1,25	2,25
Carga de fluido (lb)	3094	3106	9619
Presion de descarga (psi)	2562	2638	3248
Presion de entrada a la bomba (psi)	129,6	254,2	751,1
Nivel de fluido (ft)	1602,17	2085,12	2962,58
Presion en cabezal de pozo (ft)	110	120	120
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	27/11/2008	11/03/2009	30/04/2010

<b>LLANITO 98</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
165	110	3094	2521,6	2562	2452	40,4
175	120	3106	2531,4	2638	2518	106,6
240	120	9619	2419,3	3248	3128	828,7

<b>LLANITO 101</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	65	70	95
Diametro del piston (in)	1,25	1,25	1,5
Carga de fluido (lb)	1939	2013	4965
Presion de descarga (psi)	1723	1908	3348
Presion de entrada a la bomba (psi)	416,4	402,4	720,8
Nivel de fluido (ft)	1935,67	2100,97	2088,43
Presion en cabezal de pozo (ft)	50	60	100
Gravedad API (°)	21,4	21,4	21,4
Fecha	23/01/2008	17/11/2009	14/10/2010

<b>LLANITO 101</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
65	50	1939	1580,3	1723	1673	142,7
70	60	2013	1640,6	1908	1848	267,4
95	100	4965	2809,8	3348	3248	538,2

<b>LLANITO 108</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	90	80	50
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,25
Carga de fluido (lb)	5963	6276	2929
Presion de descarga (psi)	3188	3258	2612
Presion de entrada a la bomba (psi)	498,4	823,7	407,6
Nivel de fluido (ft)	4909,25	1348,82	4037,71
Presion en cabezal de pozo (ft)	160	130	110
Gravedad API (°)	20,2	20,2	20,2
Fecha	09/02/2008	02/08/2008	20/01/2009

<b>LLANITO 108</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta$ Pft	Pwf
50	110	2929	2387,1	2612	2502	224,9
80	130	6276	2615	3258	3128	643
90	160	5963	2484,6	3188	3028	703,4

<b>LLANITO 109</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	170	135	82
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	6273	6345	6350
Presion de descarga (psi)	3248	2938	2762
Presion de entrada a la bomba (psi)	491,6	205,9	134,5
Nivel de fluido (ft)	6168,19	4167,5	5218,73
Presion en cabezal de pozo (ft)	70	100	90
Gravedad API (°)	20,2	20,2	20,2
Fecha	01/09/2008	08/06/2009	30/09/2010

<b>LLANITO 109</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta$ Pft	Pwf
82	90	6350	2645,8	2762	2672	116,2
135	100	6345	2643,8	2938	2838	294,3
170	70	6273	2613,8	3248	3178	634,3

<b>LLANITO 111</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	75	90	140
Diametro del piston (in)	1,25	1,5	1,75
Carga de fluido (lb)	2882	4044	5513
Presion de descarga (psi)	2562	2638	3294
Presion de entrada a la bomba (psi)	247,6	316,3	882
Nivel de fluido (ft)	4797,63	4635,45	4885,06
Presion en cabezal de pozo (ft)	60	100	100
Gravedad API (°)	21,2	21,2	21,2
Fecha	09/12/2010	07/08/2009	31/12/2007

<b>LLANITO 111</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta$ Pft	Pwf
75	60	2882	2348,8	2562	2502	213,2
90	100	4044	2288,6	2638	2538	349,4
140	100	5513	2297,1	3294	3194	996,9

<b>LLANITO 112</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	120	140	165
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	4203	4221	4166
Presion de descarga (psi)	2562	2638	2948
Presion de entrada a la bomba (psi)	255,2	406,7	632
Nivel de fluido (ft)	2027,38	3173,37	4278,42
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	90	80
Gravedad API (°)	21,5	21,5	21,5
Fecha	29/10/2008	08/06/2009	01/05/2010

<b>LLANITO 112</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta$ Pft	Pwf
120	80	4203	2378,6	2562	2482	183,4
140	90	4221	2388,8	2638	2548	249,2
165	80	4166	2357,7	2948	2868	590,3

<b>LLANITO 113</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	690	530	490
Diametro del piston (in)	2,25	2,25	2,25
Carga de fluido (lb)	10576	10795	10873
Presion de descarga (psi)	3268	3001	2982
Presion de entrada a la bomba (psi)	686,7	481	313,1
Nivel de fluido (ft)	2582,31	1438,47	1899,5
Presion en cabezal de pozo (ft)	70	80	90
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	07/07/2008	01/06/2009	06/10/2010

