

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA
ESTACIÓN TRES DEL CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A. UTILIZANDO
EL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL.**

**MÓNICA MARÍA LARA MATEUS
NORIDA LISETH TOLOSA AMADO**

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

2012

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA
ESTACIÓN TRES DEL CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A. UTILIZANDO
EL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL.**

**MÓNICA MARÍA LARA MATEUS
NORIDA LISETH TOLOSA AMADO**

**Trabajo de Grado como requisito para optar por el título de Ingeniero de
Petróleos.**

**Tutor
JORGE ANDRES SACHICA AVILA
Ingeniero de Petróleos
Escuela de Ingeniería de Petróleos - UIS**

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

2012

DEDICATORIA

Es muy grato, emocionante y satisfactorio alcanzar un sueño como este, donde el fruto del esfuerzo y la dedicación son reflejados, es por eso que hoy quiero dedicar mi triunfo y darles mis más sinceros agradecimientos a:

Dios por su infinita bondad, por iluminarme, guiarme y permitirme alcanzar uno de mis grandes sueños: SER PROFESIONAL.

A mi Mamita, Lilia Magally Amado Rodríguez por enseñarme a ser fuerte, a sonreír aun cuando todo era gris, y demostrarme q todo esfuerzo vale la pena cuando se trata de alcanzar nuestras metas, a ella simplemente por ser esa mujer luchadora y por ende mi mayor fuente de fortaleza, entusiasmo y valentía, porque quizá con cada uno de sus consejos me motivo cuando me sentía cansada y me mostro el camino del triunfo, por confiar siempre en mí y decirme : TU PUEDES....por esto y muchas cosas más: ERES LA MEJOR MADRE DEL MUNDO.

A mi Papito, Hernando Tolosa por ser ese hombro de apoyo,, por sembrar en mi sentimiento de amor, paciencia, ,esperanza., tranquilidad y paz que hacen tomar las cosas con calma y no desistir de lo que se quiere. Por ser tu gran orgullo con cada uno de mis triunfos y construir de la mano de mi madre un sólido hogar buscando siempre el bienestar para toda la familia.

A mis hermanos, Wilmar Fernando por ser quien se preocupó mucho por mí en todo este proceso, por quien con sus palabras de hermano menor me motivaba a realizar este proyecto con más disciplina y constancia; Edna Meliza por escucharme en mis momentos de alegría y de tristeza y quizá cuando más lo necesite. A los dos los quiero Muchísimo.

A Wilson Fabián Pico por tu comprensión y apoyo desde q llegaste a mi vida, siempre estuviste en mis momentos más difíciles y con tu amor me diste calma, gracias por ayudarme en todo lo que fuera necesario y por ser esa luz cuando hubo oscuridad en mi corazón. Siempre serás alguien muy especial en mí.

A mis familiares, en especial mi tía Mery y Jorgelina porque en ellas siempre encontré palabras amables y fortalecientes para mi desarrollo personal y profesional, por los cuidados q hasta los días de hoy me brindan y por qué siempre estuvieron de mi lado.

A Yeisón Peña , por tu incondicionalidad porque desde q nos conocimos siempre fuiste fuente de enseñanza, apoyo, gracias por los momentos de alegría, tristeza, locura.. por escucharme y saber ser ese gran amigo....TQM..

A mi compañera de tesis Mónica Lara porque de la mano de ella construimos lo que es una gran sueño, por los momentos de cansancio, stress pero al final de alegría y satisfacción.

A mis compañeros de la U Mile, Gerardo, Lida, Felipe, Lili quienes también pusieron su grano de arena para el alcance de este logro.

A todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron para hacer esto una bella realidad

MIL GRACIAS....

NORIDA LISETH TOLOSA AMADO

DEDICATORIA

Primero quiero agradecerle a Dios por darme la vida y gozar de buena salud, para así cumplir con satisfacción y éxito mi sueño.

A mi Madre, amiga y confidente por darme la vida, quererme mucho, creer en mí. Siempre estuvo en las buenas y malas, que a pesar de los tropiezos siempre había una palabra aliento para seguir.

Mamá gracias por darme una carrera para mi futuro.

A mi Padre que desde el cielo sentí su amor y la fuerza de seguir adelante.

A mi Hermanita por creer en mí y ayudarme cuando lo necesitaba.

A mi Compañera, Amiga y Colega, Norida Tolosa con quien logramos este triunfo, que aunque con desesperación, peleas y muchos más sentimientos nunca abandonamos el "Proceso"

A mis Amigos Yeísón, Lida, Gerardo, Nidia, Felipe, Lilitiana que de una u otra forma hicieron parte en el desarrollo de este sueño, y siempre estuvieron apoyándome los quiero mucho y siempre los llevaré en mi corazón.

A Javier que por mucho tiempo me acompañó como amigo y hoy ocupa un lugar muy especial en mi corazón. Te quiero.

A todos los que confiaron en mí.

Y no me puedo irme sin antes decírles, que sin ustedes a mi lado no lo hubiera logrado, tantas desveladas y llantos sirvieron de algo y aquí está el fruto, les agradezco con toda mi alma el haber llegado a mi vida y compartir momentos agradables y tristes, pero estos momentos son los que hacen crecer y valorar a las personas que nos rodean.

Mónica María Lara Mateus

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos:

A Dios por iluminarnos nuestros caminos para lograr este tan anhelado sueño.

A nuestros padres, por ser ellos la fuente de motivación y de orgullo para realizarnos profesionalmente.

A la Universidad Industrial de Santander principalmente a la sede Barbosa y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por permitirnos hacer parte de tan importante institución donde sin lugar a dudas nos formamos como personas y como profesionales.

A Nuestros profesores de la escuela, en especial a nuestro director de tesis, Ing. Jorge Andrés Sáchica por su valiosa colaboración durante todo este proceso, por compartir parte de sus conocimientos y ser alguien esencial para la realización de este proyecto, así como también al Ing. Fernando E. Calvete, Ing. Erick Montes e Ing. John Alexander Pabón por su asesoría y dirección.

A nuestros amigos y a todas aquellas personas que de una u otra manera estuvieron presentes para orientarnos, apoyarnos y darnos una voz de aliento cuando lo necesitamos.

A todos mil GRACIAS.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	21
1.1. LOCALIZACIÓN	21
1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.....	22
1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	24
1.4. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	26
1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	27
1.6. PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LLANITO	28
1.7. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO LLANITO	29
1.8. ESTRATIGRAFÍA	30
1.8.1. Terciario.....	33
1.8.2. Formación real.....	33
1.8.2. Formación colorado (Zona A).....	33
1.8.3. Formación mugrosa.....	33
1.8.5. Cretáceo.....	34
1.8.6. Formación Umir (Ksu) (Campaniano-Maestrichtiano).....	34
1.9. MARCO ESTRUCTURAL.....	35
1.10. ESTACIÓN TRES DEL LLANITO	36
2. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL	38
2.1. PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.....	42
2.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO.....	44
2.3. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.....	45
2.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.....	53
2.5. MÉTODO DE VOGEL.....	54
2.6. MÉTODO DE VOGEL COMPUESTO.....	55

2.7.	MÉTODO DE FETKOVICH.....	55
2.8.	ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	56
3.	METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO.	59
3.1.	RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	59
3.2.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	60
3.2.1.	Red.....	61
3.2.3.	Comportamiento.....	65
3.3.	REPORTE Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	86
4.	ANÁLISIS FINANCIERO.....	183
4.1.	FLUJO DE CAJA.	184
4.2.	INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	185
4.2.2.	Tasa de interés de oportunidad (TIO).	186
4.3.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	187
4.4	ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO Y LA DISMINUCIÓN EN LA PRESIÓN DE CABEZA.	188
	CONCLUSIONES.....	200
	RECOMENDACIONES.....	202
	ANEXOS.....	205

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento para las cuatro zonas productoras de Campo Llanito.	26
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del yacimiento.	28
Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para el activo Llanito	28
Tabla 4 Distribución de Pozos por Colectores.	61
Tabla 5 Datos Llanito 130.	64
Tabla 6 Temperatura y Viscosidad Llanito 130.	65
Tabla 7. Condiciones de Presión generalizadas para el Campo Llanito	67
Tabla 8 Condiciones operacionales, Llanito 130.....	67
Tabla 9. Características de la correlación de flujo Duns & Ross.....	68
Tabla 10. Valores de las constantes a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo sobre balanceado. .	70
Tabla 11. Valores de las constantes a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo bajo balanceado.	71
Tabla 12 Condiciones Operacionales, Llanito 130.....	71
Tabla 13 Datos Llanito 130	72
Tabla 14 Datos de entrada para el análisis de Outflow.....	75
Tabla 15 Outflow Llanito 130.	77
Tabla 16 Clasificación según diámetro de Colector.	81
Tabla 17 Comportamiento de la producción Yuma.	82
Tabla 18 Comportamiento de la producción del Separador 130.....	83
Tabla 19 Comportamiento de la producción del Separador 97-21.....	84
Tabla 20. Comportamiento de la producción del Separador 132.....	85
Tabla 21 Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.	186
Tabla 22 Resultados del estudio realizado.	189
Tabla 23 Precios del crudo del campo Llanito.	189
Tabla 24 Perfil incremental declinado por año.....	190

Tabla 25 Costos estimados de los servicios contratados.	191
Tabla 26 Costos estimados de los servicios realizados por Ecopetrol S.A.	192
Tabla 27 Costos totales del trabajo de la Campaña de Recañoneo.	193
Tabla 28 Costos totales del trabajo para reducir la presión en cabeza.	194
Tabla 29 Flujo de caja.	194
Tabla 30 Resultados financieros.	199

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Ubicación Geográfica de Campo Llanito.....	21
Figura 2 Columna Estratigráfica de la primera producción de Campo Llanito	23
Figura 3 Producción histórica y acumulada de fluidos del campo Llanito.	26
Figura 4 Características de un yacimiento tipo Black Oil.....	27
Figura 5 Curva histórica de producción de campo Llanito.	29
Figura 6 Curva histórica de producción de campo Llanito.	30
Figura 7 Estratigrafía	31
Figura 8 Principales topes y discordancias encontrados en los pozos del activo Llanito.	32
Figura 9 Esquema del proceso de la estación tres.	37
Figura 10 Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción.	39
Figura 11 Determinación de la capacidad de flujo.	43
Figura 12 Factor para diferentes formas y posiciones del pozo en un área de drenaje.....	52
Figura 13 Índice de Productividad.....	53
Figura 14 IPR en dos Fases.	54
Figura 15 Modelo de Pozo PIPESIM.	62
Figura 16 Carga de datos para pozos desviados Llano 130.....	63
Figura 17 Calibración del Factor volumétrico de formación (FVF) Llanito 130.	64
Figura 18 Calibración de la Viscosidad.....	65
Figura 19 Perfil de Presión y Temperatura Llanito 130.....	66
Figura 20 Ajuste de correlaciones de flujo.	68
Figura 21 Curvas IPR variando TPP.....	73
Figura 22 Caudales Máximos vs TPP.....	74
Figura 23 Outflow Llanito 130.	77

Figura 24 Intersección Outflow Inflow.	78
Figura 25 Análisis Nodal, Nodo Cabeza Llanito 130.	79
Figura 26 Optimización de la presión de cabeza.	80
Figura 27 Variación de la producción al optimizar la presión de cabeza.	81
Figura 28 Comportamiento de la producción en el Separador.....	82
Figura 29 Comportamiento de la producción del separador 130.	83
Figura 30 Comportamiento de la producción 97-21.....	84
Figura 31. Comportamiento de la producción.	85
Figura 32 Flujo de caja.	197
Figura 33 PayBack Time.....	198
Figura 34 Producción incremental vs. Producción inicial.	199

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: Información de densidad óptima de perforaciones.	205
ANEXO B: Información para construcción de curvas OUTFLOW.....	217

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA ESTACIÓN TRES DEL CAMPO LLANITO DE ECOPETROL S.A. UTILIZANDO EL MÉTODO DE ANÁLISIS NODAL.¹

AUTORES: MONICA MARIA LARA MATEUS**
NORIDA LISETH TOLOSA AMADO**

PALABRAS CLAVES: Estudio integrado, análisis nodal, inflow, outflow, sistema de producción: Bombeo Mecánico, campo Llanito: estación tres.

DESCRIPCION

Basándonos en que cada día en la exploración de los hidrocarburos se hace más difícil encontrar yacimientos con grandes reservas, las empresas operadoras enfocan su atención en la optimización de la producción de campos maduros, realizando análisis y estudios integrados relacionando la geología y la ingeniería de petróleos.

Principalmente este proyecto busca entregar un estudio realizado a los 33 pozos asociados a la estación tres del campo Llanito de ECOPETROL S.A con sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico por medio del método de Análisis Nodal ya que comprobada su efectividad y confiabilidad este es considerado una de las técnicas más utilizadas para la optimización de los sistemas de producción.

Para llevar a cumplimiento este estudio se utilizó el software PIPESIM que permite finalmente evaluar la optimización de la producción y determinar las condiciones óptimas de operación de cada pozo identificando diferentes escenarios tales como: densidad óptima de las perforaciones, cambio de diámetro del Tubing, variación de la presión de cabeza y sensibilidad con los diámetros de las líneas de flujo.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más convenientes para la estación.

¹ Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: ING Jorge Andres Sachica.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION OF WELLS ASSOCIATED WITH THREE FIELD STATION LLANITO OF ECOPETROL S.A USING NODAL ANALYSIS METHOD¹.

AUTHORS: MONICA MARIA LARA MATEUS**
NORIDA LISETH TOLOSA AMADO**

KEY WORDS: Integrated study, nodal analysis, inflow, outflow, production system: Rod Pumping, Llanito Field three station.

DESCRIPTION

Based on that every day hydrocarbon exploration becomes more difficult in large-reserves reservoir search , operating companies focus their attention on optimize the production in mature fields, Performing analysis and integrated studies relating the geology and petroleum engineering.

Mainly this project seeks to provide a study of the 33 wells associated to the third station from ECOPETROL S.A with Rod Pumping System by the Nodal Analysis method and after verifying its effectiveness and reliability this is considered one of the most used techniques for the optimization of production systems.

In order to comply this study we used the software PIPESIM that finally allows to evaluate the optimization of production and determine the optimal operating conditions of each well identifying different scenarios such as optimal density of drilling, changing tubing diameter, head pressure variation and sensitivity with flow lines diameters.

Results analysis obtained through the system changes was supported by a financial assessment which allowed the more convenient election in modifications for the station.

¹ Project Degree

**Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: ING Jorge Andrés Sachica

INTRODUCCIÓN

Debido a la importancia que diariamente para la industria petrolera tiene el incrementar su estado financiero y abastecer el consumo mundial de hidrocarburos lo cual es respaldado por el aumento de la producción de reservas probables y obtener así una mejora en la eficiencia del flujo o maximizar el factor de recobro de los yacimientos, se hace necesario realizar un estudio integrado donde se combina los elementos principales del sistema de producción (yacimiento, pozo y facilidades de superficie); los que respectivamente permiten predecir el comportamiento del yacimiento, evaluando el diseño mecánico de los pozos y el sistema de recolección del campo.

Teniendo en cuenta lo anterior y ya que la finalidad de este proyecto es realizar un estudio que permita también encontrar escenarios de optimización para la producción de los pozos asociados a la estación tres del campo Llanito operado por Ecopetrol S.A y dado que una de las técnicas más usadas para alcanzar dicho objetivo es el Método de Análisis Nodal, que permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, el cual consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción.

Para la aplicación de dicha técnica existen gran variedad de simuladores comerciales, entre ellos se encuentra el software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger, el cual cuenta con recursos suficientes para modelar el sistema de producción con sus respectivos componentes incluyendo el sistema de levantamiento artificial presente en este caso Bombeo mecánico.

En este orden de ideas se organizó dicho estudio en cuatro capítulos que permiten entender con claridad los objetivos propuestos inicialmente. El primer capítulo describe las generalidades del campo necesarias para la aplicación particular del estudio. El segundo capítulo muestra los conceptos que se involucran con el análisis nodal y que son necesarios para entender el estudio integrado de la

producción; también hace referencia a como este método permite determinar la capacidad de producción de un pozo, además ayuda a identificar las zonas en que ocurre una restricción excesiva del flujo y/o elevadas caídas de presión. En el tercer capítulo se explica la metodología utilizada para cada uno de los escenarios planteados (densidad óptima de perforaciones, cambio de la P_{wh} , cambio en los diámetros tanto de la tubería de producción como de las líneas de flujo) que permiten o no la optimización de la producción, así como también los resultados de estos escenarios para los 33 pozos que hacen parte de la estación tres de campo Llanito. Finalmente en el cuarto capítulo se realizó el análisis financiero para determinar la viabilidad de los escenarios establecidos.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO.

1.1. LOCALIZACIÓN

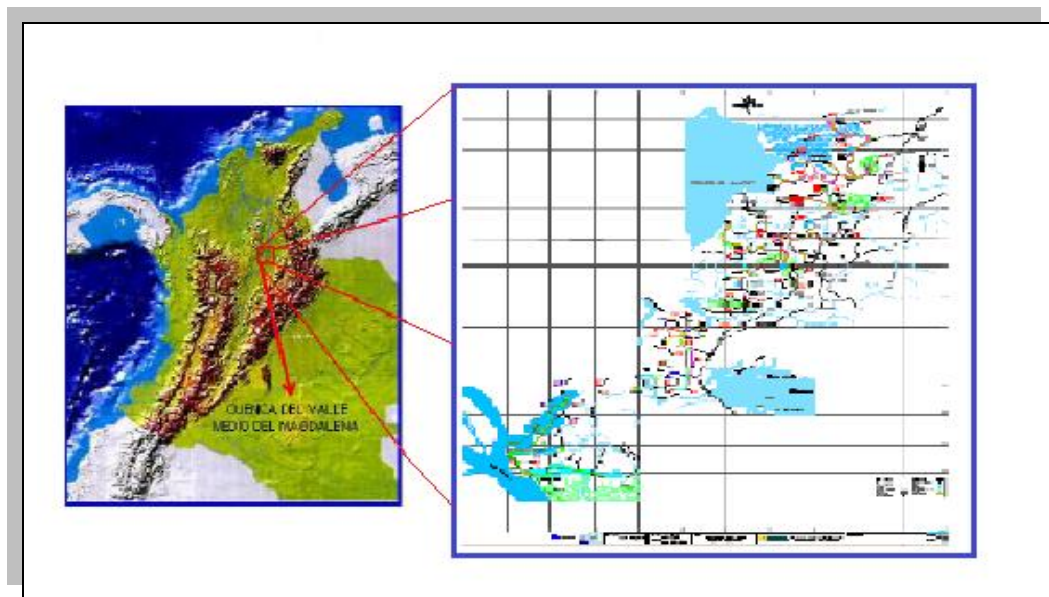
El campo Llanito fue descubierto en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizado en el Departamento de Santander, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente a la parte Norte de la concesión De Mares entre las fallas Salina y de Cimitarra, al norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al sur con el campo Casabe, al norte con el Rio Sogamoso, al Oeste con la Ciénaga de Llanito y al este con la Ciénaga San Silvestre.

Cartográficamente 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 1 Ubicación Geográfica de Campo Llanito



FUENTE: ECOPETROL S.A

El campo tiene una extensión de 35 Km² donde se han perforado aproximadamente 124 pozos (43 pozos activos, 32 inactivos, 10 abandonados y 39 secos) con áreas de drenaje para cada uno de ellos entre 15 y 20 acres. El aceite reportado hoy en día es de 314 Mbls, a la fecha cuenta con una producción diaria de 1400 BOPD y 1.6 KPCD de gas, de los cuales actualmente se cuenta con un acumulado de 39 Mbls de petróleo extraídos, alcanzando así un factor de recobro del 14,1%.

Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismos de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productores los constituyen areniscas de las zonas B y C de la formación Mugrosa, las zonas A y D de la formación Colorado y Esmeralda- La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en toda el área. La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28.000 ppm de Cl⁻.

1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

Llanito fue el primer campo de petróleo descubierto por ECOPETROL y mostro al momento de su descubrimiento buenas perspectivas de producción.

El 19 de febrero de 1955 inicia la exploración perforando las formaciones del grupo calcáreo Basal de Llanito 1, hasta una profundidad de 13561 ft, sin encontrar algún rastro de hidrocarburos.

Después de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, en las zonas C y B de la formación Mugrosa del terciario, sin obtener producción comercial en ellos; sin embargo, se había aprobado un proyecto de oleoducto de baja capacidad y costo, para probar durante un periodo largo la capacidad del yacimiento y posiblemente aprovechar la

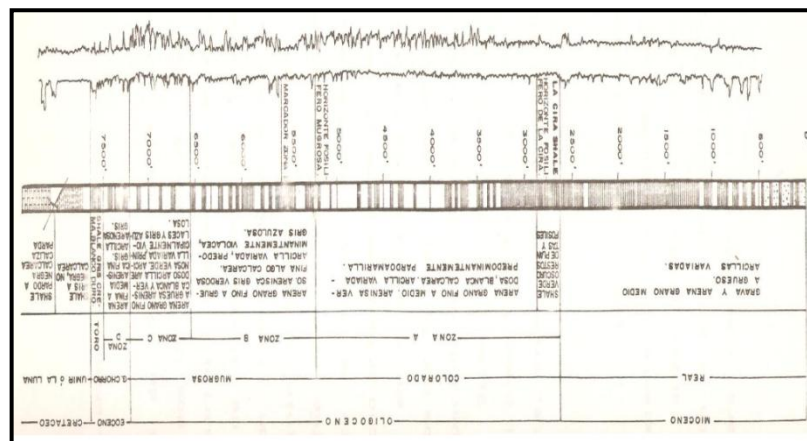
producción de gas encontrada en el pozo (5), dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos.

En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, cuya ubicación se determinó a partir de correcciones que implicaban un cambio para el mapa que representaba el tope del Cretáceo, en zonas B y D (figura 2) con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural, considerándose el descubridor del campo.

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 realizando trabajos de reacondicionamiento de los pozos antiguos con el fin de abrir nuevas aéreas productoras y se perforaron de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres con el fin de acelerar y mejorar el recobro de las reservas del campo, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

Figura 2 Columna Estratigráfica de la primera producción de Campo Llanito



Fuente. Tomado de la empresa Colombina de petróleos

1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Se inicia la explotación del campo Llanito de 1961-1964 reconocida esta fecha como el primer ciclo de desarrollo donde se perforaron 42 pozos productores los cuales arrojaron una producción de 1400 BOPD, relación gas-aceite de 600 pc/Bbl y porcentaje de agua menor del 10%. De 1964-1976 aumenta la producción del área en un promedio de 3400 BOPD y BSW del orden del 25%, debido a la realización de trabajos remediabiles y re terminaciones.

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

En 1976-1981 se observa un incremento en la producción de aceite del campo Llanito a 1800 BOPD aproximadamente, como resultado de los cañoneos de arenas adicionales, así mismo, se observa un incremento en la producción del campo Galán a 1500 BOPD aproximadamente, como consecuencia del desarrollo secundario por inyección de agua; finalizando de 1981-1984 la producción muestra una tendencia ascendente del área como resultado del programa de perforación en el campo Llanito para reducir espaciamento de 60 a 30 acres, alcanzando una producción máxima aproximada de 5500 BOPD y un corte de agua del 40%.

De 1985-1989 se produce el descubrimiento y desarrollo del campo Gala, el cual apporto inicialmente 590 BOPD con relación gas-aceite de 200 PC/ Bbl, así mismo se perforaron 10 pozos en el campo Gala alcanzando una producción de 2300 BOPD, con un corte de agua del 20% y una relación gas aceite de 460 pc/Bbl. La producción total para el área de 6500 BOPD, 42% de BSW. Adicionalmente en mayo de 1988, se produce el descubrimiento del campo Cardales, el cual apporto inicialmente 628 BOPD con un BSW del 2% y relación gas aceite de 57 pc/Bbl.

En 1989-2003: La producción del campo ha reportado nuevamente una declinación aproximada de 10% anual, manteniéndose por los trabajos de cañoneo adicional.

Actualmente el Campo Llanito produce 3700 BOPD y 1.6 KPCD de gas con un BSW promedio de 70% y 43 pozos activos.

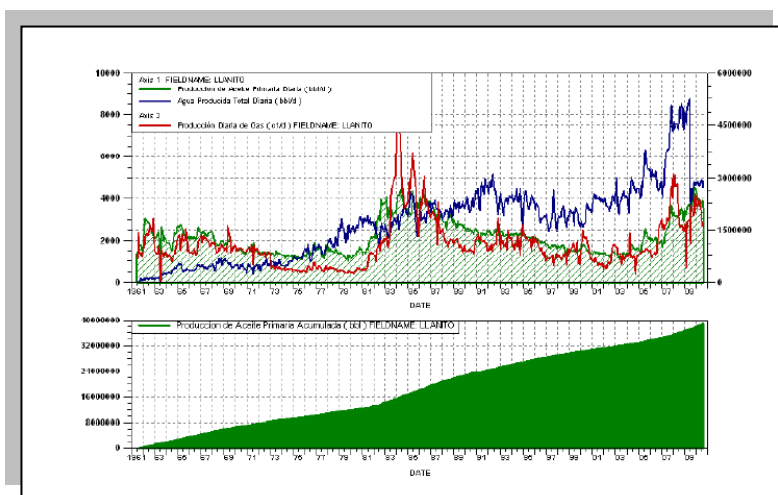
La figura 3, muestra el comportamiento de la producción de fluidos totales, petróleo, agua y gas, acumulado. De acuerdo a la información presentada en el informe del departamento de yacimientos y producción de magdalena medio vigencia 2008, el campo Llanito produce 1400 BOPD y tiene un acumulado de 34324 Mbls.

La presión original de yacimiento de la formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 ft para la zona B y en 2600 psi para la zona C. Este campo no cuenta con una historia de presiones definida debido a la ausencia de información.

De acuerdo con el comportamiento de la producción, el yacimiento ha mostrado un descenso de la presión que se observa más fuerte en los primeros cinco años de producción, sin embargo después de este tiempo la presión trata de mantenerse, por lo que se puede concluir que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

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.

Figura 3 Producción histórica y acumulada de fluidos del campo llanito.



Fuente. Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de mares. ECOPETROL S.A

1.4. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación Mugrosa y la zona D a las formaciones Esmeralda y la Paz respectivamente.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento para las cuatro zonas productoras de Campo Llanito.

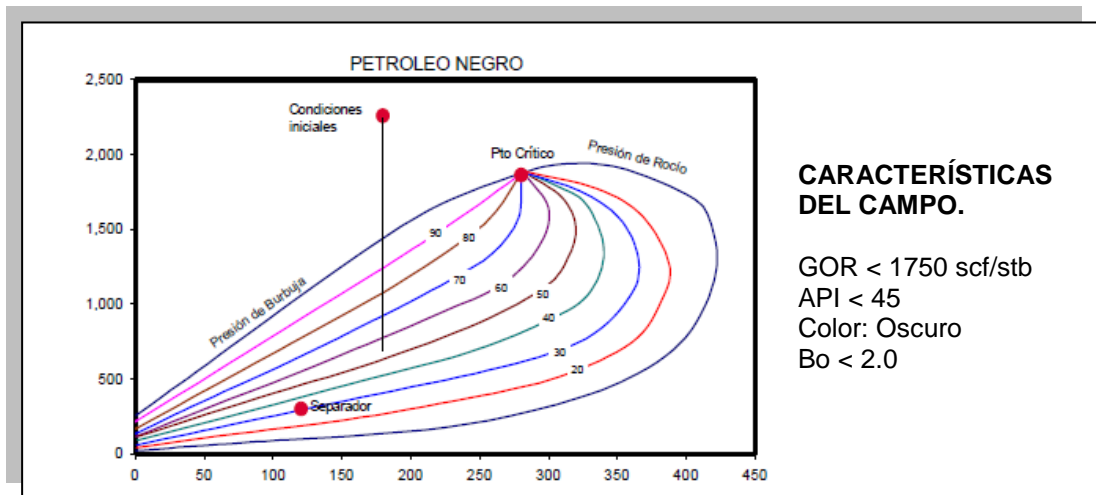
HORIZONTE PRODUCTOR	ZONA A	ZONA B	ZONA C	ZONA D
Espesor petrolífero	26 pies	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de la Formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 psi	2400 psi	288 psi	3200 psi
Presión Actual (PSI)	1600	900-1500	1100	900
Temp. de Yacimiento		135°F	140°F	140°F
Gravedad API	18.4-gas	21°API	23°API	24°API
GOR (Inicial)	150	200	200	370
F.V.F		1.094	1.105	1.206
BWS inicial	0	0.3%	0.3%	0.3%

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL 2003.

1.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

El petróleo presente en el yacimiento del campo Llanito es de base asténica y su gravedad API oscila entre 18°- 24°, clasificándose como Black Oil (figura 4). De acuerdo a la información de presiones adquirida recientemente se determina que inicialmente el yacimiento, se encontraba sub-saturado y que actualmente la presión en las arenas, B, C y D que están en explotación, se encuentran por debajo de la presión de burbuja.

Figura 4 Características de un yacimiento tipo Black Oil.



Fuente. FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, FREDDY H. ESCOBAR, PhD.

La tabla 2 muestra los resultados obtenidos mediante análisis realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP en cuanto a la descripción de los fluidos que se encuentran en cada una de las formaciones productoras del campo Llanito.

La gravedad °API y la viscosidad del petróleo del Campo Llanito, varían de acuerdo con la zona productora y a las profundidades donde se observa que en las formaciones menos profundas la gravedad es más alta (tabla 3).

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del yacimiento.

Parámetros	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Gravedad API	18.4	20	22	24
Viscosidad (cp.)	50	19.4	12.1	5
Tipo crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico
Factor Volumétrico	1.058	1.094	1.105	1.2
Factor Volumétrico a Pb	1.061	1.096	1.109	1.206
GOR Inicial (SCF/STB)	150	500	400	600

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL 2003.

Tabla 3. Rango de viscosidades y gravedad API para el activo Llanito

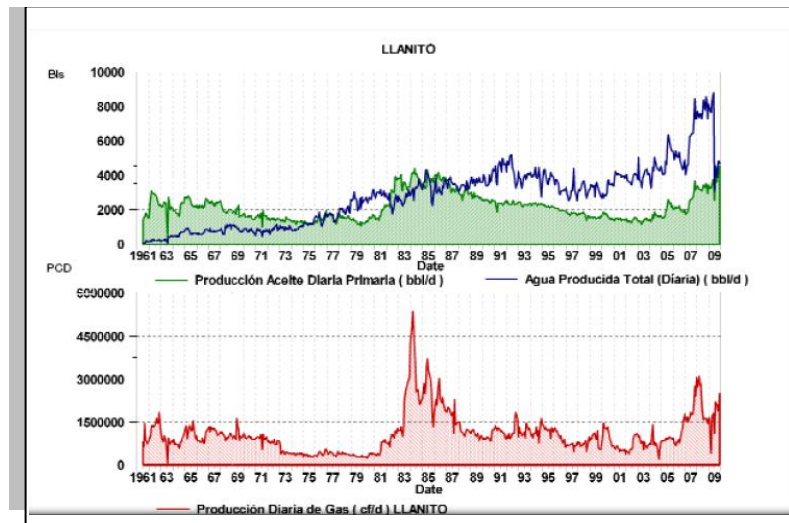
Yacimiento	Viscosidad (cp.)		Gravedad API	
	Rango	Promedio	Rango	Promedio
Zona A	53 – 170	110	16 – 19	18
Zona B	20 – 70	45	18 – 21	19
Zona C	12 – 46	26	24 – 25	24
Zona D	8 – 18	13	25 – 26	25

Fuente. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito- Gala. ECOPETROL 2003.

1.6. PRODUCCIÓN DE GAS DEL CAMPO LLANITO

El campo Llanito inicia la producción de gas inmediatamente comienza su explotación, lo cual se debe a su principal mecanismo de producción 'Gas en solución'. Tras el segundo desarrollo del campo Llanito en 1984, basado principalmente en una campaña de perforación para reducción de espaciamento, se alcanzó el pico máximo de producción con 5,5 Millones de pies cúbicos por día (figura 5).

Figura 5 Curva histórica de producción de campo Llanito.



Fuente. Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de mares. ECOPETROL.S.A.

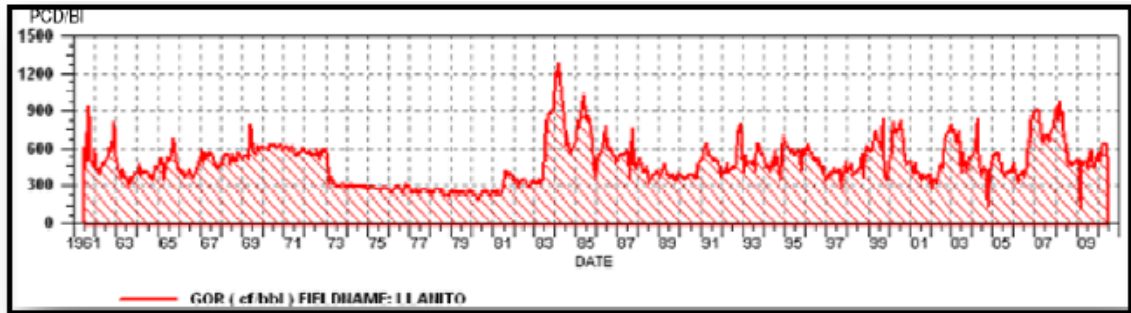
La producción de gas del campo Llanito al día de hoy es cercana a los 2,2 millones de pies cúbicos por día, producción que es comprimida y enviada a la Gerencia Complejo de Barrancabermeja.

1.7. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DEL CAMPO LLANITO

El gas libre del yacimiento se ubica en arenas de la formación Colorado, las cuales fueron parcialmente explotadas, el gas asociado hace parte de la producción de hidrocarburos de las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

La figura 6 presenta el comportamiento del GOR (Relación Gas/Petróleo) en ft^3 de gas por Bbl de petróleo producido. El comportamiento de esta variable indica que el mecanismo de producción es el gas en solución.

Figura 6 Curva histórica de producción de campo llanito.



Fuente. Departamento de ingeniería de producción y confiabilidad de mares. ECOPEPETROL. S.A.

Actualmente no se tiene en explotación las reservas de gas libre; el cien por ciento (100%) de la producción de gas a junio de 2010 proviene de gas asociado a la producción de petróleo, lo que origina restricciones a la producción de líquidos en algunos pozos.

El gas del campo Llanito es seco, y principalmente está compuesto por Metano en porcentajes superiores al 80%, presenta bajo contenido de dióxido de carbono y no hay presencia de ácido sulfhídrico.

1.8. ESTRATIGRAFÍA

La figura 7 y 8 muestran la columna estratigráfica perforada, los topes y los espesores encontrados. Con base en esta información se resume a continuación una descripción litológica de tope a base de las formaciones encontradas.

Figura 7 Estratigrafía

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN	ZONA	DESCRIPCIÓN		
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 moteadas.	
				Temprano				
			MIOCENO	Tardío				
				Medio				
		PALEOGENO	OLIGOCENO	Temprano	COLORADO	A	Tope la Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo rojizas .	
				Tardío	MUGROSA	B	Tope lutitas fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio- deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares con intercalaciones limo-arcillosas pardas grisáceas. Facies de 'Pont 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 deltaicos, con intercalaciones de arcillo litas gris verdosas.	
				Mediano				
			PALEOCENO	Temprano	Discordancia Eoceno-Paleoceno			
	Tardío							
	SOZOCICO	CRETACEO	TARDIO	Maestrichtiano	UMIR	Galembo	Lutitas gris oscuras a negras, carbonosas.	
Campaniano								
Santoniano				LA LUNA	Pujamana			Chert negro con intercalaciones de lutitas silíceas. Shale calcáreo negro.
Coniaciano								
Turoniano								
Cenomaniano				Salada	Calizas negras piritosas			
TEMPRANO			Albiano	SIMITI		Shale calcáreo carbonoso.		
			Aptiano	TABLAZO		Calizas gris-oscuras a negras, fosilíferas.		
			Barremiano	PAJA		Shale negro limoso, carbonoso, ligeramente calcáreo, fosilífero.		
			Hauteriviano	ROSABLANCA		Calizas grises, masivas, arcilla arenosa.		
		Valanginiano						
Berriasiano		TAMBOR		Areniscas transgresivas gruesas a finas.				
JURATRIASICO				GIRÓN		Areniscas conglomeráticas grises a rojas, arcósicas, con intercalaciones de arcillolitas rojas.		

Fuente. Modificada de Estudio integrado de yacimiento campo Llanito Gala ECOPETROL S.A

En el Campo Llanito se están explotando cuatro yacimientos productores independientes pertenecientes a las series Oligoceno y Eoceno del Terciario; dos se conocen como zonas B y C que conforman la Formación Mugrosa y el tercero, Zona D Formación Esmeralda del grupo Chorro.

Independientemente a estas se presenta la Zona A de la formación Colorado que son arenas lenticulares probadas como gasíferas en algunos pozos y petrolíferas en otros.

Figura 8 Principales topes y discordancias encontrados en los pozos del activo llanito.

PETROFÍSICA	ESTRATIFICACIÓN	
La Cira Shale	MLCSH	
Colorado – A1	MTOC	
Colorado – A2	MTOC2	
Colorado – A3	MTOC3	FORMACIÓN COLORADO
Colorado – A4	MTOC4	
Fósiles Mugrosa	MFOSM	
Mugrosa – B1	MTOMB	
Mugrosa – B2	MTOMB3	FORMACIÓN MUGROSA ZONA B
Mugrosa – B3	MTOMB4	
Mugrosa – B4	MTOMB5	
Mugrosa – C1	MTOMC	
Mugrosa – C2	MTOMC2	FORMACIÓN MUGROSA ZONA C
Mugrosa – C3	MTOMC3	
	MTEE	
Esmeralda – D1	MTETT	FORMACIÓN ESMERALDA – LA PAZ
Esmeralda – Toro	DISCORDANCIA – TK	
Shale		

Fuente. Estudio integrado de yacimiento campo Llanito Gala ECOPETROL S.A

1.8.1. Terciario. Predomina la secuencia Terciaria, los pozos comienzan la perforación de las formaciones Real, 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. Los estratos del Terciario tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados.

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

1.8.2. Formación colorado (Zona A). Constituida en el tope por el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublamina, micro micáceo, con inclusiones carbonaceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominante 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 ft.

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

Zona B: Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas en mayor proporción hacia su base de color gris verdosa, y grano fino. Su espesor promedio es de unos 1400 ft.

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

1.8.4. Formación esmeralda- la paz (Zona D). Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloraciones de gris 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 ft. Hacia la base de esta formación se encuentra un paquete de 280 ft aproximadamente de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, sílicea, 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.

1.8.5. Cretáceo. El contacto superior de la secuencia cretácea es discordante con los sedimentos del Eoceno. El espesor promedio de estos sedimentos en el área es del orden de los 4000 ft y fueron perforados por el Pozo Llanito 1, donde se reconocieron las siguientes formaciones de techo a base:

1.8.6. Formación Umir (Ksu) (Campaniano-Maestrichtiano). 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. Espesor perforado 100m.

Shales oscuro a gris claros, intercalados con areniscas grises o grises verdosas muy finas, limosas, cuarzosas a líticas, localmente caricáceos, ocasionalmente calcáreas, porosidad visible pobre a regular, graduación en parte a limo litas,

delgadas capas de carbón. El contacto superior con la secuencia Terciaria en el área es discordante. Espesor promedio 250 ft.

1.8.7. Formación la luna (Ksl) (Cenomaniano-Santoniano). 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 100 ft.

1.8.8. Formación salto (K, sal) (Albiano Superior-Cenomaniano). 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, semi-blando, calcáreo y con ocasionales concreciones ovoides. Está datada del Albiano superior-Cenomaniano con base en amonitas. Con la supra yacente Formación La Luna, su contacto es concordante y con la infra yacente Formación Simiti es para conforme.

1.8.9. Formación simiti. (Kis) (Albiano inferior a Medio), 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.

1.9. MARCO ESTRUCTURAL.

La tectónica presente en el Campo Llanito presenta un fallamiento el cual puede tener una gran extensión lineal como la falla de Bucaramanga- Santa Marta, o puede ocurrir dentro de áreas locales o subregionales limitadas como un sistema de longitud finita que puede ser referido como compartimental debido a la

deformación independiente a ambos lados de la falla, además presenta un movimiento relativo de dos bloques adyacentes en sentido derecho.

En el campo existen dos sistemas predominantes de fallamiento: Un sistema longitudinal (NE-SW) relacionado al fallamiento Casabe-Galán-Llanito y un sistema de fallas normales transversales (E-W) relativamente reciente asociado al 'Trend' estructural de tipo normal, que genera un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en 'Echelon' (escalonados) y cabeceo preferencialmente al Norte. El intenso fallamiento transversal genero tectónica de bloques escalonados, limitados al norte y al sur por fallas normales.

1.10. ESTACIÓN TRES DEL LLANITO

Los fluidos que se producen en cada pozo (crudo, agua y gas) son llevados mediante un sistema de líneas de recolección en diferentes formas (radial, axial) a la estación, de allí pasan a un sistema de separación (separación bifásica) obteniendo dos fases: corrientes gas y líquido (crudo y agua) las cuales son enviados a los tanques de almacenamiento donde el fluido es medido para cuantificar los volúmenes totales de producción del campo y almacenado, también se lleva a cabo el proceso de drenaje del agua, de los tanques se envía a un sistema de separación denominado API donde por tiempo de retención se realiza una recuperación de petróleo que se re-envía a los tanques de almacenamiento, el agua pasa a un sistema de piscinas de retención y oxidación para ser trasegadas por medio de un sistema de bombas y una línea independiente de transferencia de aproximadamente 300 metros desde donde se comparte con las estaciones Norte y Oriental del Llanito a la planta de Deshidratación Galán para su tratamiento y disposición al medio, son aproximadamente 12 Km desde el punto de conexión a la planta de deshidratación Galán. Al proceso de separación petróleo-agua se le agrega una inyección de químico para mejorar la eficiencia del proceso.

2. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL

El análisis Nodal fue propuesto por primera vez en 1954 por Gilbert² y discutido años más tarde por Nind³ (1964) y Brown⁴ (1978). Este sistema se creó con el fin de determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, consiste en dividir un sistema de producción en nodos para calcular las respectivas caídas de presión.

Los principales objetivos para aplicar el análisis nodal son los siguientes:

- Determinar la rata de flujo a la cual producirá un pozo ya sea de aceite o gas de acuerdo con las limitaciones del completamiento y la geometría del Wellbore.
- Establecer las condiciones de flujo bajo las cuales podría dejar de producir.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que sea más rentable.
- Determinar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y seleccionar el más óptimo.
- Analizar cada componente del sistema de producción para identificar si alguno de estos está restringiendo el flujo.

Para predecir el comportamiento del sistema, es necesario calcular las caídas de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias posiciones dentro del sistema. Así variando los gastos,

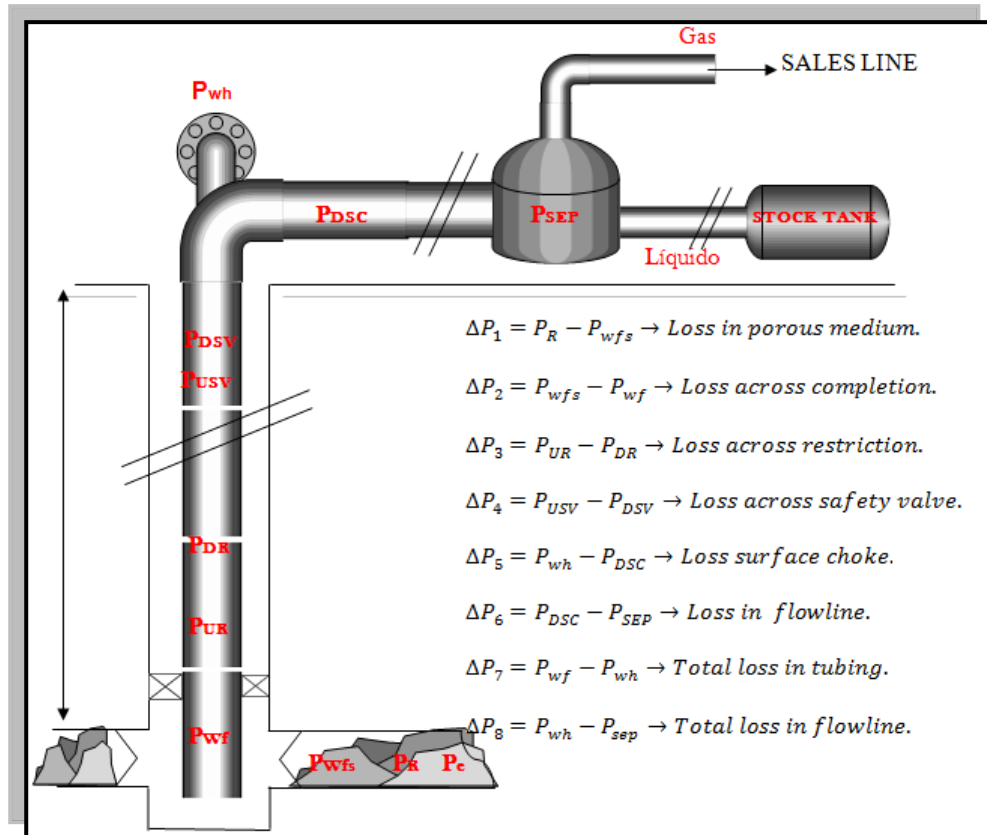
² GILBERT, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performanc." API Drill. Prod. Practice, 1954.

³ NIND, T.E.W.: Principles of Oil Well Production Mc Graw-Hill, 1964.

⁴ BROWN, K.E. & BEGGS, HD.: The technology of Artifial Lift Methodos, Vol.1. Penn Well Publ.Tulsa, Oklahoma, USA. 1978.

empleando un método y una correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos de producción, y así calcular las caídas de presión entre dos nodos.

Figura 10 Posibles pérdidas de presión en un sistema de producción.



Fuente. Modificada de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

Luego de seleccionar un nodo de solución, se hallan las caídas de presión que son un delta entre la presión final y la presión inicial. En un sistema de producción se conocen dos presiones, las cuales para fines de cálculos se consideran constantes, siendo éstas la presión del yacimiento (P_R) y la presión del separador (P_{sep}). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para determinar la presión en los nodos intermedios.

Los resultados en el análisis del sistema no solo permitirán conocer la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, también muestra los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, se puede identificar los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento índice de productividad (IPR), son función de los siguientes puntos del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y líneas de descarga.
- Porcentaje de agua producida.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Longitud de tuberías.
- Relación gas-líquido.
- Temperatura.
- Características de los fluidos.
- Grado de desviación del pozo.
- Topografía del terreno donde se encuentra la línea de descarga.

La selección del nodo depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición debe ser de tal manera mejor, para así dar una solución confiable bajo una serie de condiciones. Además de evaluar las razones técnicas, se tendrá que aportar una justificación económica, así validando con ello de manera completa la solución encontrada.

El yacimiento requiere un suministro de energía para transportar los fluidos (petróleo-gas-agua) 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. Además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

El yacimiento posee una gran 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, a medida que la energía declina, se hace necesario usar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria.

En un sistema de producción la presión va disminuyendo desde el yacimiento hasta el separador, esta caída de presión total es la sumatoria del ΔP en cada componente.

La caída de presión total del sistema de producción se toma constante para rangos de tiempo razonablemente cortos, debido 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.

$$\Delta P_{TOTAL} = P_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \quad \text{Ecuación 1}$$

Las pérdidas de presión encontradas están asociadas generalmente a:

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

Si existen otros accesorios en el sistema, dicho efecto también debe ser considerado.

Obtener un ΔP total constante, a pesar de que cada componente tenga un ΔP variable determina que si existe un componente con un ΔP muy alto, el resto de componentes tendrán un “ ΔP disponible” bajo, por lo que el caudal a través del

sistema se producción será bajo. Este fenómeno origina lo que comúnmente se denomina “Cuello de Botella”, con un efecto negativo sobre el comportamiento del sistema.⁵

2.1. PROCESO DE APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.

Para efectuar un análisis nodal se deben incluir los siguientes pasos:

Seleccionar un nodo o punto de análisis. Este nodo separa al sistema en dos zonas.

INFLOW: La zona aguas arriba del nodo.

OUTFLOW: la zona aguas abajo del nodo.

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.

Usando esta metodología permite escribir las siguientes expresiones.

La ecuación (2) aplica al sector del sistema de producción que se ha denominado Inflow, comenzando en el yacimiento y terminando en el nodo.

$$P_r - \Delta P_{aguas\ arriba} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 2}$$

La ecuación (3) describe el balance de presión en el outflow, es decir entre el separador y el nodo.

$$P_{sep} - \Delta P_{aguas\ abajo} = P_{nodo} \quad \text{Ecuación 3}$$

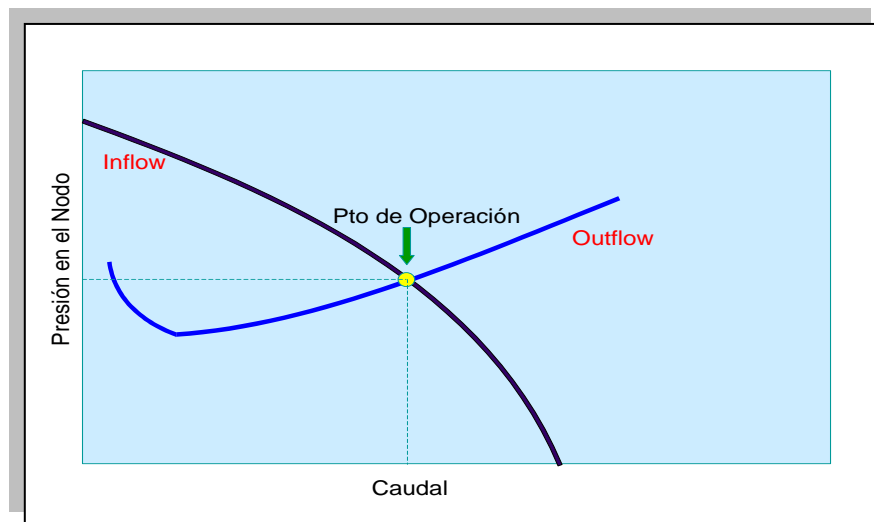
⁵ Curso de Levantamiento Artificial. Caracas: INTEVEP, 2006

Para aplicar estas ecuaciones se 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.

Para los valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando la ecuación de Inflow y la outflow, y se gráfica. Se encontrará un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan.

El hecho de que no se corten las dos curvas no significa que exista un error del análisis nodal, se debe interpretar que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural.

Figura 11 Determinación de la capacidad de flujo.



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

Para diseñar 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.

Teóricamente, el nodo se puede colocarse estrictamente en cualquier punto del sistema.⁶

2.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL POZO.

El sistema de producción en un pozo de petróleo o gas comienza desde el radio extremo drenaje en el yacimiento hasta los tanques donde es almacenado, consta de 4 componentes:

- Yacimiento
- Completamiento
- Pozo
- Línea de flujo en superficie.

Existe una presión de yacimiento de los fluidos en el proceso antes mencionado, que es la presión estática del yacimiento, y una presión final, que es la presión del separador en la estación de flujo.