<b>LLANITO 113</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
490	90	10873	2734,7	2982	2892	247,3
530	80	10795	2715	3001	2921	286
690	70	10576	2660	3268	3198	608

<b>LLANITO 114</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	156	152	70
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	6682	6610	6665
Presion de descarga (psi)	3401	3363	2902
Presion de entrada a la bomba (psi)	752	629	266,2
Nivel de fluido (ft)	4646,88	5144,33	5830,98
Presion en cabezal de pozo (ft)	90	60	75
Gravedad API (°)	21,8	21,8	21,8
Fecha	04/08/2008	05/06/2009	29/10/2010

<b>LLANITO 114</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
70	75	6665	2777,1	2902	2827	124,9
152	60	6610	2754,2	3363	3303	608,8
156	90	6682	2784,2	3401	3311	616,8

<b>LLANITO 117</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	80	115	150
Diametro del piston (in)	2,25	2,25	1,75
Carga de fluido (lb)	10256	11415	5205
Presion de descarga (psi)	2622	3338	3148
Presion de entrada a la bomba (psi)	277,9	408,1	950,5
Nivel de fluido (ft)	103,91	1635,22	1727,1
Presion en cabezal de pozo (ft)	70	80	70
Gravedad API (°)	20,2	20,2	20,2
Fecha	14/01/2008	29/07/2009	19/01/2010

<b>LLANITO 117</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
80	70	10256	2579,5	2692	2622	112,5
115	80	11415	2871	3338	3258	467
150	70	5205	2168,8	3148	3078	979,3

<b>LLANITO 118</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	110	72	105
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	5886	5921	5869
Presion de descarga (psi)	4054	3762	3800
Presion de entrada a la bomba (psi)	586,4	582,4	514,5
Nivel de fluido (ft)	5465,54	3167,44	5757,74
Presion en cabezal de pozo (ft)	50	70	50
Gravedad API (°)	21,2	21,2	21,2
Fecha	05/11/2008	02/05/2009	01/09/2010

<b>LLANITO 118</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
72	70	5921	3350,9	3762	3692	411,1
105	50	5869	3321,4	3800	3750	478,6
110	50	5886	3331,1	4054	4004	722,9

<b>LLANITO 119</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	180	165	120
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	2,25
Carga de fluido (lb)	6774	6798	10807
Presion de descarga (psi)	3268	3168	4662
Presion de entrada a la bomba (psi)	498,4	561,6	183,9
Nivel de fluido (ft)	2296,4	3636,85	4992,37
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	90	90
Gravedad API (°)	21,2	21,2	21,2
Fecha	01/11/2008	01/03/2009	07/10/2010

<b>LLANITO 119</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta P_{ft}$	Pwf
120	90	10807	2718,1	4662	4572	159,1
165	90	6798	2832,5	3168	3078	335,5
180	80	6774	2822,5	3268	3188	445,5

<b>LLANITO 120</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	150	125	70
Diametro del piston (in)	1,5	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	4909	3308	3682
Presion de descarga (psi)	3212	2938	2972
Presion de entrada a la bomba (psi)	506,6	231,4	115,8
Nivel de fluido (ft)	4416,96	5596,44	6083,94
Presion en cabezal de pozo (ft)	70	60	90
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	01/11/2008	03/01/2009	08/11/2010

<b>LLANITO 120</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta P_{ft}$	Pwf
70	90	3682	3000,8	3062	2972	61,2
125	60	3308	2696	2938	2878	242
150	70	4909	2778,2	3212	3142	433,8

<b>LLANITO 122</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	220	285	350
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	2,25
Carga de fluido (lb)	6918	6145	11452
Presion de descarga (psi)	3080	2778	3448
Presion de entrada a la bomba (psi)	281,1	434,2	620,9
Nivel de fluido (ft)	1743,75	3676,99	4874,57
Presion en cabezal de pozo (ft)	140	130	150
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	13/08/2008	04/04/2009	23/10/2010

<b>LLANITO 122</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
220	140	6918	2882,5	3080	2940	197,5
285	130	6145	2560,4	2908	2778	347,6
350	150	11452	2880,3	3598	3448	717,7