El fluido de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia “r” del pozo 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 esta trayectoria, las pérdidas de energía del fluido en la medida que el camino es baja capacidad de flujo (K_o), presenta restricciones en

⁶ BROWN, Kermit, LEA, James. *Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells*. 1985

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. 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 la cabeza del pozo la presión resultante se conoce como P_{wh} .

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las 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 yacimiento y la demanda de energía de la instalación de transportar fluidos hasta la superficie.⁷

2.3. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.

Existen algunos nodos o puntos de análisis estratégicos para aplicar el análisis nodal, a continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

2.3.1. Solución en fondo de pozo. Es el nodo solución más utilizado y se encuentra 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.

- Presión de llegada al nodo (Inflow): $P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$
- Presión de salida de nodo (Outflow): $P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_i + \Delta P_p$

⁷ STOISITS, R. "Dynamic Production System Nodal Analysis". 1982

Para trabajar este nodo se debe suponer diferentes tasas de flujo y también es necesario obtener la presión de cabeza para llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta el separador. Tomando las tasas de flujo supuestas y las correspondientes presiones de cabeza, se determina las presiones de entrada al Tubing requeridas.

Luego se procede a graficar las tasas supuestas y las presiones de entradas al Tubing en la misma grafica de la curva IPR, la intersección determina la tasa a la cual el pozo producirá para el actual sistema de tuberías. Esta tasa puede variar siempre y cuando se presente alguna modificación en el sistema.⁸

2.3.2. Solución en cabeza del pozo. Este nodo divide el sistema en dos componentes: El downstream que está conformado por el separador y la línea de flujo; y el upstream que se conforma por el yacimiento y por la sarta de producción.

- Presión de llegada al nodo (Inflow): $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$
- Presión de salida del nodo (Outflow): $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$

El siguiente paso es suponer varias tasas de flujo, y con la presión del separador hallar la presión de cabeza que es necesaria para llevar los fluidos hasta el separador. Usando las tasas de flujo supuestas se determinan las presiones de flujo correspondientes para producir las tasas.

Luego con las presiones de flujo obtenidas, se halla la presión de cabeza permisible para dichas tasas. Por último se gráfica las presiones de cabeza encontradas de las dos formas con las tasas supuestas, y la intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

⁸ DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

2.3.2. 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 sí misma no varía con la tasa.

Inicialmente se asumen diferentes tasas, y se determina la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas anteriormente. Con el valor obtenido de P_{wf} , determinar las correspondientes presiones de cabeza; estas se emplean para calcular la presión del separador permisible para cada una de las tasas supuestas. A continuación se grafica la presión del separador con las tasas supuestas, sin olvidar trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de las curvas es la tasa de flujo del sistema utilizado.⁹

2.3.3. 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.

Es necesario asumir algunas tasas de flujo, y determinar el valor de presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador, usando las correlaciones de flujo multifásico e iniciando por la presión del separador. Después se determinan los valores de presiones de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas anteriormente.

Hallar los valores de P_R requeridos para cada tasa supuesta a partir de las presiones de entrada al Tubing, utilizando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo. Se grafica los valores de presión promedio hallados anteriormente con las tasas de flujo supuestas, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante. La intersección de las dos curvas es la tasa de flujo del sistema.

⁹ DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

2.3.4. Solución en nodos funcionales. Un sistema de producción tiene herramientas de fondo y de superficie, tales como estranguladores de superficie que producen caídas de presión con la tasa de flujo. Por lo tanto se debe calcular ese diferencial de presión a través de estos nodos funcionales.

Inicialmente se asumen diferentes tasas de flujo y determinar las presiones de cabeza necesarias para llevar los fluidos hasta el separador, por medio de correlaciones de flujo multifásico horizontal. Después hallar las presiones de cabeza permisibles a partir de la presión promedio del yacimiento con las correlaciones de flujo multifásico vertical y con IPR.

Luego graficar las presiones de cabeza halladas anteriormente contra las tasas de flujo supuestas y calcular los diferenciales de presiones ΔP . A continuación se grafica los diferentes de presiones ΔP con las tasas de flujo. Aplicando la fórmula adecuada para el estrangulador, hallar las presiones de cabeza para cada tasa de flujo, y para varios tamaños de estrangulador. Por último, calcular los diferentes de presiones ΔP para cada estrangulador, teniendo así, el comportamiento del sistema total para varios diámetros de estrangulador en la cabeza del pozo.¹⁰

2.3.5. Flujo de fluidos en el yacimiento. 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. La cual 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 (μ_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 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 que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

¹⁰ DIAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado. 2009

El flujo estable es un tipo donde la presión no cambia con el tiempo. La condición de $P_{eb}=cte.$, 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 frontales. 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:

$$q_o = \frac{0.00708k_o h(P_R - P_{WF})}{\mu_o B_o \ln(0.472 \frac{r_e}{r_w})} \quad \text{Ecuación 4}$$

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 como 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 fractura miento y la acidificación, mientras que el cañoneo y la inversión de finos ilustran algunos de los casos que conllevan un daño asociado.

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 y Everdigen en el año 1953, y es utilizada para tomar en cuenta las desviaciones que presentan 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 así:

$$s = s' + Dq$$

Dónde:

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 arena, etc.

De esta forma, la inclusión de Skin Factor en la ecuación de Darcy permite tomar en cuenta la variabilidad de la permeabilidad y los efectos no-laminares de 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 termino $0.472 r_e/r_w$ 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 12 Factor para diferentes formas y posiciones del pozo en un área de drenaje.

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

Fuente: "THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS" Vol 4

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

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_R - P_{wf})}{\mu_o B_o [\ln(0.472X) + S]} \quad \text{Ecuación 5}$$

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.¹¹

¹¹ MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. 2008

2.4. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR.

El índice de productividad, permite la predicción del comportamiento de producción para diferentes escenarios propuestos requiriendo conocer el mínimo de datos a evaluar. Se define como la relación entre el caudal producido (Q) y la caída de presión del yacimiento (Pyac). En 1954, Gilbert propuso esta relación, posteriormente hicieron varias observación y llegaron a la conclusión de que esta relación solo se puede aplicar cuando la presión de fondo fluyendo (Pwf) es mayor con respecto a la presión de burbuja (Pb), el flujo del fluido es monofásico, y la curva que representa al índice de productividad es una recta.

$$J = \frac{Q}{P_R - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 6}$$

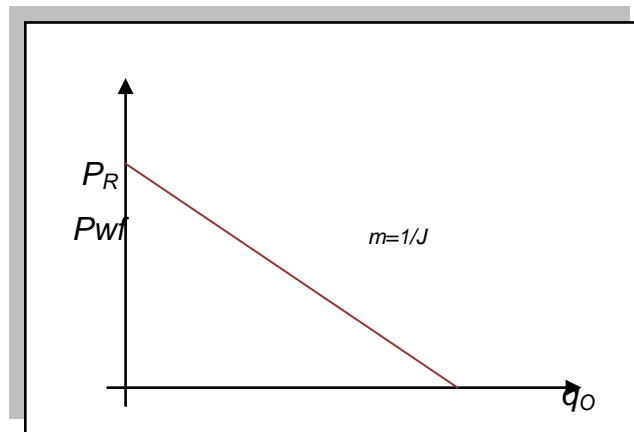
J = Índice de productividad.

P_R = Presión del yacimiento.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.

Q = Caudal.

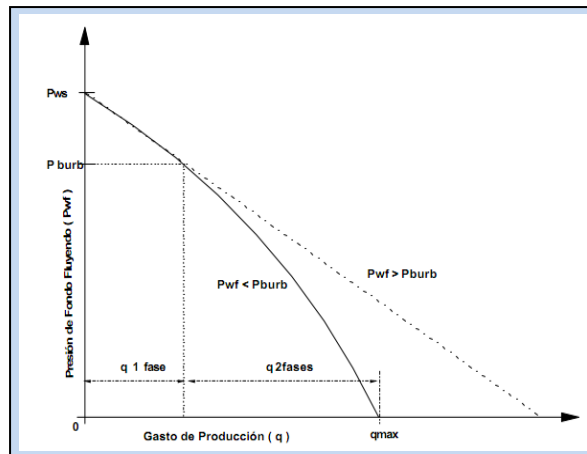
Figura 13 Índice de Productividad.



Fuente. Modificado de HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de Producción y Análisis Nodal. 2009.

2.4.1. Concepto de IPR. Debido a que el índice de productividad (J) estaba restringido, se hicieron varios ensayos y observaciones, para poder aplicarlo a cualquier tipo de yacimiento teniendo en cuenta que las condiciones de producción de cada yacimiento varían. Se aplicó el IPR (Inflow Performance Relationship), aplicado a los tres tipos de yacimientos: petróleo saturado, gas y condensado.

Figura 14 IPR en dos Fases.



Fuente. Representación esquemática de las Curvas de comportamiento de Presión-Producción

2.5. MÉTODO DE VOGEL.

M.V.Vogel¹² (1968) desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR (Inflow Performance Relationship) de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto, si la presión de fondo fluyendo (Pwf) es menor que la presión de burbuja (Pb), optemos un fluido multifásico. La relación está dada por la siguiente ecuación.

$$Q_{max} = \frac{Q_{max}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wff}}{P_{yac}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wff}}{P_{yac}} \right)^2} \quad \text{Ecuación 7}$$

¹² VOGEL, J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. Journal Petroleum Technology, January 1968

2.6. MÉTODO DE VOGEL COMPUESTO.

El IPR es una combinación de índices de productividad. Basado en la ley de Darcy cuando las presiones del yacimiento (P_{yac}) están por encima de la presión de burbuja (P_B), y cuando la presión se encuentra por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel.

$$q_o = PI \cdot (P_r - P_{wf}) \quad \text{Para } P_{wf} \geq P_b \quad \text{Ecuación 8}$$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{PI \cdot P_b}{1.8} \right) \right) \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad \text{Para } P_{wf} \leq P_b \quad \text{Ecuación 9}$$

Se considera que el IPR calculado mediante la ecuación de Vogel es independiente del factor Skin y por lo tanto se aplica únicamente a pozos que no tiene daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel para poderlas aplicar a pozos con daño estimulado.

2.7. MÉTODO DE FETKOVICH

Fetkovich demostró que los pozos que producen por debajo de la presión del punto de burbuja (P_b), y los pozos de gas exhiben cuevas de índices de performance de influjos similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleos.

$$q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 10}$$

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

El exponente “n” fue encontrado que existen casos entre 0.5 y 1.0, tanto para los pozos de gas como para de petróleo. Una “n” menor que 1.0 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 incrementan¹³.

2.8. ANÁLISIS NODAL PARA OPTIMIZAR SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Teniendo en cuenta que la estación 3 de Campo Llanito los pozos cuentan con un sistema de levantamiento artificial siendo este el Bombeo Mecánico.

En el diseño de los sistemas de levantamiento artificial para un pozo, es recomendado que sea inicialmente tratado como si fuera un pozo fluyendo; es decir; una gráfica del sistema de producción debería ser preparada para ver si el pozo es capaz de fluir y si es así, a cual tasa.

El análisis del levantamiento artificial puede ser hecho en la misma gráfica. Numerosos pozos que están fluyendo mostraran aumento en la tasa de flujo por localizarlos en el sistema de levantamiento.

El propósito de cualquier sistema de levantamiento artificial es crear una presión predeterminada de entrada a la tubería de producción, tal que el yacimiento pueda responder y producir el objetivo de tasa de flujo.

El diseño y análisis de cualquier sistema de levantamiento puede ser dividido dentro de dos componentes principales. El primero es el componente del yacimiento (relación de desempeño de flujo) el cual representa la capacidad del pozo para producir fluidos. El segundo componente representa la tubería completa y el sistema de levantamiento artificial.

Esto incluye el separador, la línea de flujo, restricciones de la línea de flujo tales como choques, sarta de la tubería de producción, restricciones de la sarta de la

¹³ HIRSCHFELDT, Marcelo. Conceptos de Well Performance. 2008

tubería de producción tales como válvulas de seguridad y el mecanismo de levantamiento artificial.

La presión de entrada a la tubería de producción, puede ser determinada por variación de la tasa de flujo y cuando esta curva de entrada sea colocada en la misma grafica con la curva del IPR, la tasa óptima para un particular método de levantamiento puede ser determinada.

Que un pozo pueda ser capaz de producir naturalmente no significa que le levantamiento artificial no debería ser considerado. Muchos pozos son capaces de producir a muchas tasas de producción más altas cuando se les coloca un sistema de levantamiento artificial, y esto es llevado frecuentemente en proyectos de aceleración de tasas donde exista una situación competitiva.¹⁴

2.9. MECÁNICA DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (BOMBEO MECÁNICO)

Un yacimiento que produzca por bombeo mecánico tiene cierta presión suficiente para que el petróleo alcance dicho nivel en el pozo. Por lo tanto, el bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia continua del petróleo hasta la superficie. El funcionamiento de un balancín de producción se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, puesta en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo.

El bombeo mecánico ¹⁵ es un sistema de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. La válvula fija permite que el petróleo entre al cilindro de la bomba. En la carrera descendente de las varillas, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción. En la carrera ascendente, la válvula viajera de cierra para mover hacia

¹⁴ REY. Claudia, SANTOS. Ana, Aplicación del análisis nodal para Optimizar sistemas de producción de pozos.1988

¹⁵ Osorio, Rafael. <http://www.petroblogger.com/2010/08/bombeo-mecanico-de-petroleo.html>

la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

La unidad de superficie imparte el movimiento reciprocante a la sarta de varillas de succión, con la cual se mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo. Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

La unidad de bombeo es conocida como "Balancín". El bombeo mecánico es el de mayor aplicación por su potencia, versatilidad y facilidad de mantenimiento.

El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

No se recomienda en pozos desviados y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas - líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la bomba.

3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO.

En este capítulo se analizarán los mejores escenarios para optimizar la producción de la estación tres del campo llanito, donde se tendrán en cuenta la configuración mecánica de fondo y superficie así como las condiciones óptimas de operación, aplicando los conceptos mencionados en el capítulo 2 para construir curvas de IPR e índice de productividad y realizar un estudio integrado utilizando la técnica de análisis nodal.

3.1. RECOLECCIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para llevar a cabo el desarrollo del estudio integrado fue necesario recopilar y organizar la información con datos requeridos por el simulador PIPESIM. La información fue suministrada por el personal de ECOPETROL S.A. de la SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES.

3.1.1 Datos del fluido. La opción <Configurar black Oil> permite caracterizar el fluido producido en cada pozo. Con propiedades como:

- W.C. (Water Cut)
- GOR
- SG. Gas
- SG. Agua
- API

Para tener una mayor precisión en el resultado de los datos, es necesario tener en cuenta las opciones de <Datos de viscosidad> y <Calibración avanzada de datos>; las cuales requieren de datos como: viscosidades, factor volumétrico de

formación (F.V.F), Gas en solución (Rs); medidas a condiciones de presión y temperaturas específicas. Basadas en las pruebas PVT de llanito 10.

3.1.2. Datos del yacimiento. Dependiendo de las características del fluido se hace necesario analizar las correlaciones como Fetkovich, Jones y Vogel, para elegir el mejor ajuste; en este estudio se escogió Vogel, el cual requiere de los siguientes datos:

- Presión estática (P_s)
- Temperatura de Yacimiento (T_{yac})
- Caudal (Q)
- Presión de fondo fluyendo (P_{wf})

Donde los datos de Presión estática y Presión de fondo fluyendo fueron calculados en base al historial de los niveles del fluido.

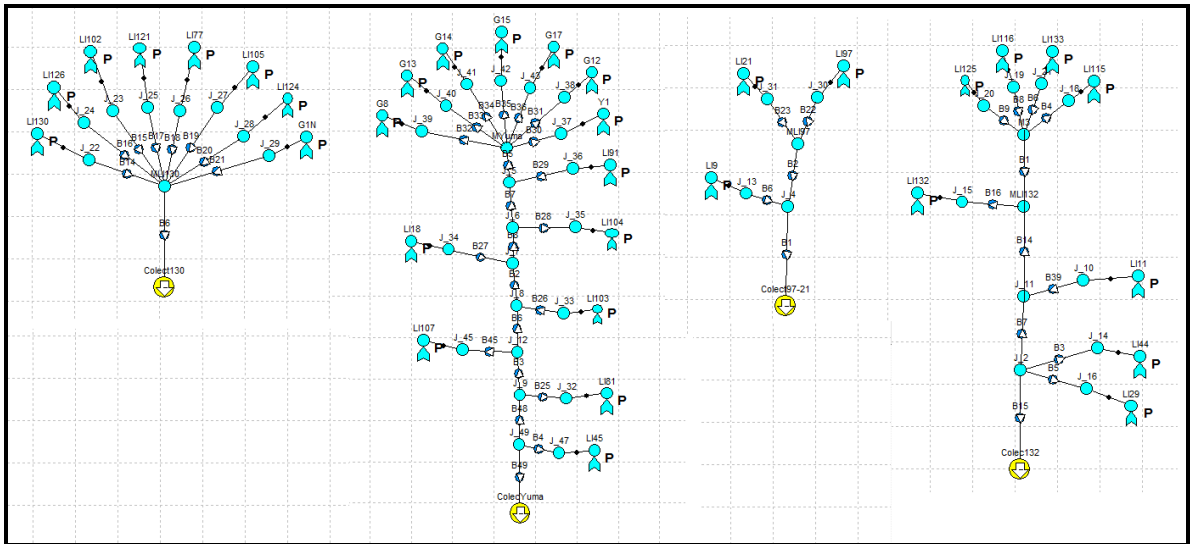
3.1.3. Configuración de la tubería. Los datos que requiere el simulador son:

- MD (Middle Distance)
- TVD (Total Vertical Distance)
- Diámetro interno del Tubing
- Diámetro interno del Casing
- Sistema de levantamiento (Bombeo Mecánico)

3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

La estación de tres de campo llanito cuenta con 33 pozos, que fueron clasificados de acuerdo a los diámetros de cada colector armando 4 redes.

3.2.1. Red



Fuente:

Tabla 4 Distribución de Pozos por Colectores.

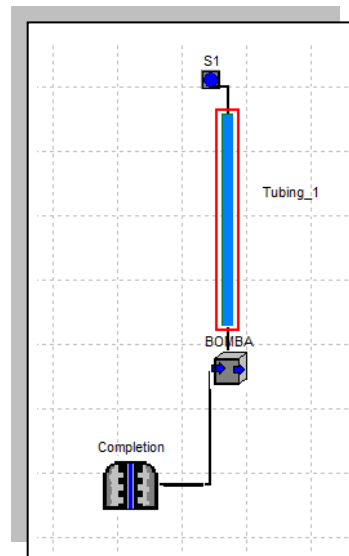
ESTACIÓN TRES			
COLECTOR YUMA	COLECTOR 130	COLECTOR 97-21	COLECTOR 132
LLAN- 18	GALA-1N	LLAN-21	LLAN-115
LLAN -45	LLAN – 77	LLAN-97	LLAN-116
LLAN -81	LLAN-102	LLAN-09	LLAN-125
LLAN -91	LLAN-105		LLAN-133
LLAN-103	LLAN-126		LLAN - 11
LLAN-104	LLAN-130		LLAN - 29
LLAN-107	LLAN-121		LLAN - 44
GALA -12	LLAN-124		LLAN-132
GALA – 8			
GALA -17			
GALA -13			
GALA -14			
GALA -15			
YUMA -1			

Una vez armada cada red se procede a cargar la información para cada uno de los pozos.

3.2.2. Pozo

Para el desarrollo de los objetivos se describirá un paso a paso, tomando como ejemplo el pozo Llanito 130 y teniendo en cuenta que cada pozo no posee información de pruebas PVT, se tomó como referencia el pozo Llanito 10.

Figura 15 Modelo de Pozo PIPESIM.

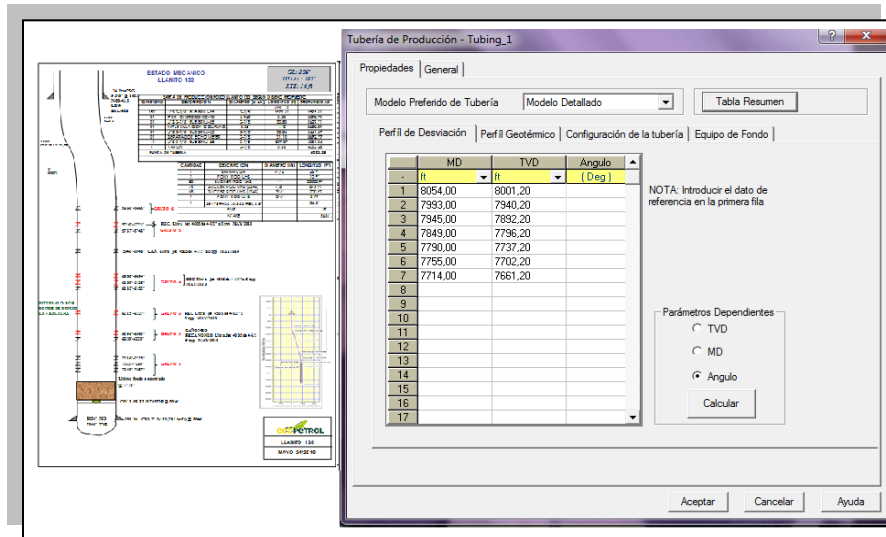


Fuente. Autores – Steady State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM

3.2.2.1. Caracterización del yacimiento. Para hacer la caracterización del yacimiento, el simulador requiere de los siguientes datos Presión Estática (P_s), Temperatura ($^{\circ}F$) y modelo IPR, donde dependiendo de las características del mismo sea escogido como modelo Vogel Equation, el cual requiere de información como: Caudal (Q), Presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y el coeficiente de Vogel que corresponde a un valor de 0,8 ya establecido. Con estos datos PIPESIM permite calcular el potencial absoluto para cada uno de los pozos.

3.2.2.2. Descripción de tubería. Revisando los estados mecánicos se debe tener en cuenta que si el pozo es desviado se tabulan datos relevantes de MD (Measure Depth) y TVD (Total Vertical Depth).

Figura 16 Carga de datos para pozos desviados Llano 130.



Fuente. Autores – Steady State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM

3.2.2.3. CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO. Una vez cargados los datos del fluido se deben hacer calibraciones por factor volumétrico de formación y viscosidad para elegir el mejor ajuste, de no hacer esto no se recomienda hacer ningún tipo de análisis porque los resultados obtenidos no serán confiables.

➤ **Calibración del factor volumétrico de formación.**

Para hacer la calibración se debe tener en cuenta información referente al punto de burbuja como lo es Presión, Temperatura y R_s , siendo estos los datos a ingresar en la pestaña <Calibración avanzada de datos> y así buscar la correlación para un mejor se ajuste, teniendo en cuenta el punto de burbuja e inferiores a este, ya que esto define la fase del fluido.

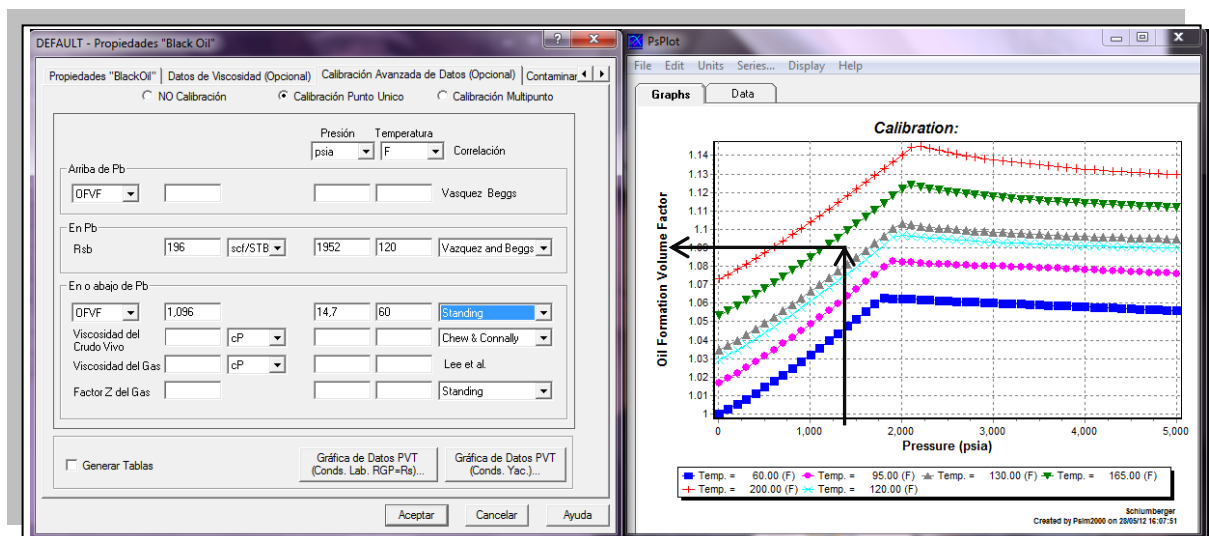
Para este caso la correlación que mejor se ajusta al comportamiento real del pozo es Vázquez & Beggs.

Tabla 5 Datos Llanito 130.

Factor Volumétrico de formación	Presión (Psia)	Temperatura (°F)
1,096	1952	120

Fuente. Autores

Figura 17 Calibración del Factor volumétrico de formación (FVF) Llanito 130.



Fuente. Autores – Steady State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM

➤ **Calibración por viscosidad.**

Para esto es necesario contar con dos datos de viscosidad asociados a sus respectivas temperaturas, siendo estos los datos a ingresar en la pestaña < Datos de viscosidad >

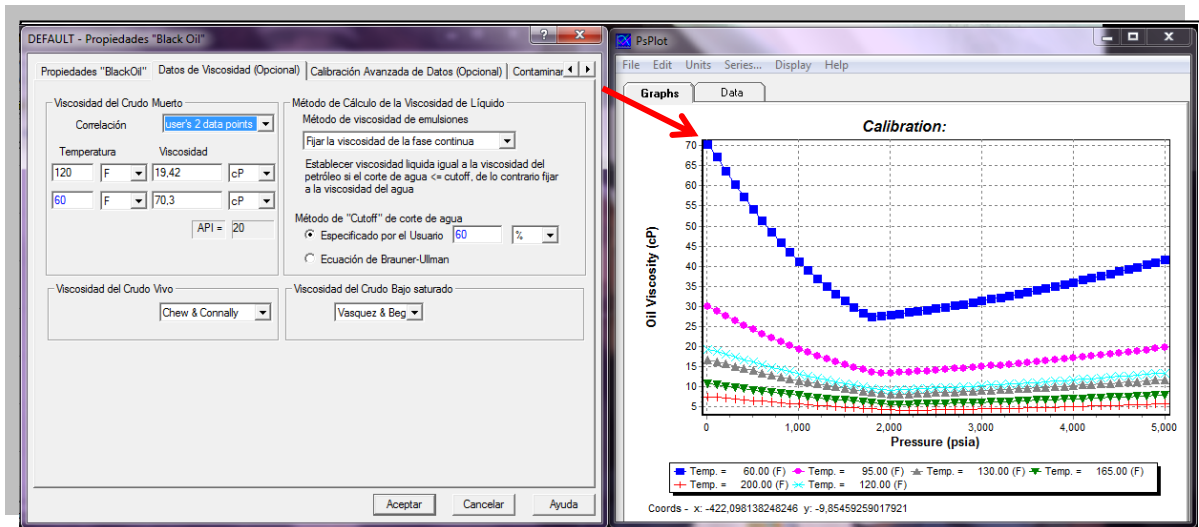
Tabla 6 Temperatura y Viscosidad Llanito 130.

Temperatura	Viscosidad
60	70,3
120	19,42

Fuente. Autores

Donde el simulador por Default usa la correlación de Beggs & Robinson. Pero en este caso la correlación que ajusto fue Chew & Connally.

Figura 18 Calibración de la Viscosidad.



Fuente. Autores – Steady State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM

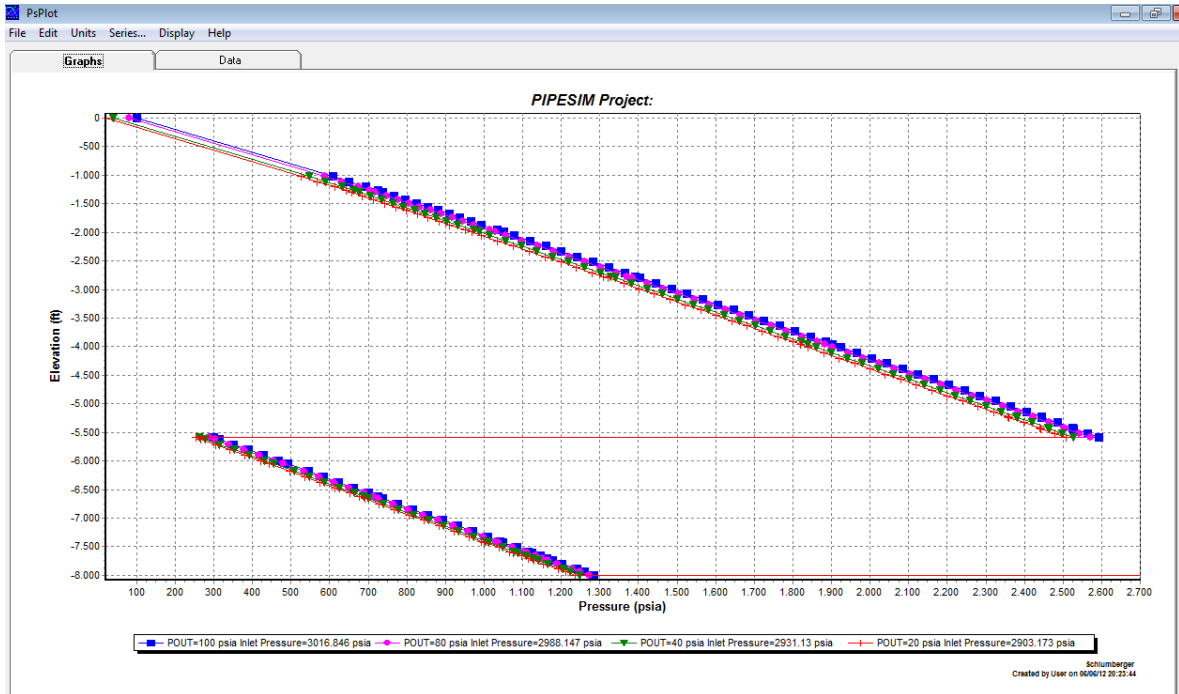
3.2.3. Comportamiento.

➤ Ajuste presión temperatura.

Se hace necesario hacer un análisis de Presiones vs Elevación ya que se deben estimar las presiones necesarias para que el fluido llegue a superficie. Para esto desplegar la pestaña < Operaciones> - <Perfil presión temperatura>. Donde se debe registrar el valor de la tasa de flujo, seleccionando la presión salida. Para la

sensibilización se toma como parámetro la presión estática y de esta manera se corre el modelo como lo muestra la siguiente gráfica.

Figura 19 Perfil de Presión y Temperatura Llanito 130.



Fuente. Autores – Steady State Multiphase Flow Simulation – PIPESIM

De esta gráfica se puede evidenciar que a presiones superiores de 2600 psia el fluido puede llegar a superficie (líneas de colores azul, verde y roja).

➤ **Ajuste de correlaciones de flujo multifásico.**

Para poder llevar a cabo la calibración del flujo multifásico, se den contar con pruebas de presión, para tener una comparación y verificar que correlación es la que mejor modela el comportamiento del fluido bajo dichas características. De no contar con estas pruebas es posible tomar información representativa basada en la presión y profundidad de cada pozo. Esto es necesario, ya que el simulador por default usa la correlación de Beggs & Brill Revised, para flujo vertical y horizontal. La calibración de estas correlaciones permite calcular las pérdidas por presión en

tubería vertical y horizontal teniendo en cuenta valores de fricción de la tubería y el régimen adicional de espuma no deslizante.

Tabla 7. Condiciones de Presión generalizadas para el Campo Llanito

Profundidad (ft)	Presión (psia)
1540	547
2539	941
3000	1123
3823	1491
4720	2065
5200	2250
7000	3200

Fuente: MARTÍNEZ, MIGUEL y DÍAZ, Jennifer. Evaluación de los principales problemas de producción del campo Llanito de Ecopetrol S.A. 2009 (Modificado).

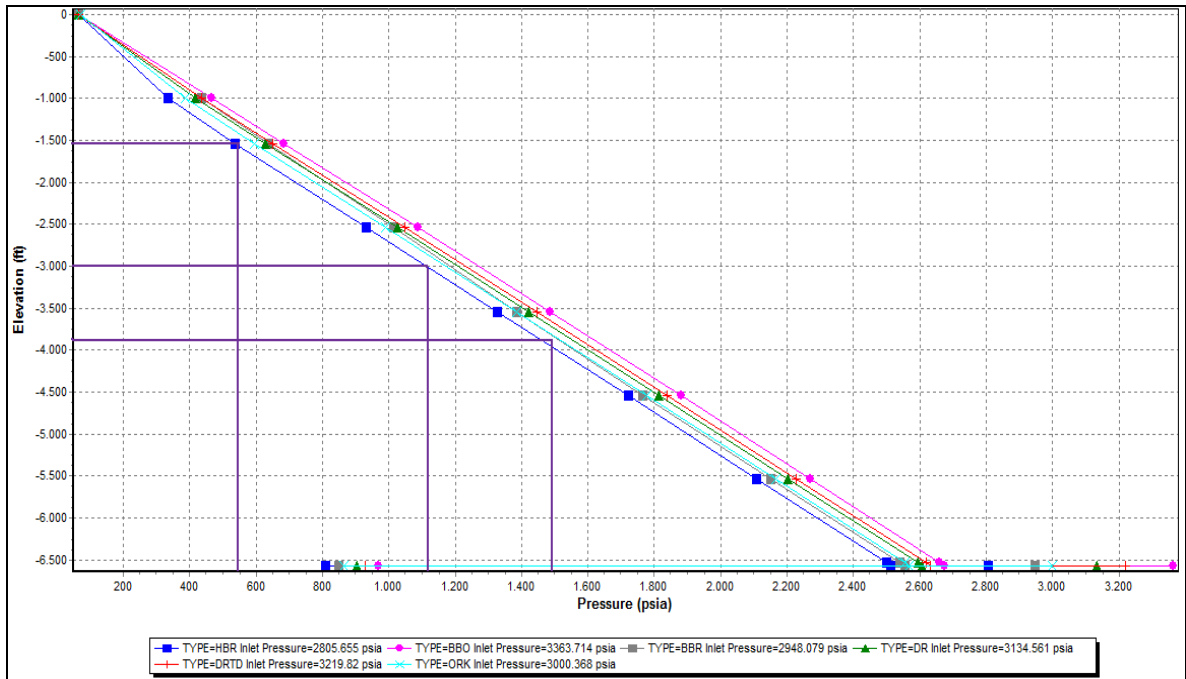
Con esta información se lleva a cabo la calibración de las correlaciones de flujo en la pestaña <Operaciones> <Ajuste de la correlación de flujo>, definiendo la presión en cabeza y la tasa de líquido, luego seleccionar varias correlaciones sugeridas por el simulador PIPESIM, correr el modelo para así poder determinar cuál es la que mejor se ajusta basados en los datos ya mencionados.

Tabla 8 Condiciones operacionales, Llanito 130.

Caudal (Bbls)	Presión en cabeza (psi)
119	40

Fuente. Autores

Figura 20 Ajuste de correlaciones de flujo.



Fuente. Autores –Simulation – PIPESIM

De la gráfica se puede apreciar que la correlación que más ajusto al comportamiento del pozo en estudio, y teniendo en cuenta los parámetros de cada correlación, Duns & Ross permite un mejor modelamiento ya que se ajusta con las características del pozo, tales como gravedad API, GOR, y diámetros de tubería. Para efecto de la simulación se debe cambiar la configuración ya que por default usa Beggs & Brill Revised.

Tabla 9. Características de la correlación de flujo Duns & Ross

DETALLES	POZO EN ESTUDIO	DUNS & ROSS
GOR	< 2500 SCF/STB	< 5000 SCF/STB
OD	2,441 – 2,992 in	1-4 in
Gravedad API	19,5 API	18-56 API
Patrón de Flujo	Flujo Burbuja	Todos los patrones de Flujo

Fuente. Autores

3.3. ANÁLISIS NODAL

Esta técnica es una de las más utilizadas para optimizar sistemas de producción considerándose una de las más efectivas y de confiabilidad a nivel mundial, con la aplicación de esta técnica permite realizar modificaciones tanto de superficie como de subsuelo con el fin de obtener el mayor potencial de cada pozo, el análisis nodal básicamente consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad total del sistema.

En el mercado existen varios simuladores que permiten aplicar dicha técnica entre los cuales se encuentran: Perform-Pipesoft2 de IHS, PIPESIM, PIPESIM GOALD, y NET de la compañía Schlumberger, PROSPER-GAP de Petroleum Expert.

Para cumplimiento de este trabajo se usa el simulador PIPESIM ya que es el más adecuado según las características del campo (Sistema de Levantamiento Artificial).

3.3.1. Análisis nodal en el punto medio de perforados (PMP). Con el objetivo de determinar que pozos tienen mayor probabilidad de optimizar su producción, se les realizó un análisis nodal a todos los pozos de la Estación tres de Campo Llanito, en donde se determinó para cada uno: Densidad óptima de perforaciones, Curva Outflow y Curva Inflow.

Ya que realizar un análisis utilizando un nodo en el punto medio de perforaciones permite observar el cambio de la producción teniendo como parámetro principal la presión del yacimiento, y el comportamiento de los pozos después de realizar cualquier intervención o reacondicionamiento.

3.3.2. Densidad óptima de perforaciones. Mediante arreglos matemáticos y teniendo en cuenta la técnica de Análisis Nodal es posible determinar el número de tiros por pie (TPP o SPF por sus siglas en inglés Shots Per Feet) ideales para una mayor producción al momento de hacerle a alguna intervención al pozo.

Analizando las características el Campo Llanito y sabiendo que presenta gas en solución es posible usar la ecuación que proponen, *Pérez & Kelkar*¹⁶ para determinar la densidad optima de perforaciones, teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de la zona cañoneada. Permitiendo de esta manera determinar las curvas IPR de los pozos en estudio.

Ecuación 1

$$\frac{q_0}{Q_{max}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Dónde:

- q_0 Tasa de Aceite (STB/día)
- Q_{max} Tasa máxima de producción, sin perforaciones (STB/día)
- P_s Presión estática (psi)
- a_1, a_2, a_3 Valores constantes en función de la técnica y radio de perforaciones

Tabla 10. Valores de las constantes a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo sobre balanceado.

CAÑONEADO SOBREALANCEADO				
Rp	TPP	a_0	a_1	a_2
>0,3	2	0,6171	0,26632	-0,86983
>0,3	4	0,77503	0,12529	-0,87781
>0,3	8	0,87333	1,10715	-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.

¹⁶ PEREZ, G and KELKAR, B. A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, pag. 93-101.

Tabla 11. Valores de las constantes a_0 , a_1 , a_2 para cañoneo bajo balanceado.

CAÑONEADO BAJOBALANCEADO				
Rp	TPP	a_0	a_1	a_2
$\leq 0,3$	2	0,64374	0,22082	-0,83782
$\leq 0,3$	4	0,79507	0,15189	-0,91899
$\geq 0,19$	8	0,92006	0,05473	-0,94102
$\geq 0,19$	12	0,93806	0,05464	-0,95875
$\geq 0,19$	16	0,95146	0,06546	-0,98175
$> 0,3$	2	0,8554	0,06302	-0,88678
$> 0,3$	4	0,91196	0,07855	-0,95974

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

3.3.1. Procedimiento para la determinación de la densidad óptima de las perforaciones.

➤ **Condiciones Operacionales**

Se debe tener en cuenta el caudal de producción de cada pozo a su respectiva presión, tomados de los reportes actuales de producción de la Estación Tres de campo Llanito.

Tabla 12 Condiciones Operacionales, Llanito 130

Llanito 130	
Pwf (Psi)	Q (Bbls/día)
895,16	119

Fuente. Autores, Tomado de Informe Llanito

➤ **Análisis del Sistema**

Los principios del análisis de los sistemas demuestran que el equipo de producción y la formación están conectados en el fondo del pozo. Esto implica que el mismo caudal líquido debe fluir por ambos componentes del sistema. Por lo

tanto, se debe buscar una solución común de la performance de los dos componentes, para encontrar el caudal de la producción, bajo el cual el sistema operará a condiciones óptimas.

Para un pozo asistido por Bombeo Mecánico en el cual se desea evaluar la performance operativa del equipo del subsuelo y superficie, se sugeriría utilizar como nodo en el análisis, ya sea la posición a la entrada de la bomba o en el cabezal del pozo. El balance de presiones llevaría a establecer las siguientes relaciones físico-matemáticas para describir el INFLOW y OUTFLOW del pozo. Considerando como nodo la posición al ingreso de la bomba, y el pozo sujeto a flujo bifásico de petróleo y gas.¹⁷

➤ **Construcción Inflow**

Para construir las curvas IPR aplicando el método de Pérez & Kelkar, se deben tener disponibles los datos de: Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}), Caudal (Q_o), Presión Estática (P_r) y el Radio de Perforaciones (R_p) y la densidad de cañoneo (TPP).

Tabla 13 Datos Llanito 130

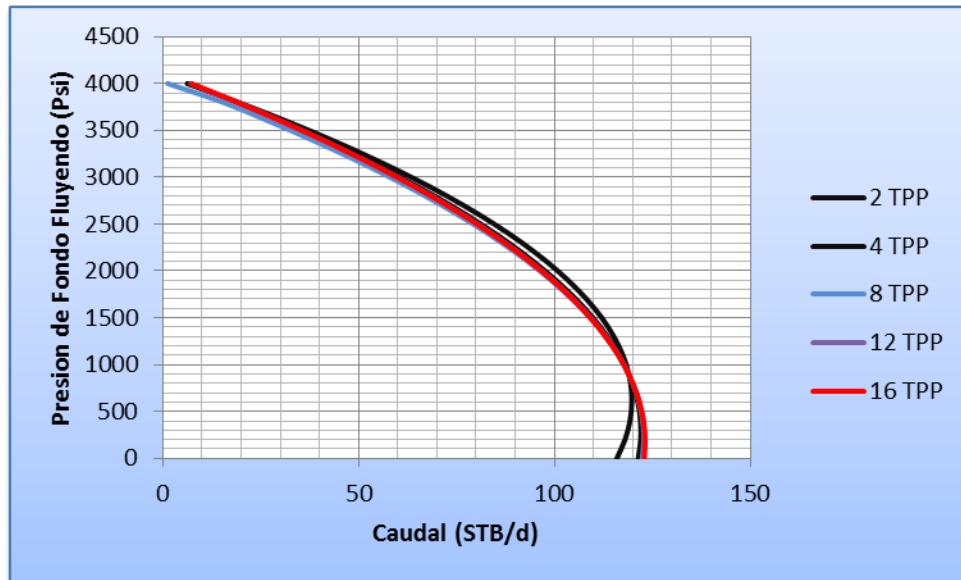
Llanito 130	
P_{wf}	895,16
Q_o	119
P_r	4054
R_p	0,3
TPP	5

Fuente. Autores, Tomado de Informe Llanito

¹⁷ ENCISO, Juan; HUERTA, Víctor; VEGA, Diego; PODIO, Augusto. Uso de Análisis Nodal Para optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGEPET 2005

Ya con los datos se procede a graficar la curva IPR, con la densidad de perforaciones establecida, y posteriormente generar las diferentes curvas IPR variando el número de tiros por pie (2, 4, 8, 12 y 16).

Figura 21 Curvas IPR variando TPP.



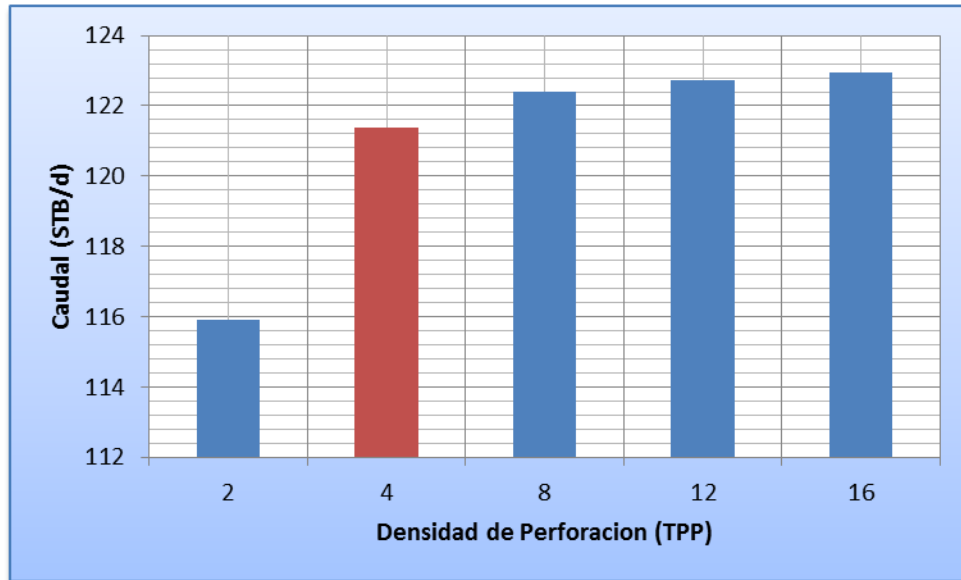
Fuente. Autores

Interpretando la gráfica se puede afirmar que el comportamiento de este pozo obtiene un mayor caudal cuando la densidad óptima de perforaciones es de 16 TPP.

El cual no es significativo para hacer trabajos de intervención ya que la inversión no es respaldada por la producción, una vez ejecutados dichos trabajos.

Lo que conlleva a determinar que la densidad óptima de perforaciones para este pozo es de 4 tiros por pie (TPP), dato inicialmente mencionado. Para una mejor visualización se grafica los caudales máximos vs la densidad de Perforaciones.

Figura 22 Caudales Máximos vs TPP



TPP	2	4	8	12	16
Q	115,92	121,37	122,41	122,72	122,95

Fuente. Autores

➤ **Construcción de la Curva Outflow**

Analizando las presiones en cabeza (P_{wh}) y a presión de fondo fluyendo (P_{wf}) necesarias a las diferentes tasa de producción y graficándolas se obtienen las curvas Outflow en Cabeza y en el fondo de pozo, ya que por medio de esta se puede medir la capacidad que tiene el pozo de extraer los fluidos del yacimiento.

La información recolectada permite establecer una relación entre las pérdidas de presión a través de la sarta de producción y el caudal, desde el punto de entrada a la bomba hasta la cabeza del pozo

Tabla 14 Datos de entrada para el análisis de Outflow

LLANITO 130			
Parámetros	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3
Caudal (Bbls/d)	135	90	75
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2180	2360	2415
Presión de descarga (psi)	2330	2298	2160
Presión de entrada a la bomba (psi)	1049,5	247,2	169,4
Nivel de fluido (ft)	2660,6	4240,15	521892
Presión en cabezal de pozo (ft)	60	50	40
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/21/2009	08/10/2010	03/16/2012

Fuente: Autores. Tomada de informe de Llanito.

Estos datos son el resultado de varias mediciones del nivel del fluido y de dinagramas que fueron suministrados por el área de producción de la Estación.

➤ Nivel del fluido

Es la profundidad a la que se levanta la columna de fluido por efecto de la presión del Yacimiento.

➤ Presión de entrada a la Bomba

La PIP por sus siglas en inglés Pressure Intake Pump es menor a la presión de fondo fluyendo debido a las pérdidas por fricción desde la cara de la formación hasta el miple del asiento de la bomba.

➤ Presión de cabeza

Es la presión a la cual el fluido llega a superficie.

➤ Carga del fluido

Es el peso de la columna del fluido levantado por la bomba en un momento determinado.

➤ Presión de descarga

Es la misma presión a la entrada de la tubería y es una medida de la cantidad de energía requerida para levantar los fluidos a la superficie.

CALCULAR PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (P_{wf})

Se procede a calcular un valor correspondiente a P_{wf} asociado a cada una de las pruebas, utilizando la siguiente correlación.¹⁸

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

Dónde:

ΔP_{ft}	Caída total de presión por fricción, varillas y tubería (psi)
P_{wh}	Presión en cabeza del pozo (psi)
F_o	Carga de fluido (Lbs)
A_p	Sección transversal del pistón, (in ²)

A continuación se mostrará lo anterior con el ejemplo que se ha desarrollado.

Presión de cabeza, P_{wh} (psi)	= 60
Perdidas de presión por fricción, ΔP_{ft} (psi)	= PDP - P_{wh} = 2270
Carga de fluido por unidad de área P_{fo} , $\frac{F_o}{A_p}$	= 2180 lb / 1,227 in ² = 1447,6
Presión de fondo fluyendo (P_{wf})	= 882,4

¹⁸ ENCISO, Juan; HUERTA, Víctor; VEGA, Diego; PODIO, Augusto. Uso de Análisis Nodal Para optimización de la Producción por Bombeo Mecánico en Campos Maduros. V INGPET 2005

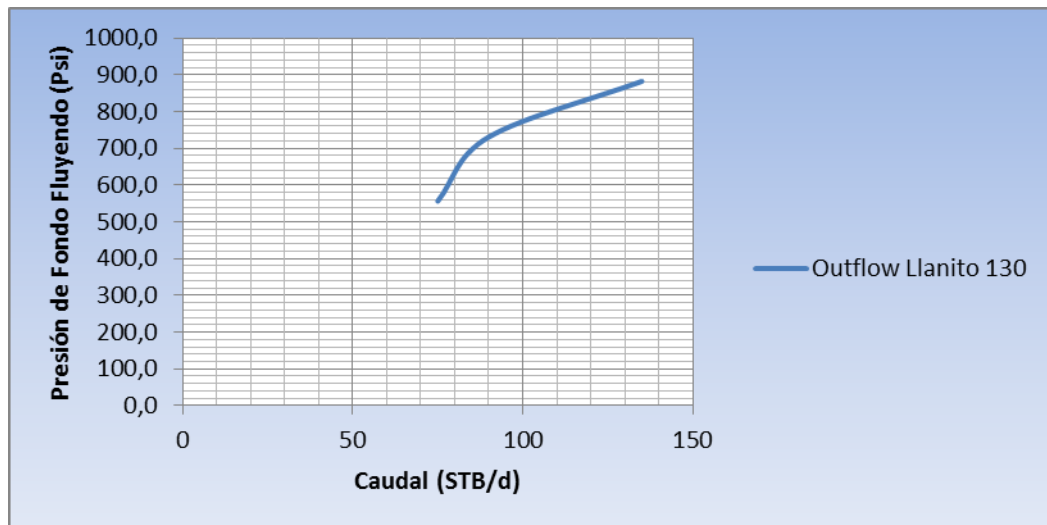
Tabla 15 Outflow Llanito 130.

Q (stb/d)	P_{wh}	F_o	P_{fo}	P_{wf}
135	60	2180	1447,6	882,4
90	50	2360	1567,1	730,9
75	40	2415	1603,6	556,4

Fuente: Autores

Posteriormente se grafica las presiones de Fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas vs el Caudal (Q).