<b>LLANITO 123</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	190	110	130
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	6531	7967	7007
Presion de descarga (psi)	3168	3287	2918
Presion de entrada a la bomba (psi)	492,9	212,9	230
Nivel de fluido (ft)	4251,02	7104	3611,6
Presion en cabezal de pozo (ft)	80	75	110
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	24/11/2008	25/06/2019	21/11/2010

<b>LLANITO 123</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	ΔPft	Pwf
110	75	7967	3319,6	3362	3287	42,4
130	110	7007	2919,6	3028	2918	108,4
190	80	6531	2721,3	3248	3168	526,8

<b>LLANITO 127</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	130	170	100
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	7714	8102	8126
Presion de descarga (psi)	3498	3988	3522
Presion de entrada a la bomba (psi)	344,1	580,6	379,5
Nivel de fluido (ft)	5680,67	6584,53	5556,98
Presion en cabezal de pozo (ft)	40	60	80
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	12/06/2010	28/10/2010	27/01/2010

<b>LLANITO 127</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
100	80	8126	3385,8	3602	3522	216,2
130	40	7714	3214,2	3538	3498	323,8
170	60	8102	3375,8	4048	3988	672,2

<b>LLANITO 128</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	330	230	250
Diametro del piston (in)	2,75	2,75	2,5
Carga de fluido (lb)	13908	13849	11754
Presion de descarga (psi)	3248	2901	2588
Presion de entrada a la bomba (psi)	782,5	469,5	367,3
Nivel de fluido (ft)	2833,01	3558,68	3164,6
Presion en cabezal de pozo (ft)	110	100	150
Gravedad API (°)	21	21	21
Fecha	21/07/2010	08/11/2010	30/01/2011

<b>LLANITO 128</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta Pft$	Pwf
230	100	13849	2331,5	2901	2801	74,7
250	150	11754	2398,8	2738	2588	339,2
330	110	13908	2341,4	3248	3138	906,6

<b>LLANITO 129</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	340	280	230
Diametro del piston (in)	2,25	2,25	2,25
Carga de fluido (lb)	10684	10645	10485
Presion de descarga (psi)	3448	3100	2922
Presion de entrada a la bomba (psi)	986,9	458,9	443,7
Nivel de fluido (ft)	2342,83	2986,09	3761,8
Presion en cabezal de pozo (ft)	100	90	50
Gravedad API (°)	20,7	20,7	20,7
Fecha	10/06/2010	04/10/2010	26/01/2011

<b>LLANITO 129</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta P_{ft}$	Pwf
230	50	10485	2637,1	2922	2872	284,9
280	90	10645	2677,3	3100	3010	422,7
340	100	10684	2687,1	3548	3448	860,9

<b>LLANITO 131</b>			
<i>Parametros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (bls/d)	100	115	120
Diametro del piston (in)	1,75	1,75	1,75
Carga de fluido (lb)	6014	5822	5769
Presion de descarga (psi)	2622	2668	3203
Presion de entrada a la bomba (psi)	260,1	456,8	812,3
Nivel de fluido (ft)	1825,78	978	1050
Presion en cabezal de pozo (ft)	40	70	45
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	05/11/2009	19/06/2010	26/01/2011

<b>LLANITO 131</b>						
Q (stb/d)	Pwh	Fo	Pfo	PDP	$\Delta P_{ft}$	Pwf
100	100	6014	2505,8	2662	2622	156,2
115	120	5822	2425,8	2738	2668	312,2
120	155	5769	2403,8	3248	3203	844,3

<b>LLANITO 134</b>			
<b>Parametros</b>	<b>Test 1</b>	<b>Test 2</b>	<b>Test 3</b>
Caudal (bls/d)	140	190	158
Diametro del piston (in)	1,5	1,5	1,5
Carga de fluido (lb)	4453	4463	4410
Presion de descarga (psi)	2544	3048	2788
Presion de entrada a la bomba (psi)	63,4	561,9	308,3
Nivel de fluido (ft)	5389,14	4275,75	2529,71
Presion en cabezal de pozo (ft)	60	70	40
Gravedad API (°)	20,5	20,5	20,5
Fecha	13/01/2010	17/12/2010	31/10/2010

<b>LLANITO 134</b>						
<b>Q (stb/d)</b>	<b>Pwh</b>	<b>Fo</b>	<b>Pfo</b>	<b>PDP</b>	<b>ΔPft</b>	<b>Pwf</b>
140	60	4453	2520,1	2604	2544	83,9
158	40	4410	2495,8	2788	2748	292,2
190	70	4463	2525,7	3048	2978	522,3