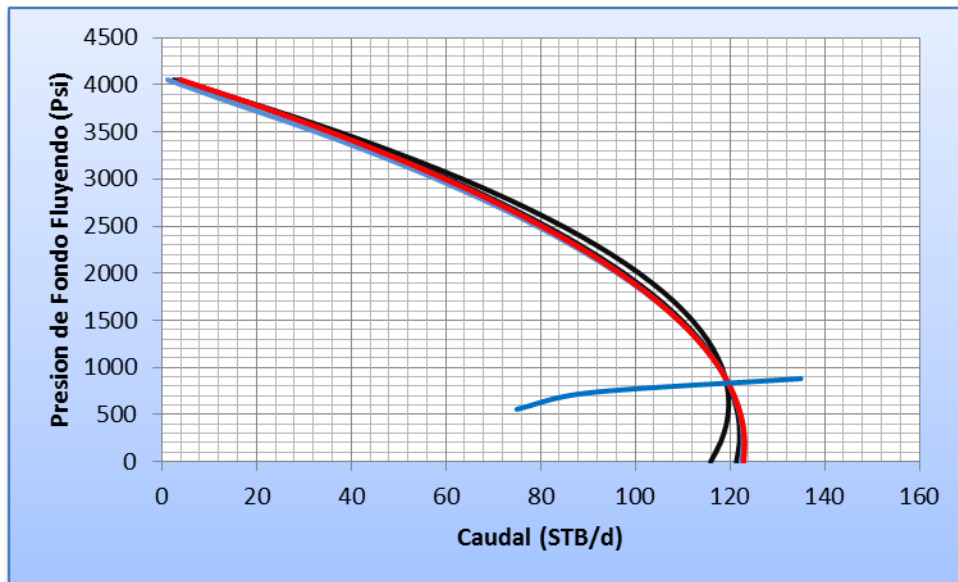
Figura 23 Outflow Llanito 130.



Fuente: Autores

El punto de intersección de la curva Inflow y Outflow muestra la solución óptima del sistema donde como ya se había mencionada para el caso en estudio, no necesita recañoneo. Lo cual se muestra con mayor claridad en la siguiente gráfica:

Figura 24 Intersección Outflow Inflow.



Fuente: Los autores.

Como se puede observar en la gráfica de la intersección del Inflow y outflow se obtendrá la solución óptima del sistema donde para el caso en estudio es evidente que no necesita de trabajos de cañoneo y recañoneo ya que inicialmente el pozo estaba cañoneado a 5 Tiros por pie (TPP), con una producción de 119 Bbls/día, analizando el estudio solo se incrementa producción en un 3.3% lo cual corresponde a 122,94 Bbls/día con una densidad Óptima de perforaciones de 16 tiros por pie (TPP). De los cual se puede concluir que no es viable financiera y económicamente.

3.4. ANÁLISIS NODAL EN CABEZA

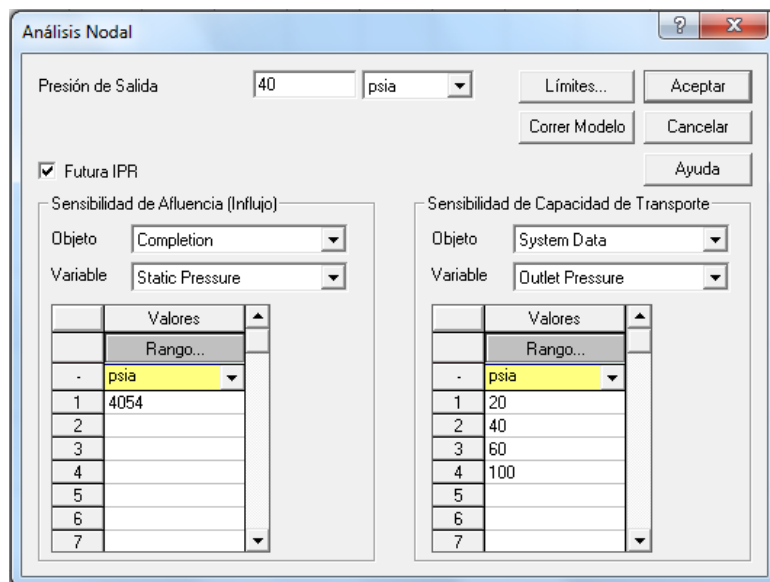
Con la finalidad de determinar cómo varía la producción modificando las condiciones de superficie se realizaron simulaciones en PIPESIM teniendo en cuenta diferentes escenarios (modificando los diámetros de la línea de flujo y presiones en cabeza).

Para llevar a cabo con mayor facilidad este estudio la red de La estación tres de Campo Llanito fue subdividida en 4 redes, teniendo en cuenta que cada red cuenta con un diámetro diferente.

Paso 1. Se instala un punto de análisis nodal ubicado entre el pozo y la línea de flujo.

Paso 2. En la pestaña <Operaciones> se elige la opción Análisis Nodal y luego se carga la información requerida, tal como la presión de salida, y luego en la sección “Sensibilidad de capacidad de Transporte” se elige el Objeto que para este caso es System Data y en “Variable” se selecciona la presión de salida por encima y por debajo de la que esta inicialmente.

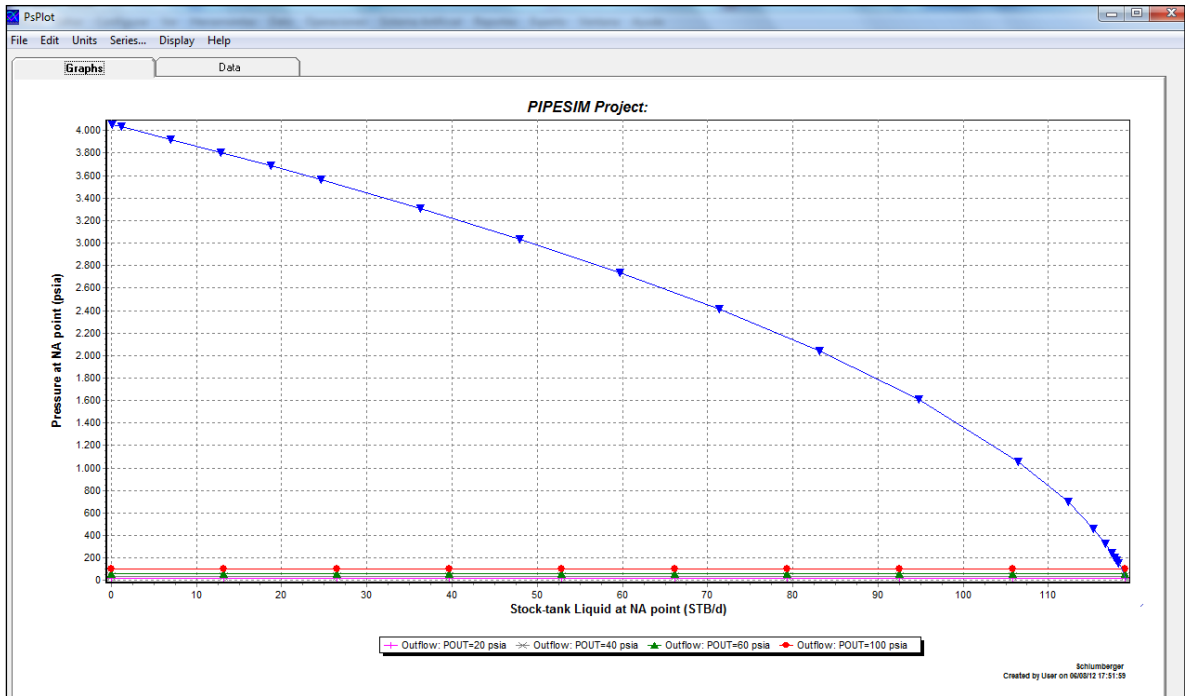
Figura 25 Análisis Nodal, Nodo Cabeza Llanito 130.



Fuente: Autores, simulación en PIPESIM del pozo Llanito 130.

Paso 3. Se selecciona la opción “Correr Modelo” y se muestra la gráfica correspondiente.

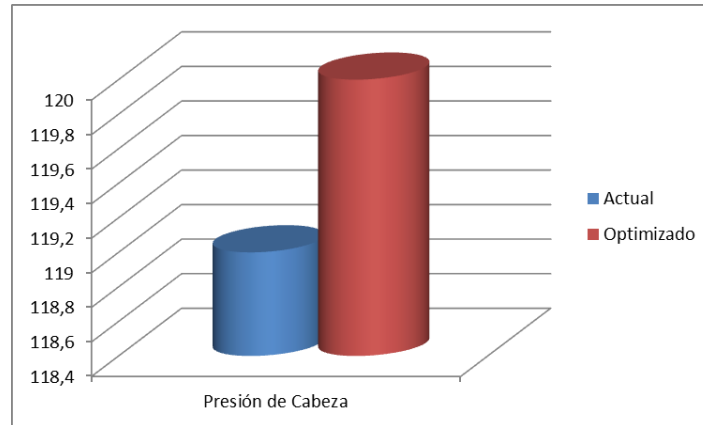
Figura 26 Optimización de la presión de cabeza.



Fuente. Autores. Simulación en PIPESIM del Pozo LI-130

Paso 4. Con la ayuda de las gráficas se realiza un análisis de resultados, del que se puede deducir que cuando se disminuye la presión de cabeza, se logra la optimización. En el análisis de resultados se explica mejor lo enunciado anteriormente.

Figura 27 Variación de la producción al optimizar la presión de cabeza.



Fuente. Autores

Para continuar con los escenarios propuestos se desarrollara la optimización del sistema de producción usando como variable el diámetro de las líneas de flujo o de superficie.

La estación fue dividida en 4 sub redes para facilitar el estudio ya que cuenta con 4 diámetros de colectores que llegan cada uno de forma independiente a su separador.

Tabla 16 Clasificación según diámetro de Colector.

ESTACIÓN TRES			
6' (in)	8'(in)	4'(in)	3' (in)
LLAN- 18	GALA-1N	LLAN-21	LLAN-115
LLAN -45	LLAN – 77	LLAN-97	LLAN-116
LLAN -81	LLAN-102	LLAN-09	LLAN-125
LLAN -91	LLAN-105		LLAN-133
LLAN-103	LLAN-126		LLAN – 11
LLAN-104	LLAN-130		LLAN – 29
LLAN-107	LLAN-121		LLAN – 44
GALA -12	LLAN-124		LLAN-132
GALA – 8			
GALA -17			
GALA -13			
GALA -14			
GALA -15			
YUMA -1			

Fuente. Autores

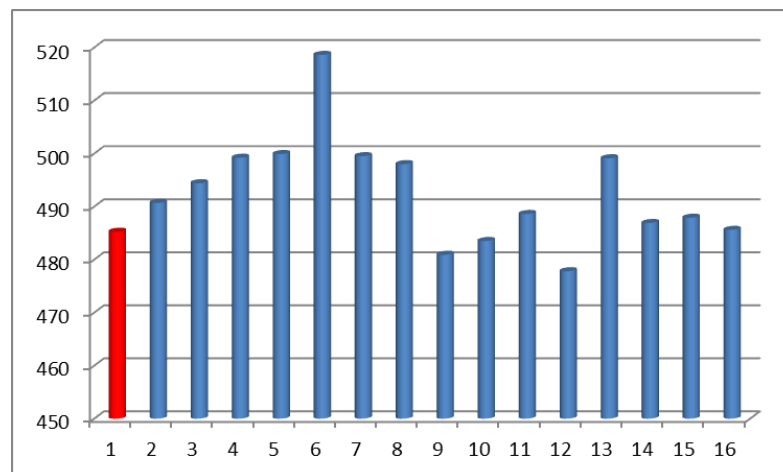
Los resultados del cambio en la producción bajo los cambios propuestos son reportados en las gráficas y tablas que se muestran a continuación donde podemos analizar más claramente si es representativo dicho cambio.

Tabla 17 Comportamiento de la producción Yuma.

Separador de 6			
Condiciones	Línea de Pozo	Línea a Separador	Caudal
Actual	3"	6"	485,25
Simulación 1	3"	4"	490,7
Simulación 2	3"	3"	494,4
Simulación 3	3"	2"	499,2
Simulación 4	2"	6"	499,9
Simulación 5	2"	4"	518,6
Simulación 6	2"	3"	499,5
Simulación 7	2"	2"	498
Simulación 8	4"	6"	480,9
Simulación 9	4"	4"	483,5
Simulación 10	4"	3"	488,6
Simulación 11	4"	2"	477,8
Simulación 12	6"	6"	499,1
Simulación 13	6"	4"	486,9
Simulación 14	6"	3"	487,9
Simulación 15	6"	2"	485,6

Fuente. Autores

Figura 28 Comportamiento de la producción en el Separador



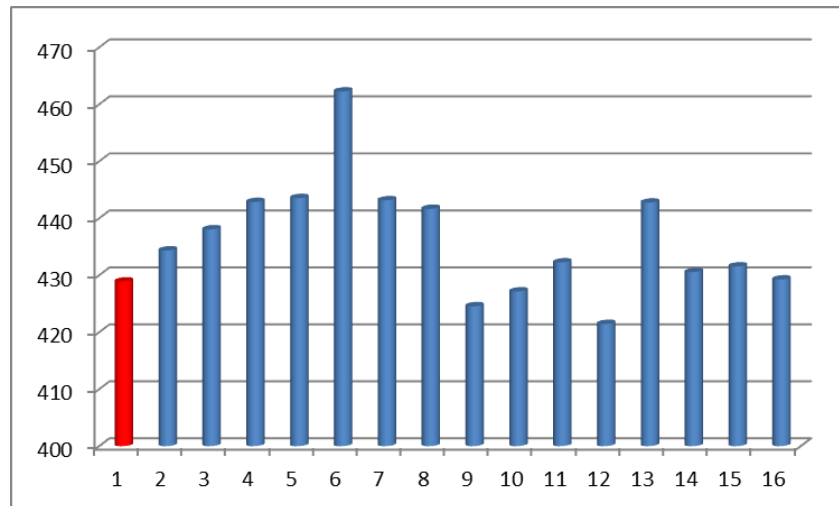
Fuente. Autores

Tabla 18 Comportamiento de la producción del Separador 130.

Separador 130			
Condiciones	Línea de Pozo	Línea a Separador	Caudal
Actual	3"	6"	428,9
Simulación 1	3"	4"	434,35
Simulación 2	3"	3"	438,05
Simulación 3	3"	2"	442,85
Simulación 4	2"	6"	443,55
Simulación 5	2"	4"	462,25
Simulación 6	2"	3"	443,15
Simulación 7	2"	2"	441,65
Simulación 8	4"	6"	424,55
Simulación 9	4"	4"	427,15
Simulación 10	4"	3"	432,25
Simulación 11	4"	2"	421,45
Simulación 12	6"	6"	442,75
Simulación 13	6"	4"	430,55
Simulación 14	6"	3"	431,55
Simulación 15	6"	2"	429,25

Fuente: Autores

Figura 29 Comportamiento de la producción del separador 130.



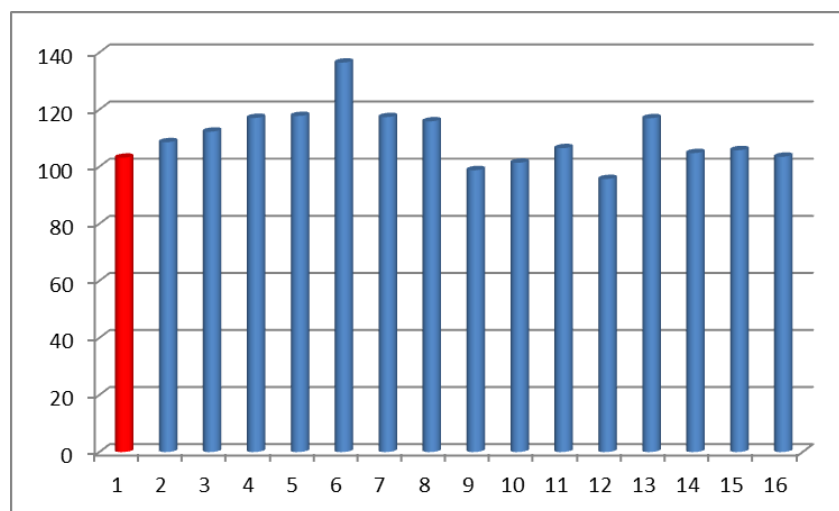
Fuente: Autores

Tabla 19 Comportamiento de la producción del Separador 97-21.

Separador 97 - 21			
Condiciones	Línea de Pozo	Línea a Separador	Caudal
Actual	3"	6"	103,1
Simulación 1	3"	4"	108,55
Simulación 2	3"	3"	112,25
Simulación 3	3"	2"	117,05
Simulación 4	2"	6"	117,75
Simulación 5	2"	4"	136,45
Simulación 6	2"	3"	117,35
Simulación 7	2"	2"	115,85
Simulación 8	4"	6"	98,75
Simulación 9	4"	4"	101,35
Simulación 10	4"	3"	106,45
Simulación 11	4"	2"	95,65
Simulación 12	6"	6"	116,95
Simulación 13	6"	4"	104,75
Simulación 14	6"	3"	105,75
Simulación 15	6"	2"	103,45

Fuente: Autores

Figura 30 Comportamiento de la producción 97-21.



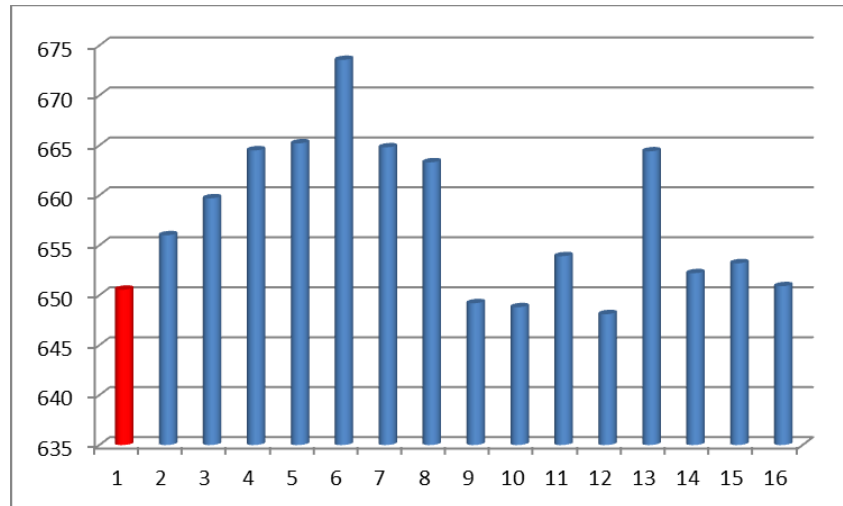
Fuente: Autores

Tabla 20. Comportamiento de la producción del Separador 132.

Separador de 3			
Condiciones	Línea de Pozo	Línea a Separador	Caudal
Actual	3"	6"	650,55
Simulación 1	3"	4"	656
Simulación 2	3"	3"	659,7
Simulación 3	3"	2"	664,5
Simulación 4	2"	6"	665,2
Simulación 5	2"	4"	673,55
Simulación 6	2"	3"	664,8
Simulación 7	2"	2"	663,3
Simulación 8	4"	6"	649,2
Simulación 9	4"	4"	648,8
Simulación 10	4"	3"	653,9
Simulación 11	4"	2"	648,1
Simulación 12	6"	6"	664,4
Simulación 13	6"	4"	652,2
Simulación 14	6"	3"	653,2
Simulación 15	6"	2"	650,9

Fuente. Autores

Figura 31. Comportamiento de la producción.



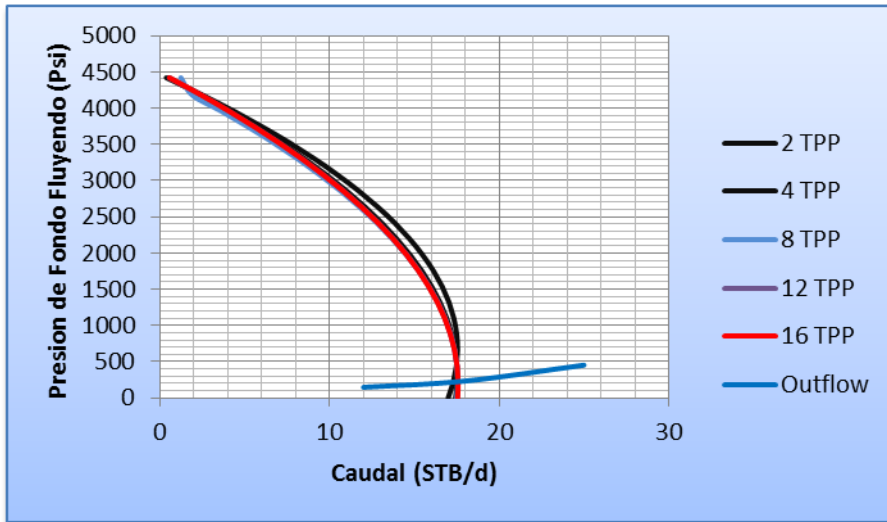
Fuente. Autores

3.3. REPORTE Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

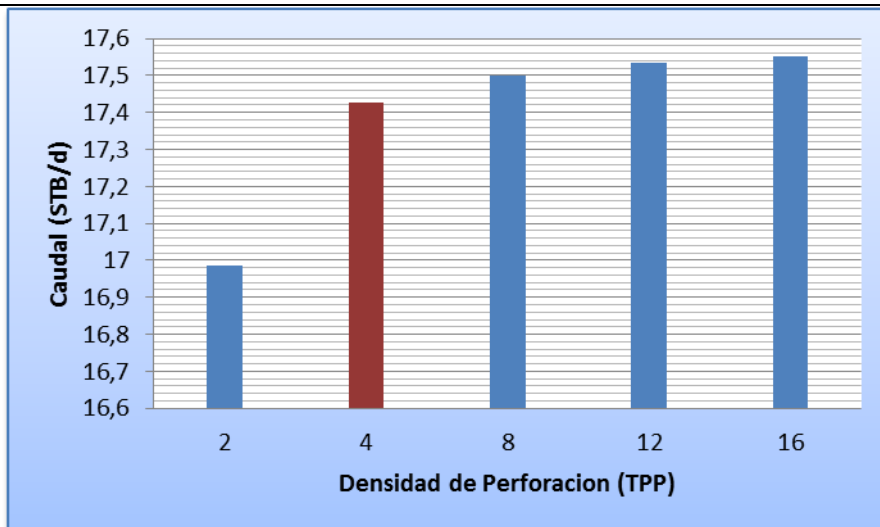
Contando con la información necesaria y realizando los diferentes análisis, con el fin de darle cumplimiento a los objetivos mencionados se procede a reportarlos en el siguiente formato, el cual contiene información como: Generalidades del pozo, el bloque en el cual se encuentra ubicado y un resumen acerca de los eventos ocurridos desde el descubrimiento del pozo, la información obtenida al realizar este trabajo; tal como, la variación del IPR en función de la densidad de perforaciones, la variación de la producción con respecto a la densidad de tiros por pie (TPP) y el respectivo análisis nodal utilizando variables de sensibilidad, el diámetro de la tubería de producción y la presión de cabeza, con el propósito de determinar el punto que representa las condiciones óptimas de cada pozo.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 1N	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
478,75	17,5	258	17,6

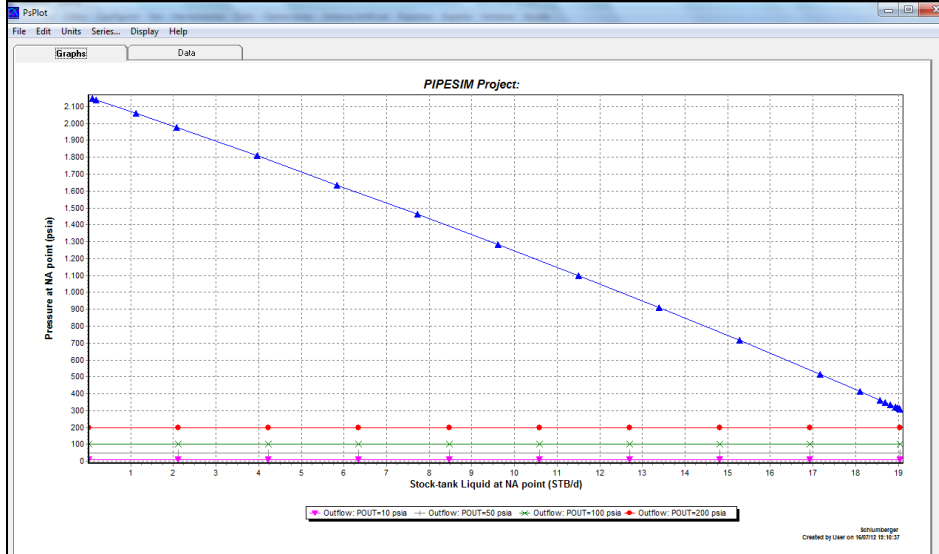


DENSIDAD ÓPTIMA DE PERFORACIONES



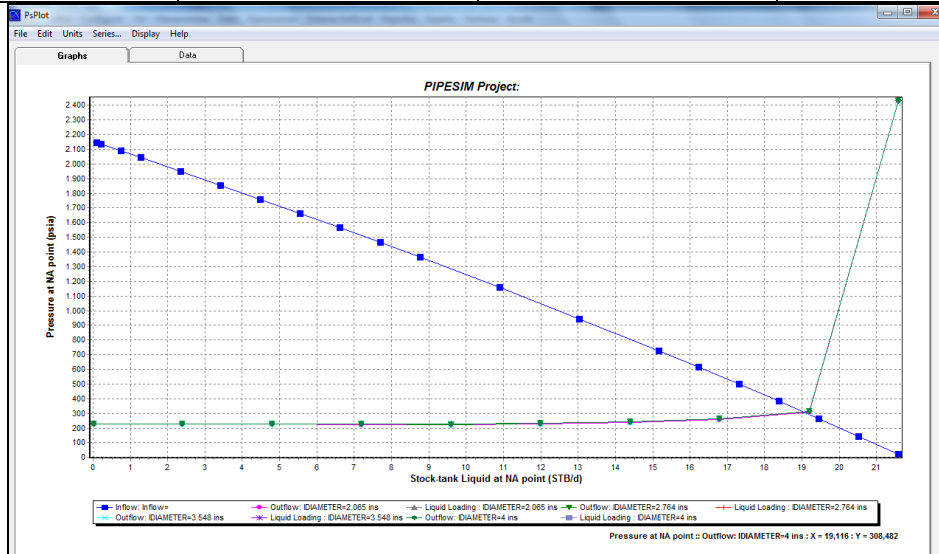
NODO SOLUCIÓN CABEZA

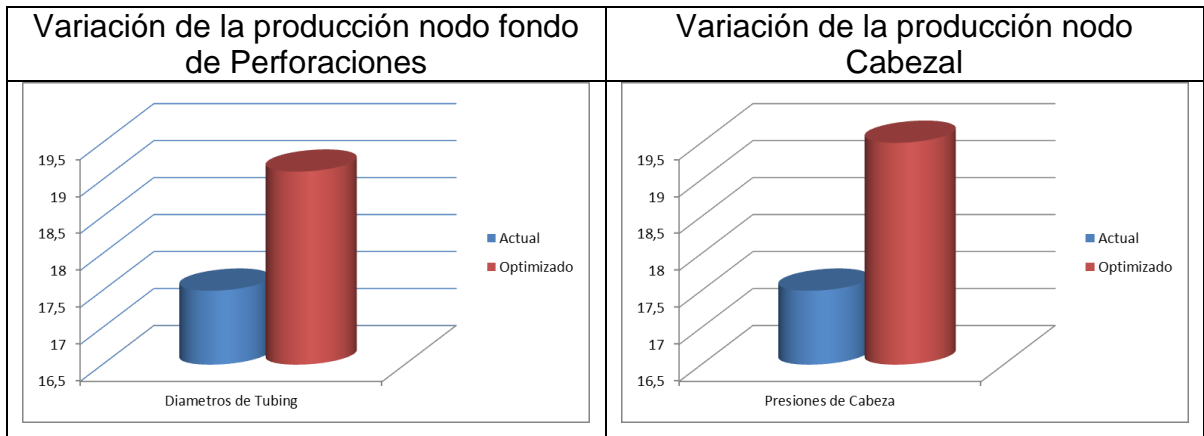
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
110	17,5	50	19,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
478,75	17,5	308,48	19,11



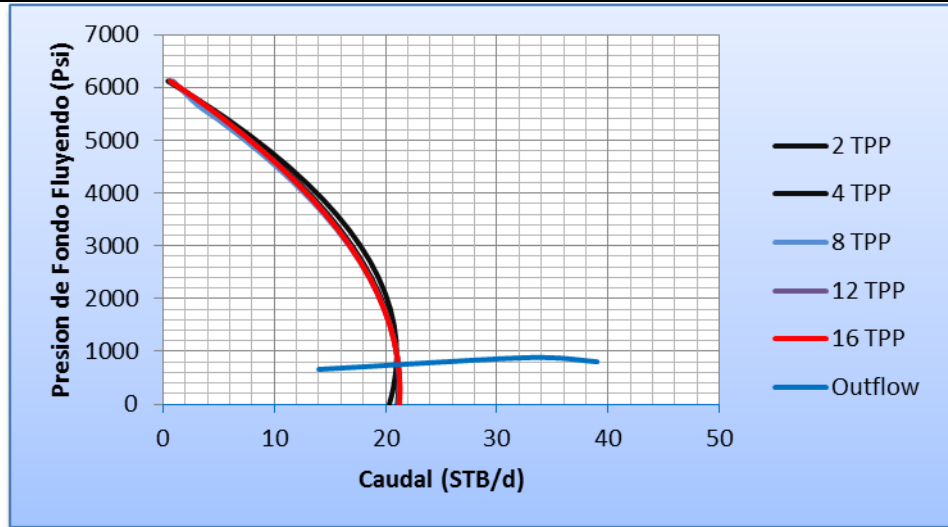


Análisis

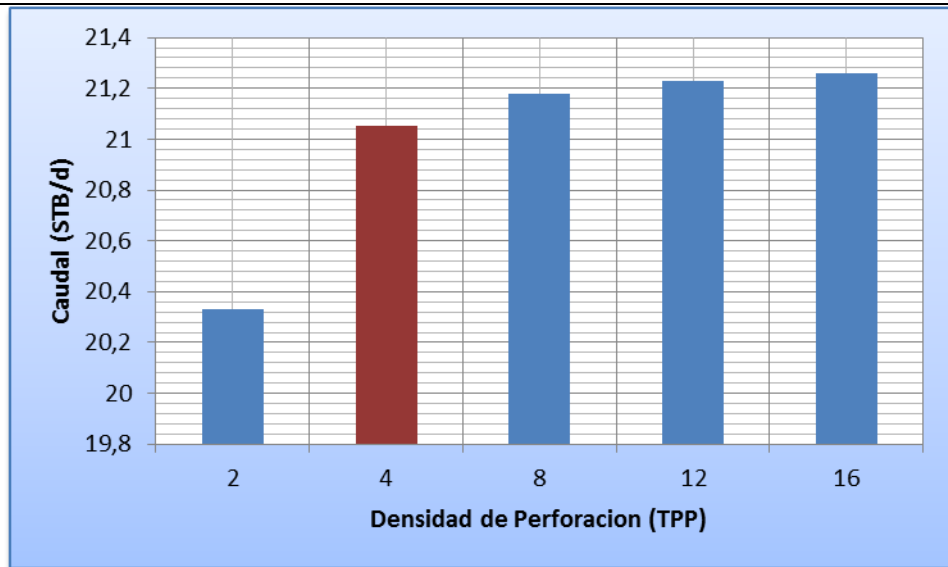
El número de TPP no se recomienda variar ya que solo se obtiene un aumento de 0,2 barriles/día lo que equivale a 1,1428% a 8 TPP. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 308,08 psia con la que se obtiene una producción de 1,61 Bbls/día adicional lo que corresponde a 9,2% elevando la producción hasta 19,11 STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 110 a 50 psia obteniendo un incremento de 2STB/día lo que corresponde a 11,42% de la producción actual.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 8	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
960,86	21	856	21,5

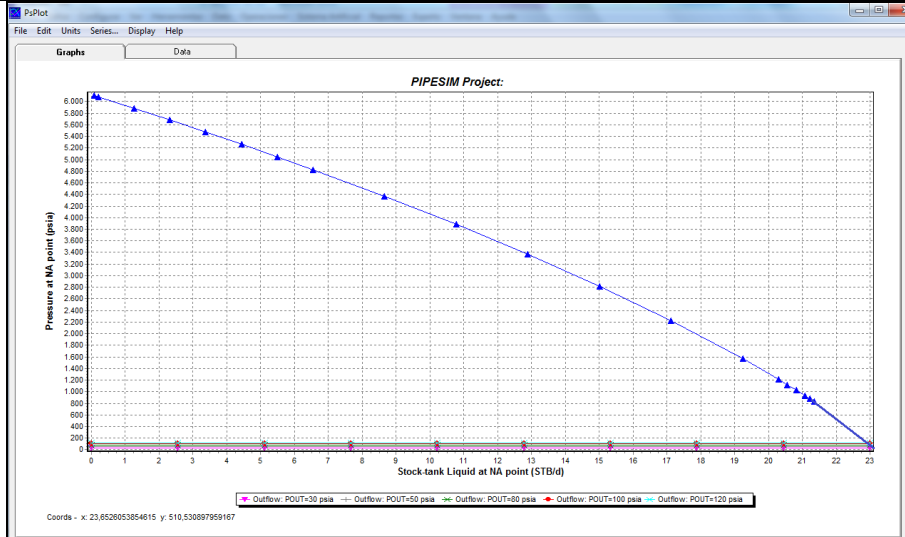


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



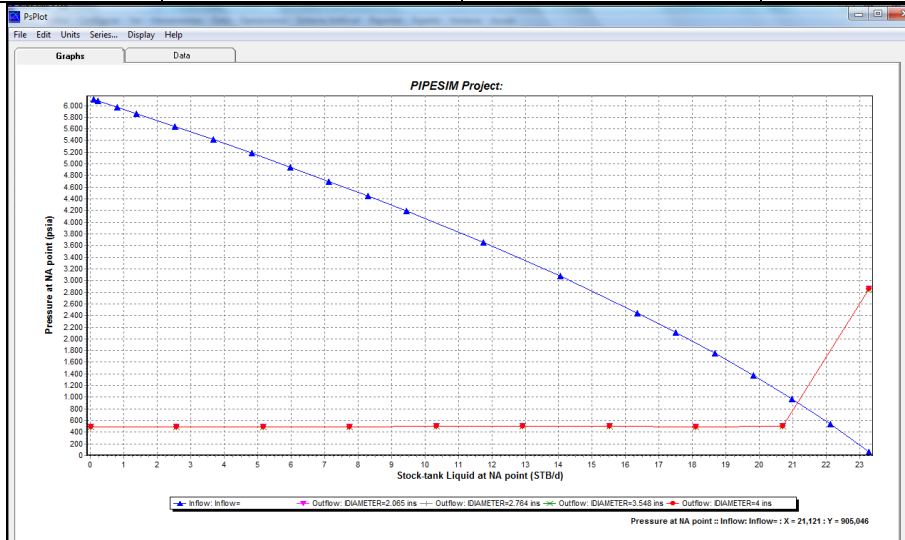
NODO SOLUCIÓN CABEZA

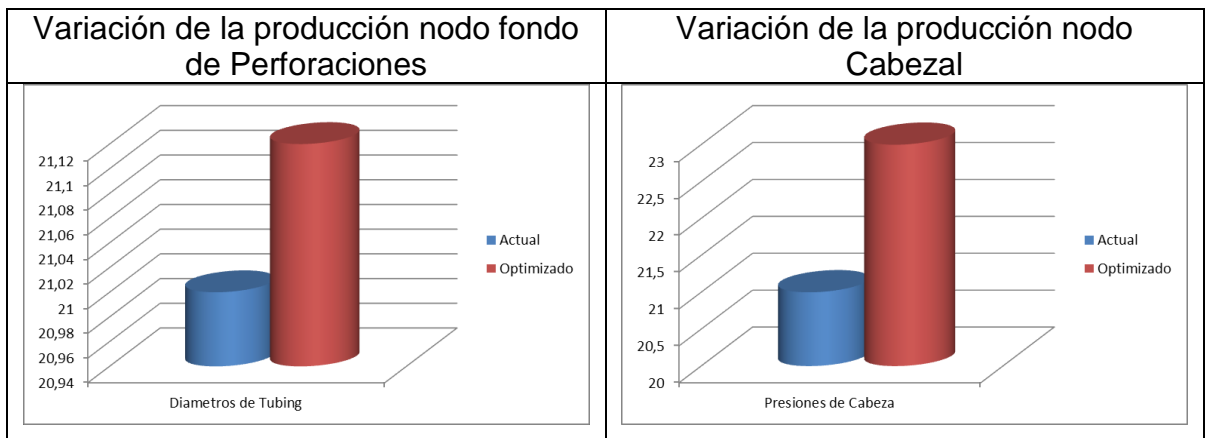
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
80	21	30	23



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
960,86	21	905,04	21,12





Análisis

La densidad óptima de la perforaciones es de 4TPP con lo que se está produciendo 21 STB/día, no se recomendaría hacer trabajos de reacondicionamiento ya que el incremento máximo de 0,2 barriles obtenidos a 16 TPP lo cual equivalen a 2,38%. Analizando los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de perforaciones se observa que el diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción debido a que la tendencia es muy parecida, sin embargo, el comportamiento optimo estaría a una presión de fondo fluyendo de 905, 04 psia con la cual se logra un incremento de 0,12 barriles lo que corresponden a 0,57%.

Interpretando los resultados del nodo en cabeza, donde la presión se reduce de 80 a 30 psia optimizando 2STB/día con lo cual se logra un incremento de 9,52% de la producción actual.

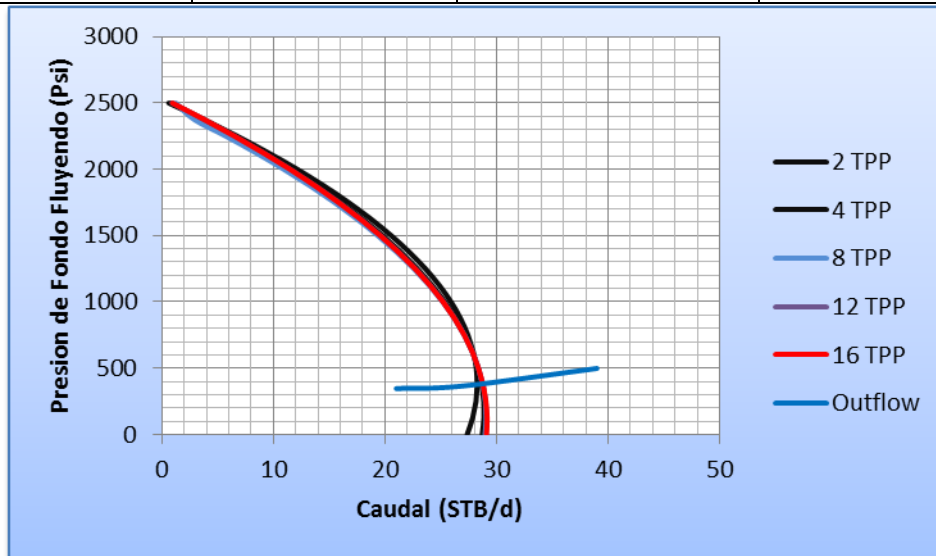
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 12	Localización: EW1024567,01-NS 1280763,84	Bloque: C
---------------	--	-----------

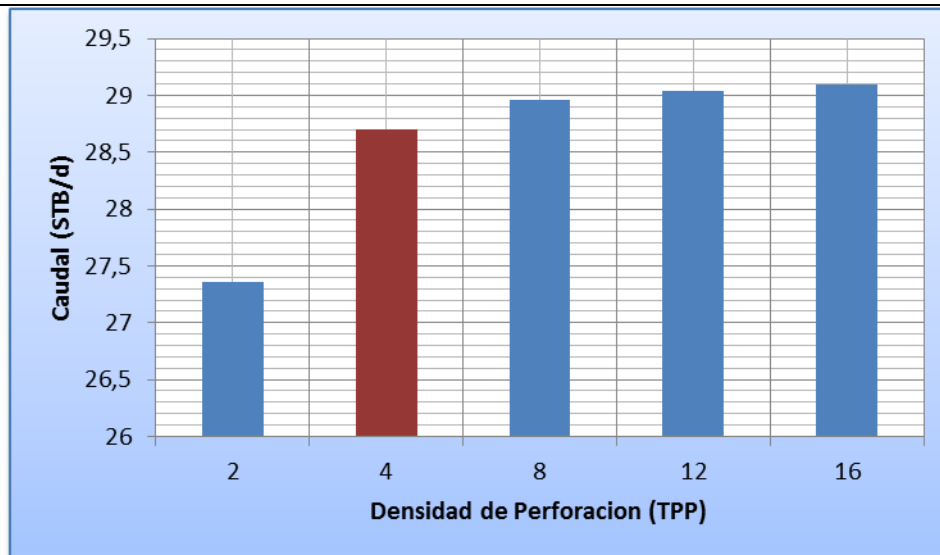
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
587,05	28	366,5	29,3

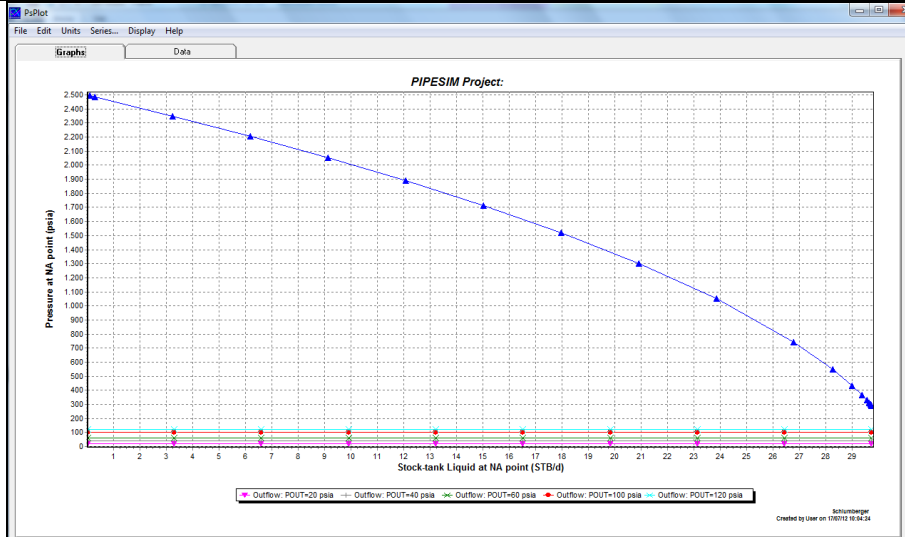


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



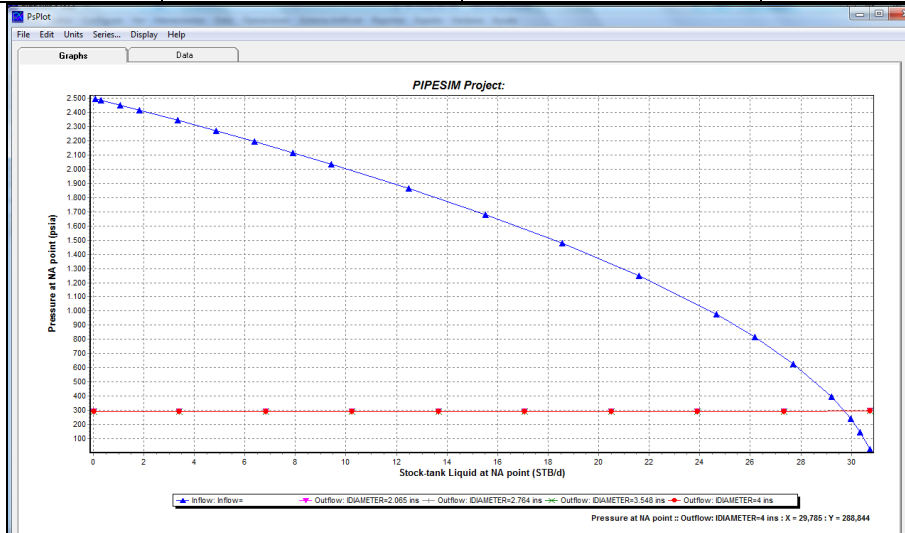
NODO SOLUCIÓN CABEZA

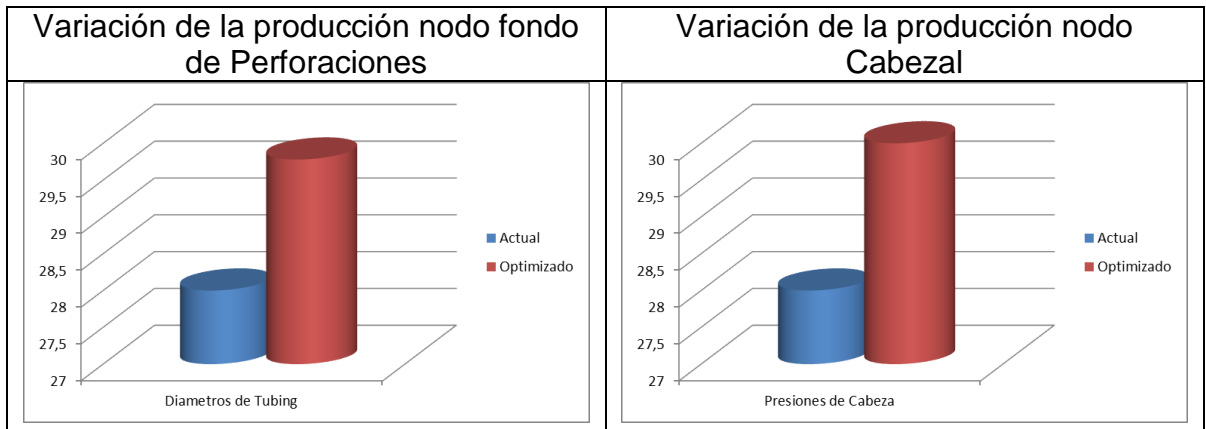
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
90	28	40	30



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
587,05	28	288,84	29,78





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, no es recomendable hacer trabajos de reacondicionamiento ya que el máximo incremento que se puede obtener es de 1,3 Bbls de la producción actual lo cual equivale a 4,64% a 8 TPP.

Al analizar los resultados obtenidos por el software en el nodo de perforaciones, se puede analizar de la gráfica que las curvas 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 en la tubería, pero si buscar la presión de fondo fluyendo óptima 288,84 psia con lo cual se optimiza la producción en 1,78 Bbls/día que equivalen a 6,35%.

Analizando los resultados del nodo en cabeza, se deduce que si se disminuye la presión de 90 a 40 psia se obtiene un incremento de 7,14% lo cual equivale a 2STB/día adicionales.

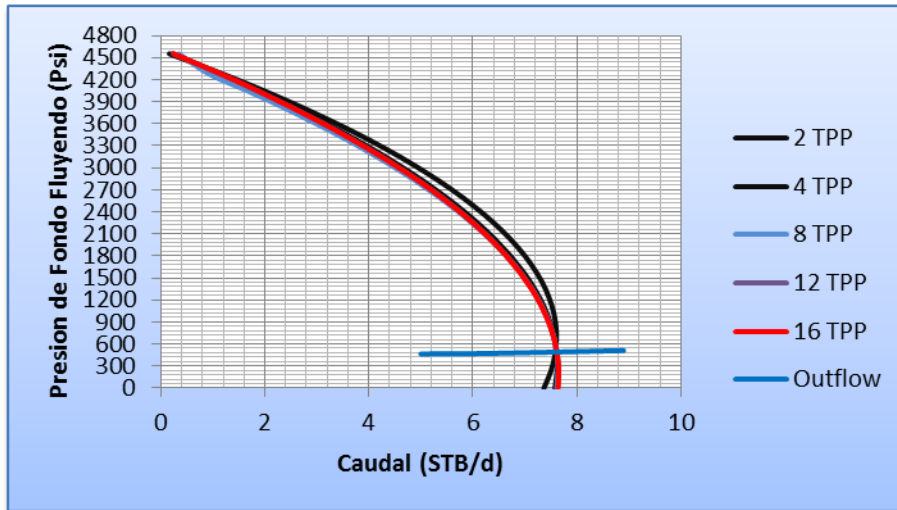
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 13 Localización: EW 1024577,17- NS 1280781,57 Bloque

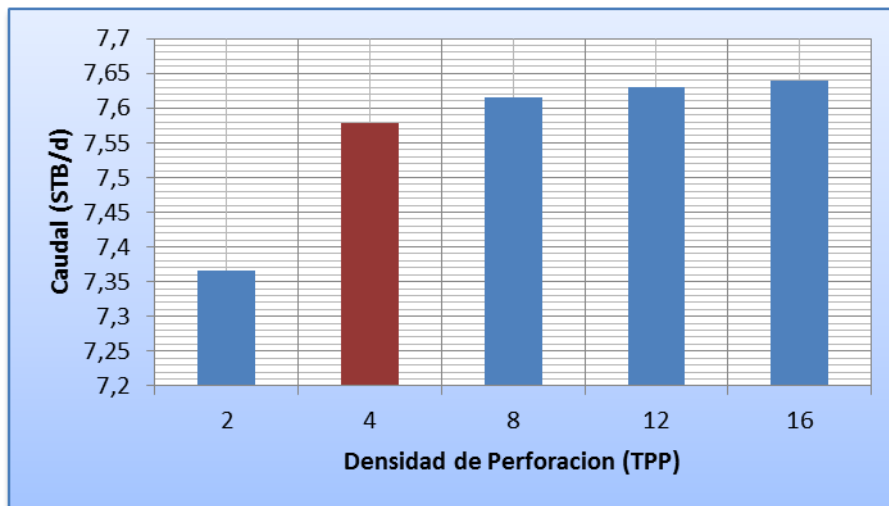
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
559,2	7,6	473,6	7,8

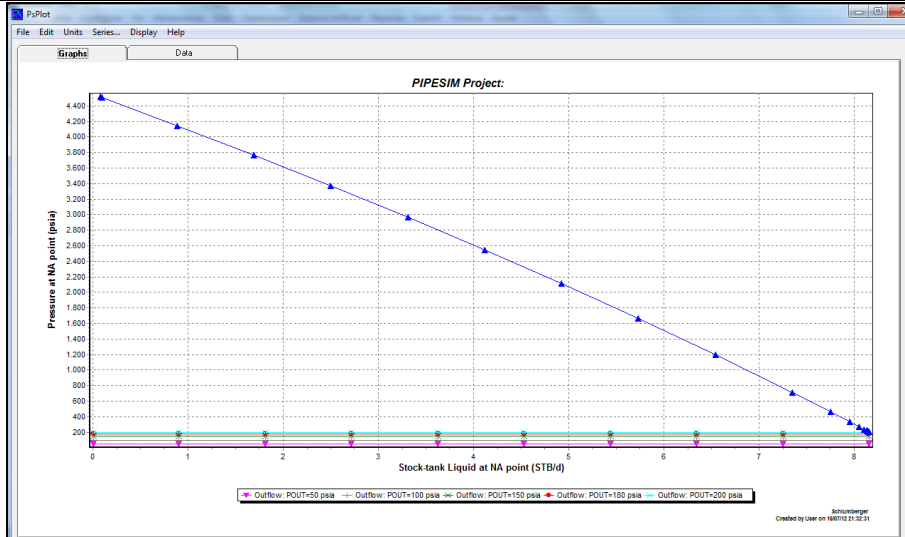


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



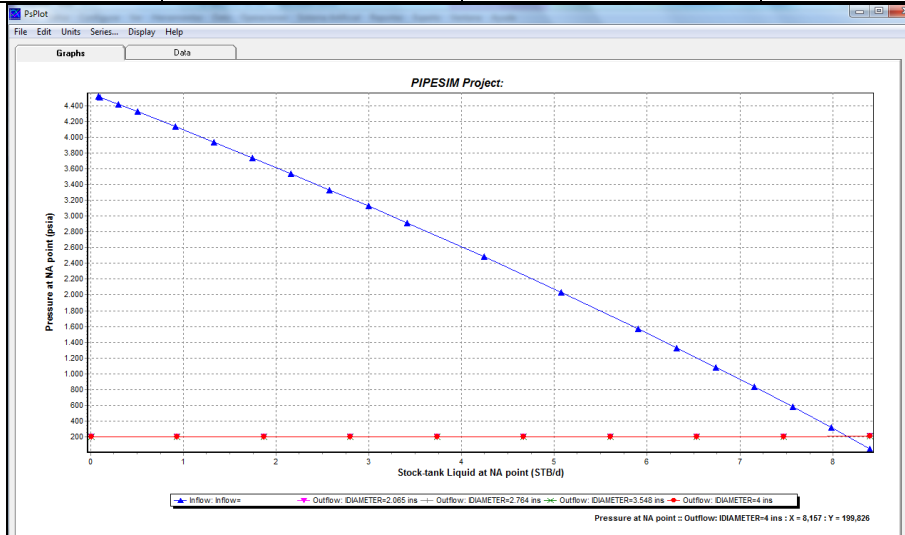
NODO SOLUCIÓN CABEZA

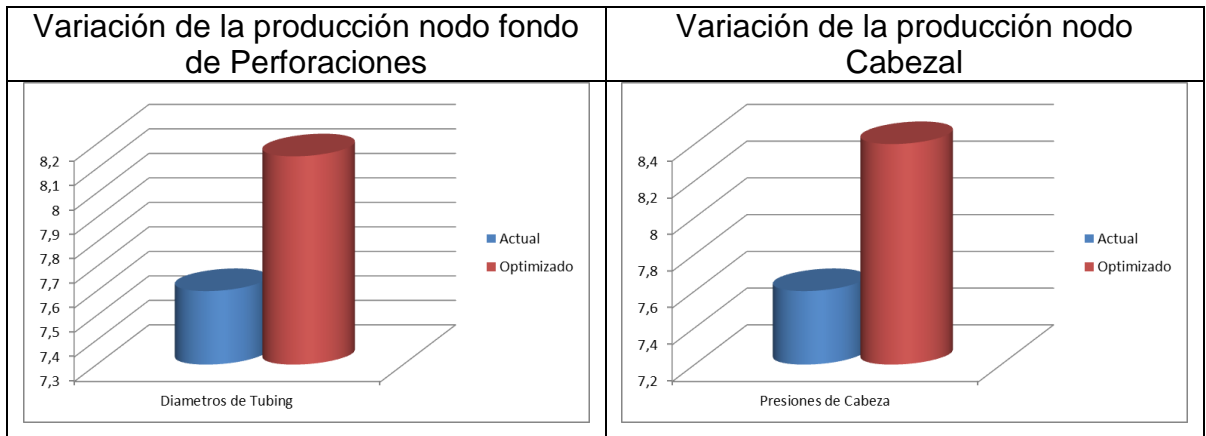
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
160	7,6	50	8,4



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
559,2	7,6	199,82	8,15





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, recuperándose tan solo 0,2Bbls/día lo que corresponde a 2,631% con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 199,82 con lo cual se obtienes 0,55 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 7,2% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 160 a 50 psia se lograría un incremento de 0,8Bbls lo que corresponde a 10,52%.

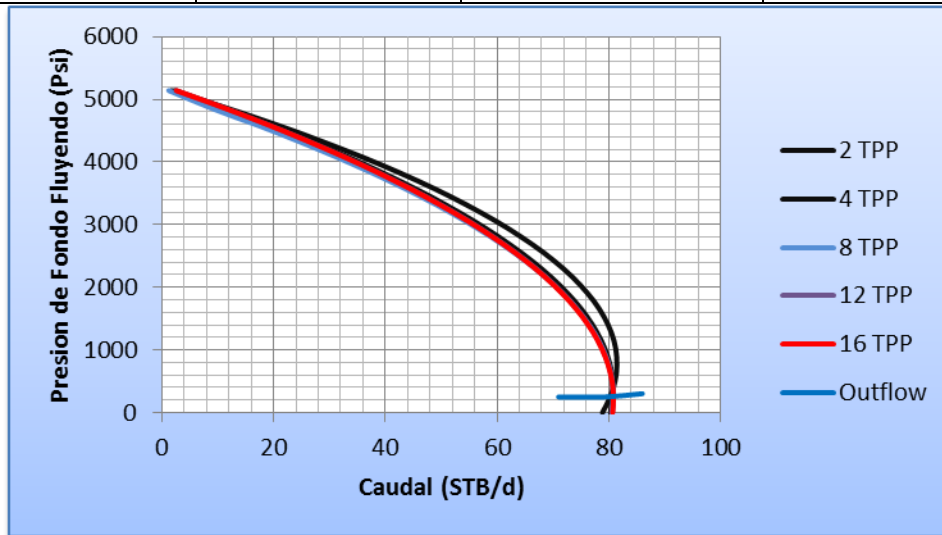
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 14 | Localización: EW 1024582,54- NS 1280690,55 | Bloque: C

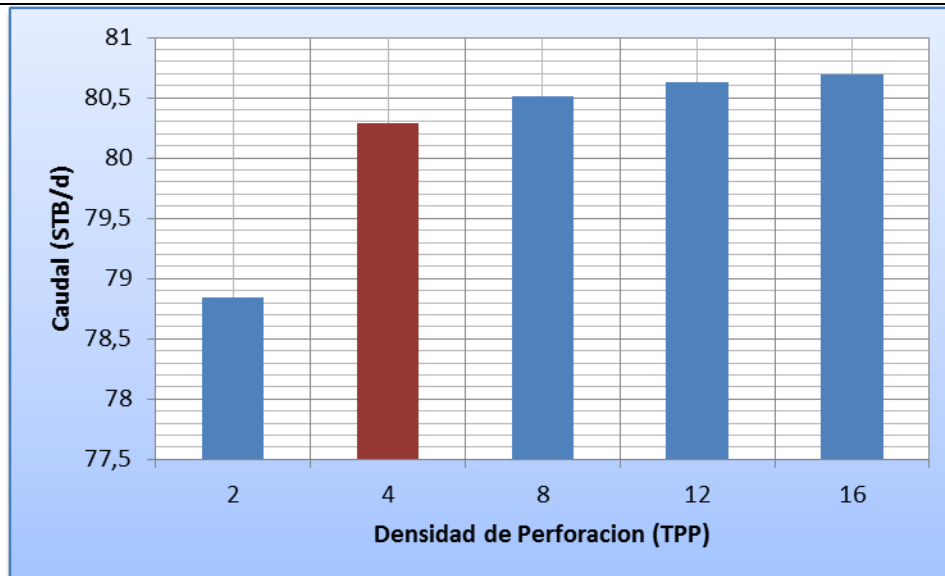
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
378,6	80,75	248,3	81,1

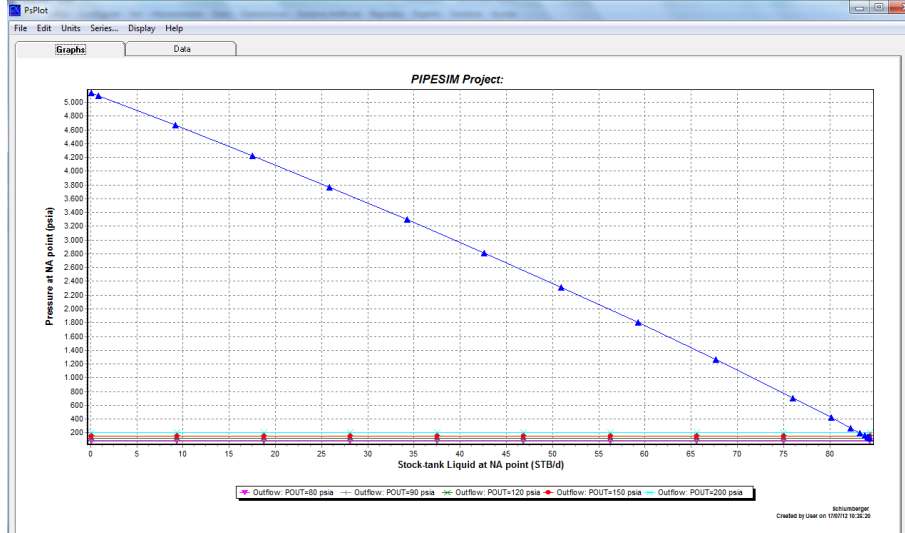


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



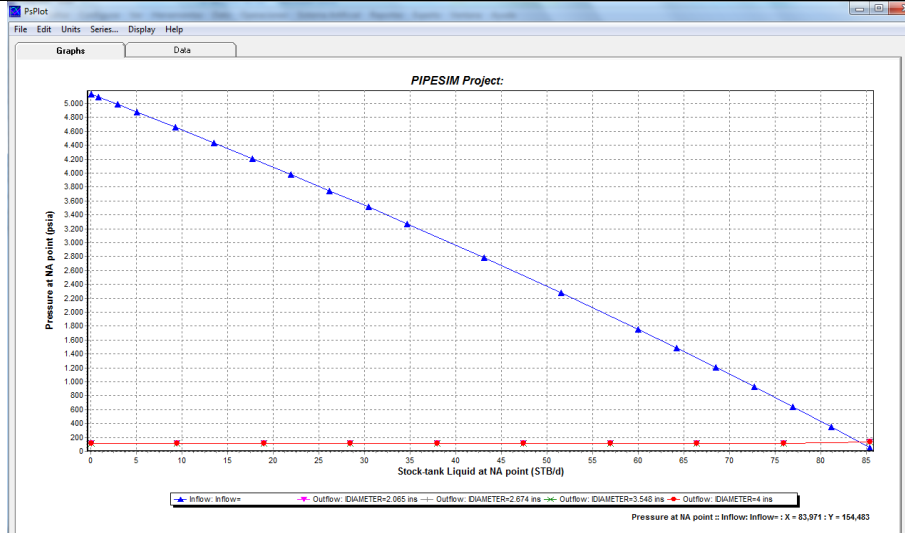
NODO SOLUCIÓN CABEZA

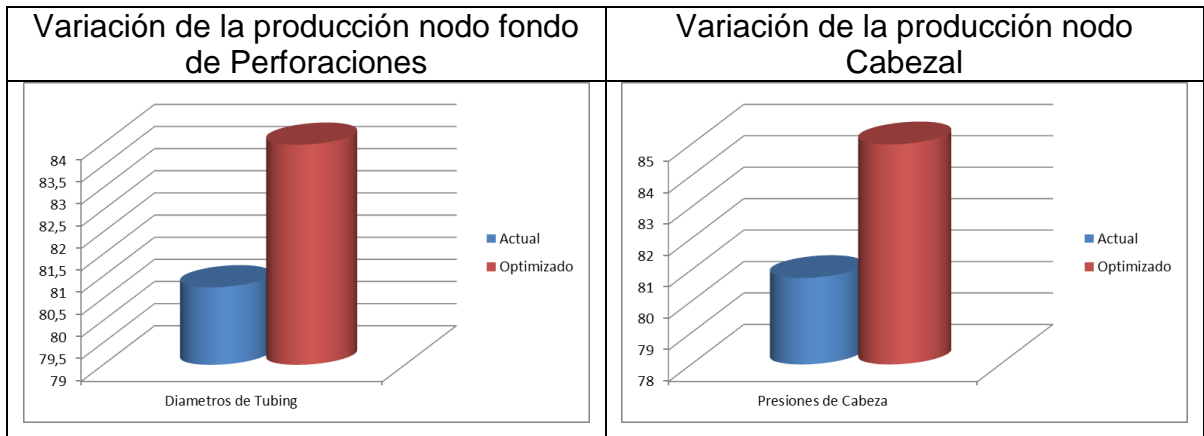
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
130	80,75	80	85



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
378,6	80,75	154,48	83,97





Análisis

La densidad óptima de perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, con este valor se tendría un aumento de 0,43% recuperándose 0,35Bbls/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no tiene una mayor influencia en el comportamiento de la producción debido principalmente a que la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 154,48 con lo cual se obtienen 3,27 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 4,052% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 130 a 80 psia se lograría un incremento de 4,27Bbls lo que corresponde a 5,26% de la producción actual.

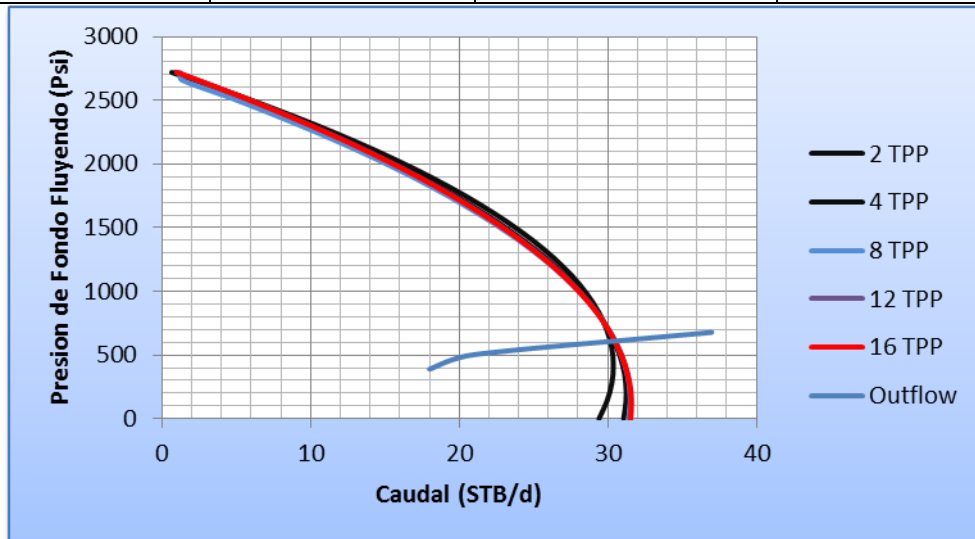
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 15	Localización: EW 1024602,22- NS 1280694,07	Bloque: C
---------------	--	-----------

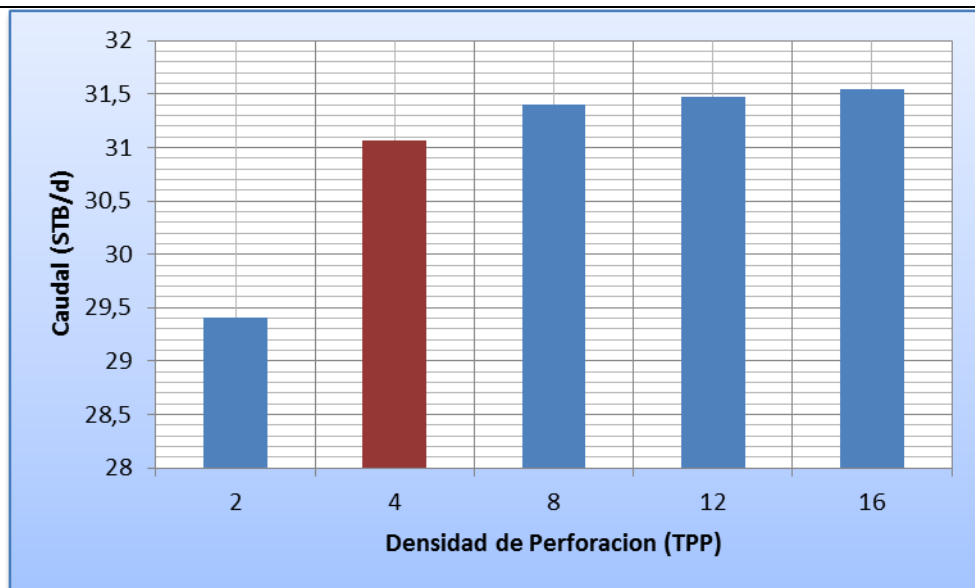
Observaciones:

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
763,314	29,7	610,15	31,2

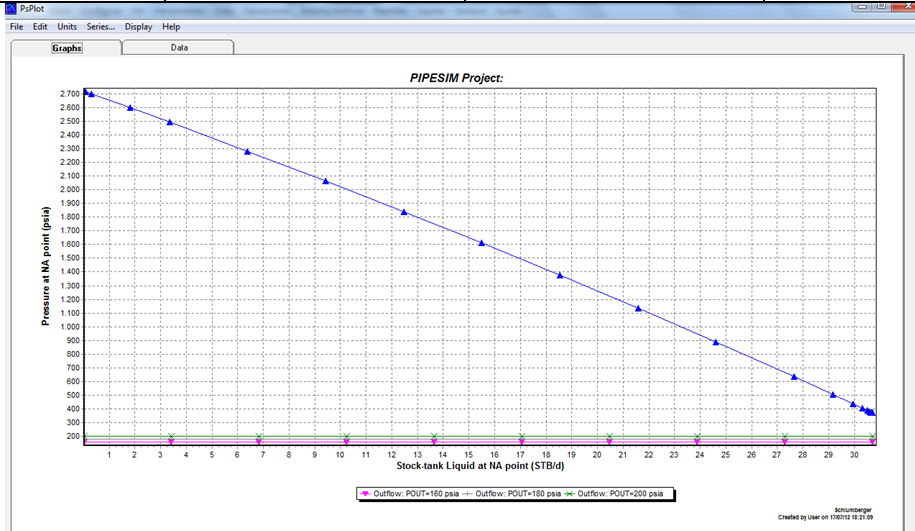


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



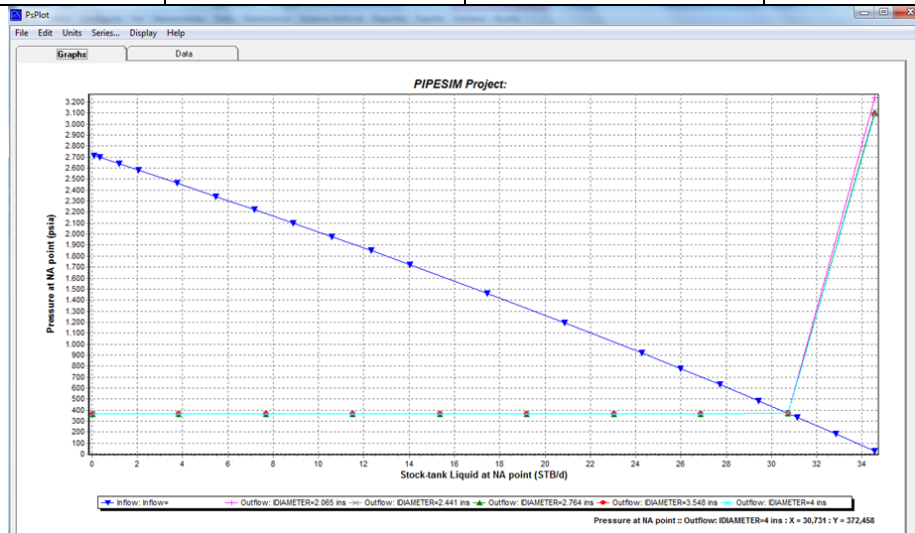
NODO SOLUCIÓN CABEZA

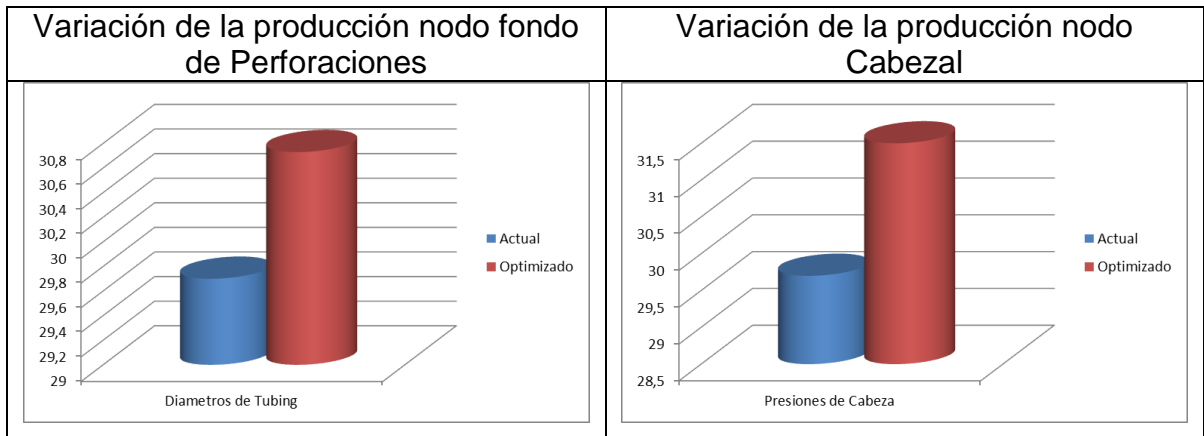
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
170	29,7	160	31,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
763,314	29,7	372,45	30,73





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 12TPP con el cual se obtiene un incremento de 1,5 barriles/día que equivalen a 5% de la producción actual. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tiene la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 372,45 psia con la cual se obtiene una producción de 30,73 STB/día optimizando 1,03 Bbls lo que equivalen a 3,46%. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 170 a 160 psia obteniendo un incremento de 1,8Bbls/día lo que corresponde a 6% de la producción actual.

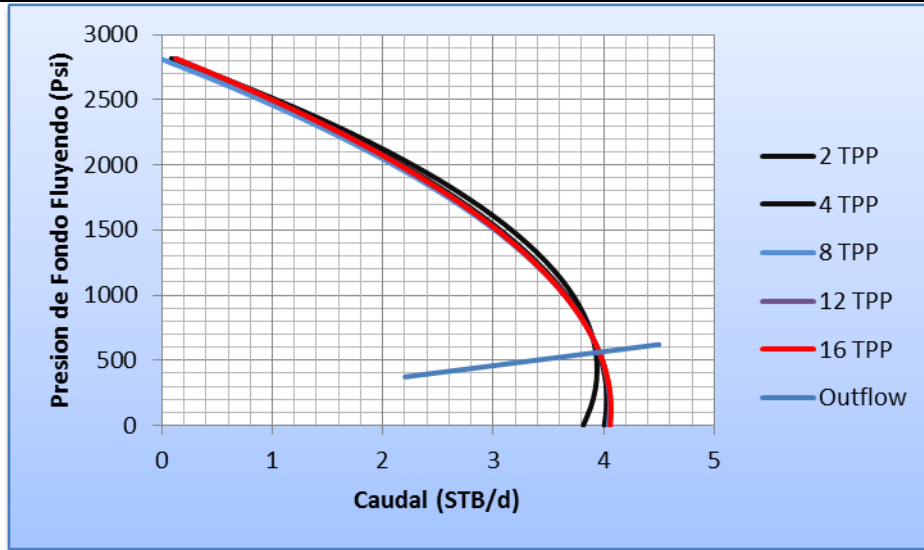
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Gala 17 | Localización: EW 1024574,74- NS 1280785,49 | Bloque: C

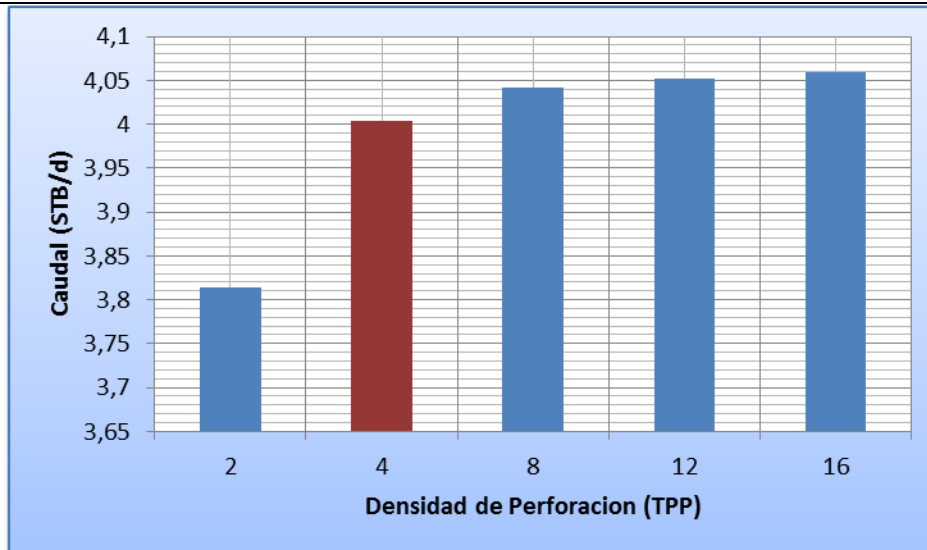
Observaciones:

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
673,18	3,9	589,8	3,98

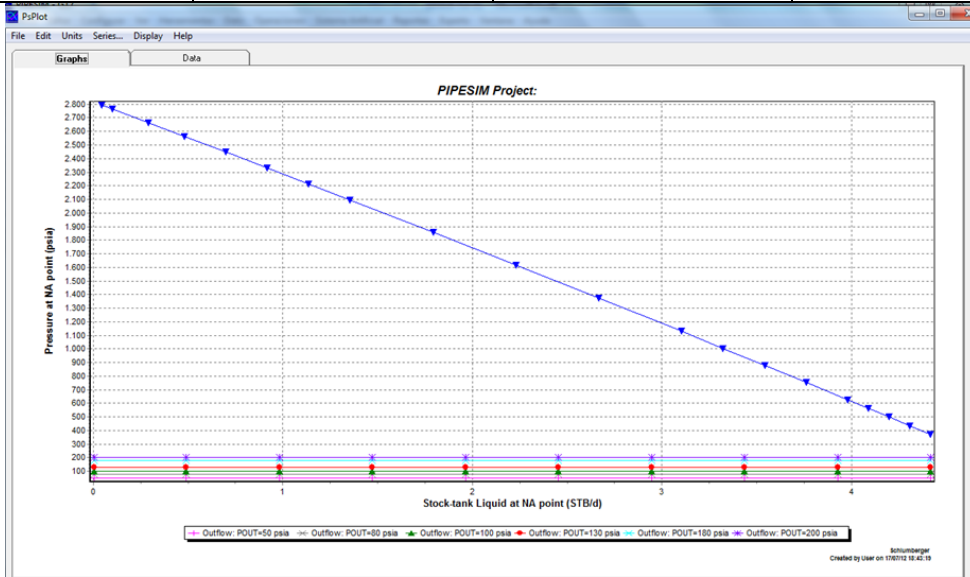


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



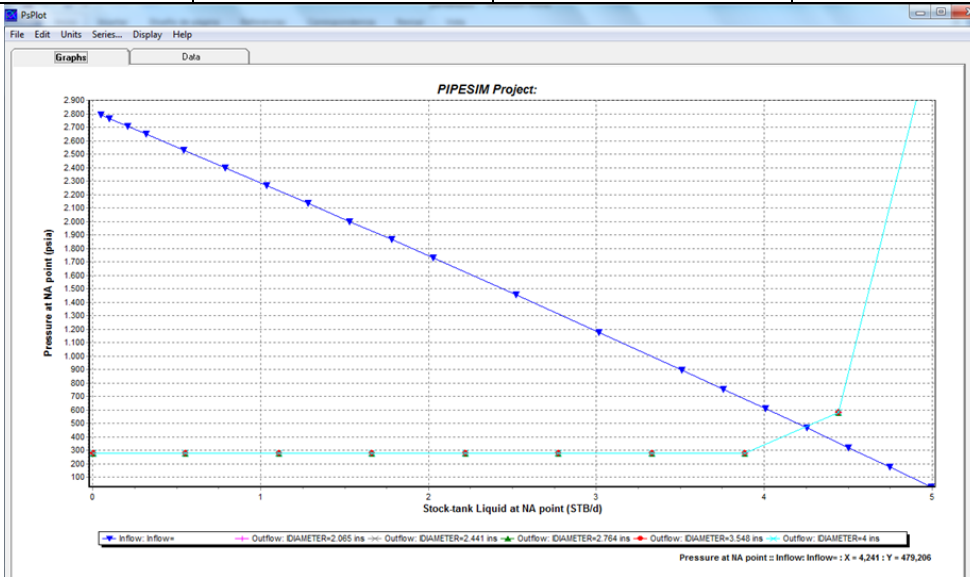
NODO SOLUCIÓN CABEZA

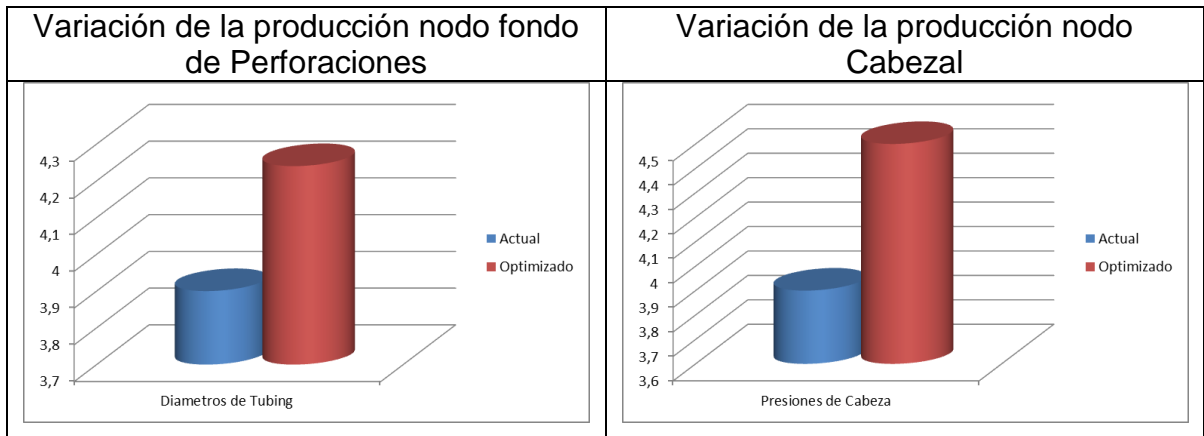
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
124	3,9	50	4,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
673,18	3,9	479,20	4,24





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP con lo que se está produciendo 3,98 Bbls/día, no se recomendaría hacer trabajos de reacondicionamiento ya que el incremento máximo de 0,08 barriles obtenidos a 16 TPP lo cual equivalen a 2,05%. Analizando los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de perforaciones se observa que el diámetro de la tubería no afecta el comportamiento de la producción debido a que la tendencia es muy parecida, sin embargo, el comportamiento optimo estaría a una presión de fondo fluyendo de 479,20 psia con la cual se logra un incremento de 0,34 barriles lo que corresponden a 8,7%.

Interpretando los resultados del nodo en cabeza, donde la presión se reduce de 124 a 50 psia optimizando 0,6Bbls/día con lo cual se logra un incremento de 15,38% de la producción actual.

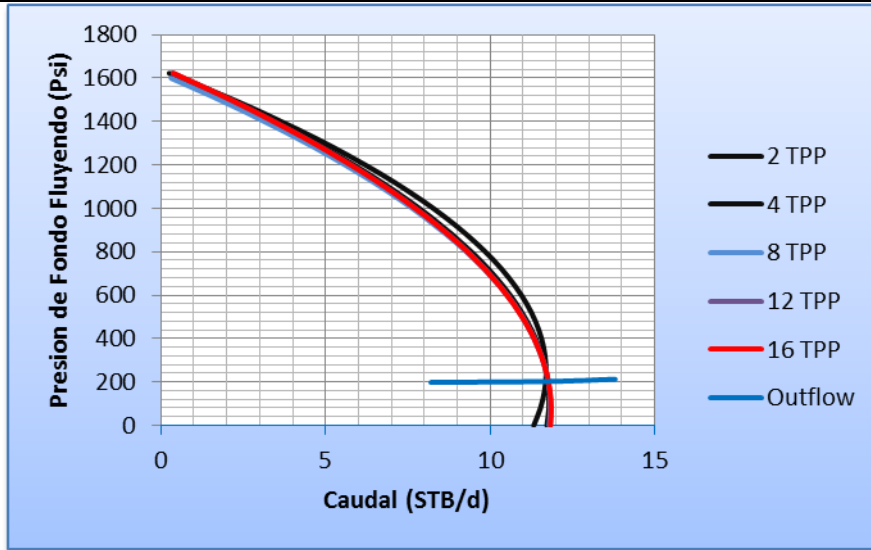
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Plan. 9	Localización:	Bloque
---------------	---------------	--------

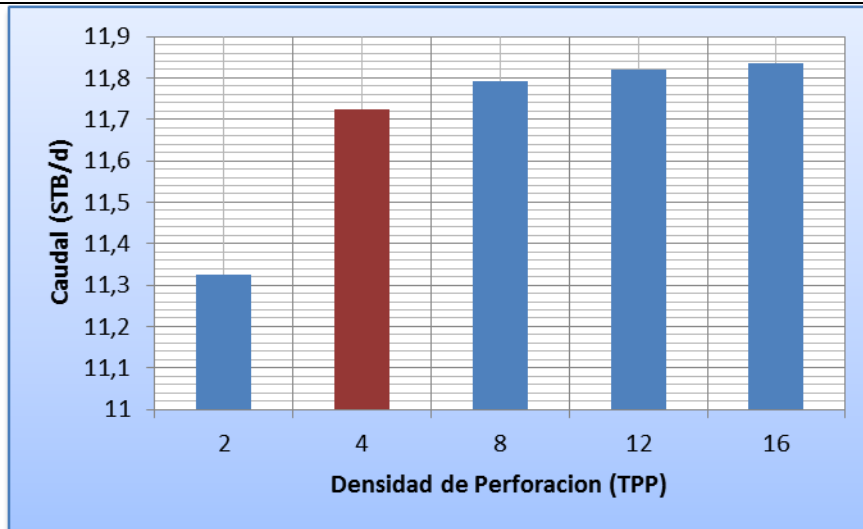
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
249,74	11,7	200	11,9

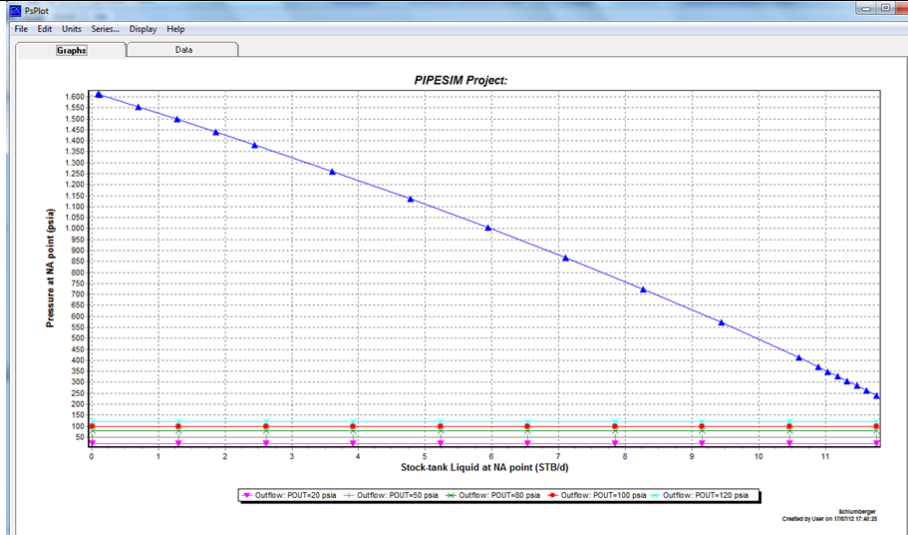


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



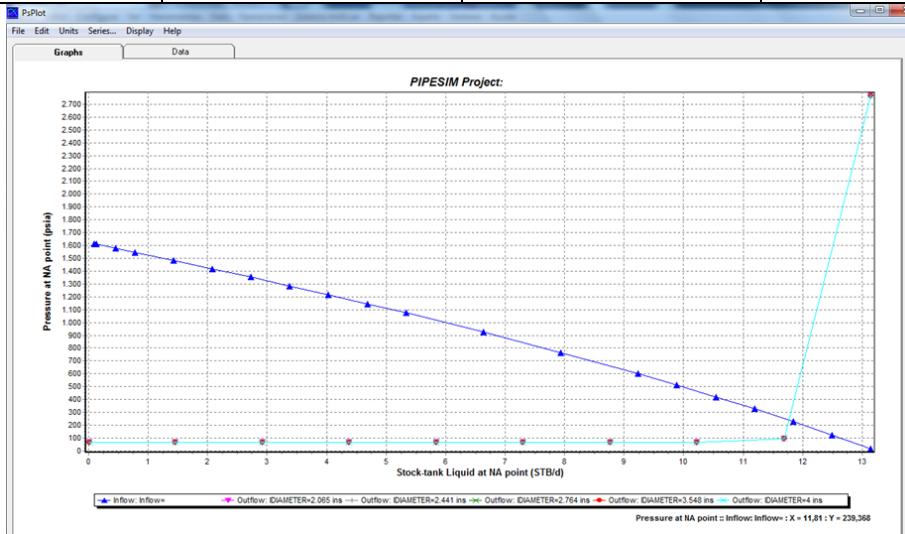
NODO SOLUCIÓN CABEZA

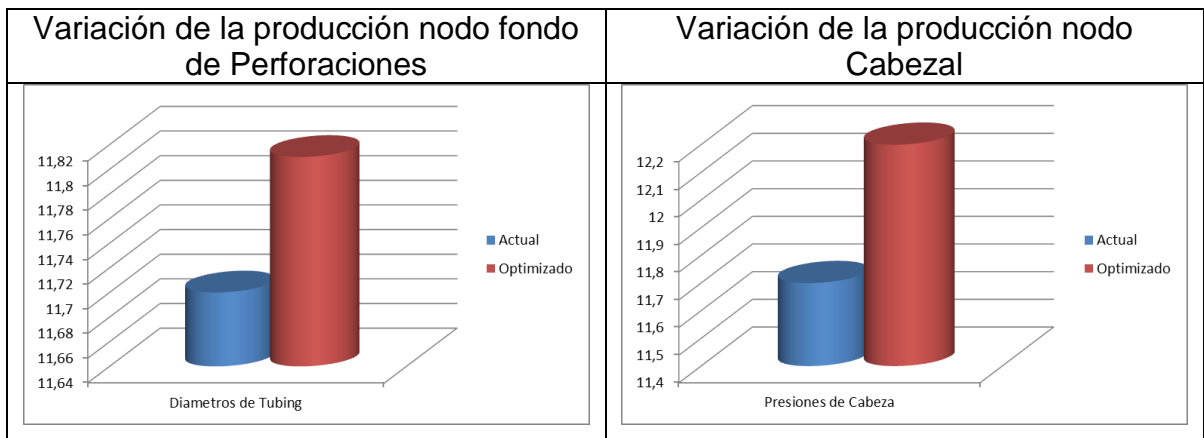
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
80	11,7	50	12,2



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
249,74	11,7	239,36	11,81





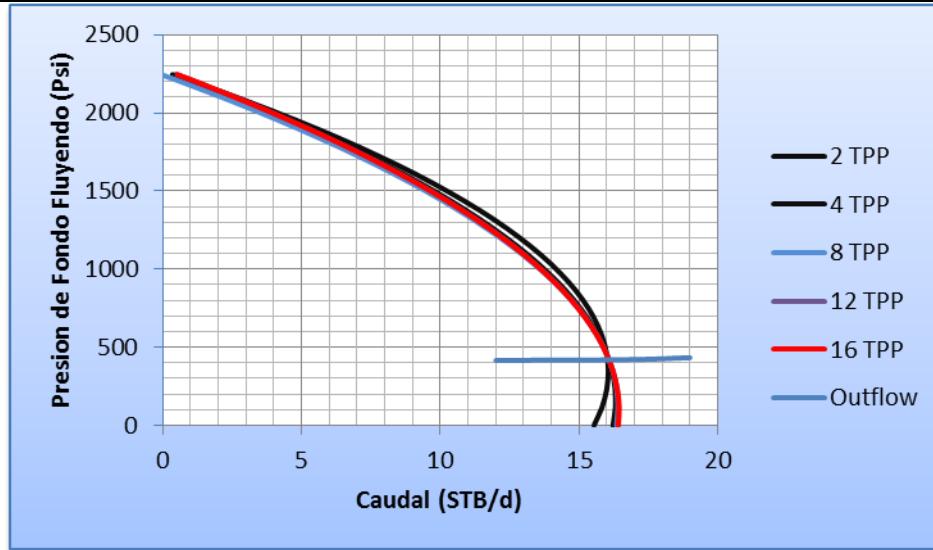
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, con este valor se tendría un aumento de 1,7% recuperándose 0,2Bbls/día con relación a la producción que se tiene inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 239,36 psia con lo cual se obtienen 0,11 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 0.94% con respecto a la producción actual.

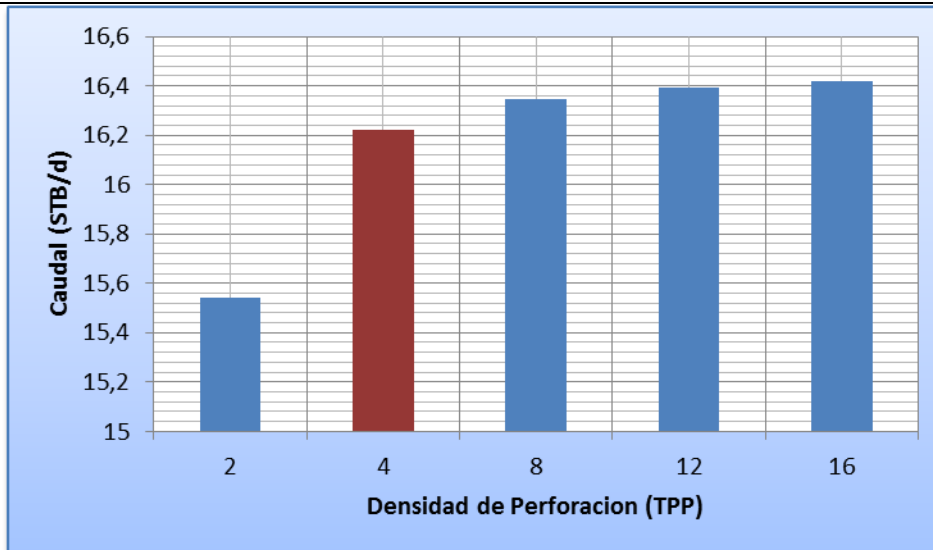
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 80 a 50 psia se lograría un incremento de 0,5Bbls que corresponde a 4,27%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 11	Estado Activo	Localización	Bloque: CB
Observaciones:			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
454,46	16	408	16,4

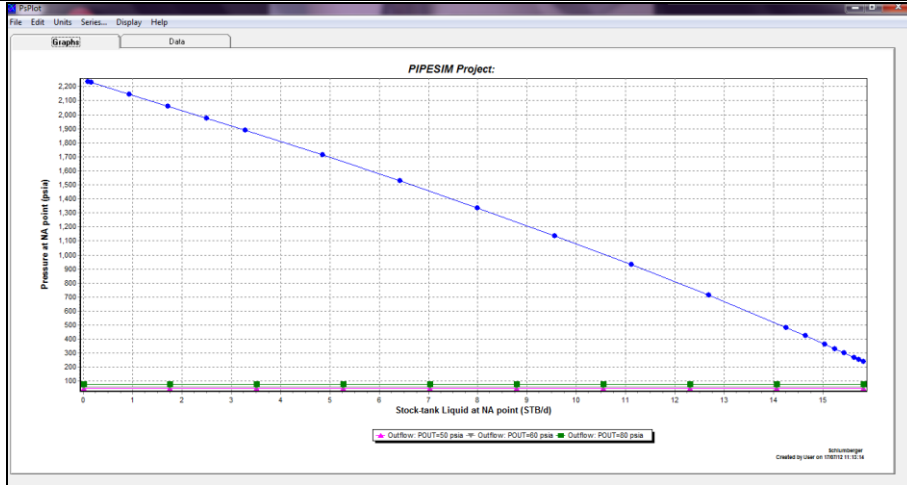


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



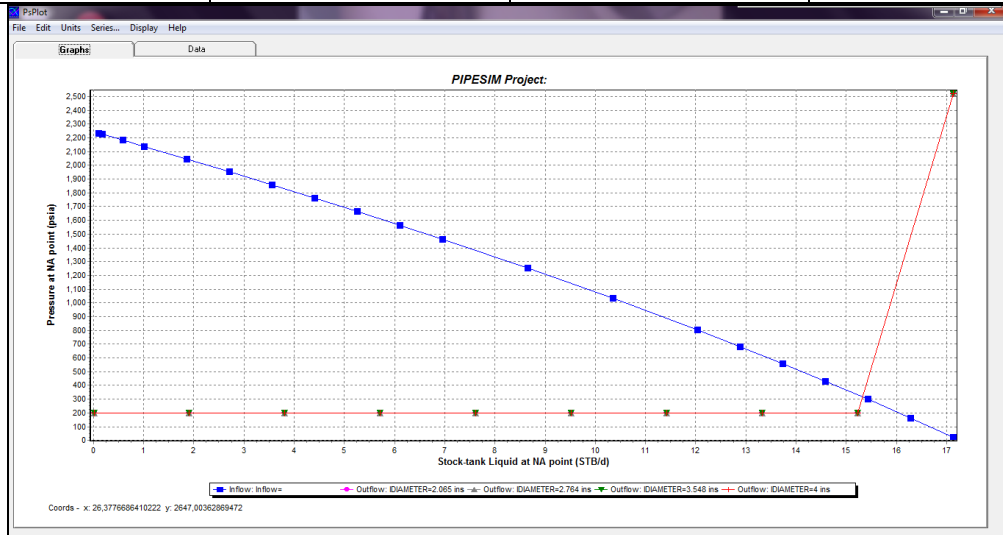
NODO SOLUCIÓN CABEZA

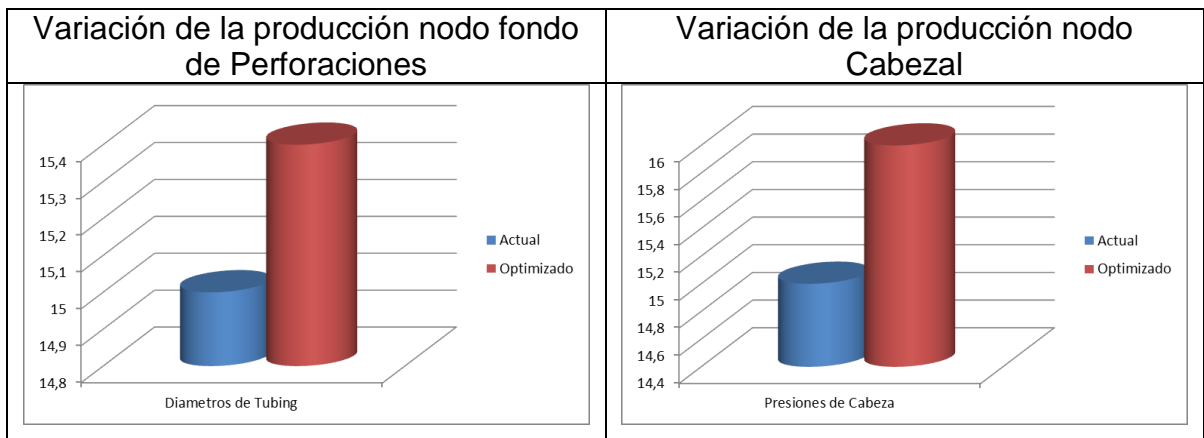
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
65	14	50	16



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
454,46	15	315,2	15,4



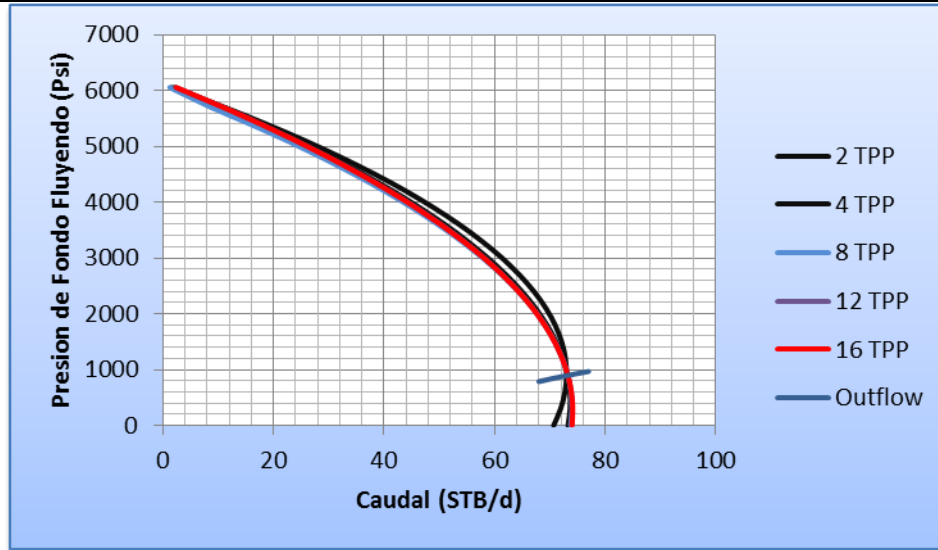


Análisis

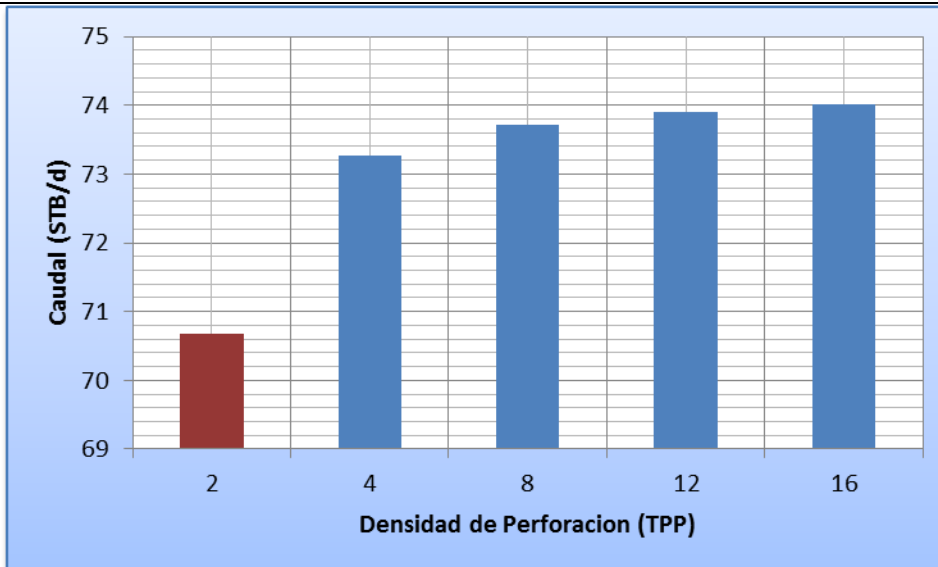
El número de TPP no se recomienda variar ya que solo se obtiene un aumento de 0,4 barriles/día que equivalen a 2,5% a 8 TPP. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tiene la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 315,2 psia obteniendo una producción de 0,4 Bbls/día adicional que corresponde a 2,66% elevando la producción hasta 15,4 STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 65 a 50 psia obteniendo un incremento de 2Bbls/día que corresponde a 14,28% de la producción actual.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 18	Estado Activo	Localización	Bloque: DC
Observaciones: Pozo cañoneado a 2TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
984,7	63	868,71	74,1

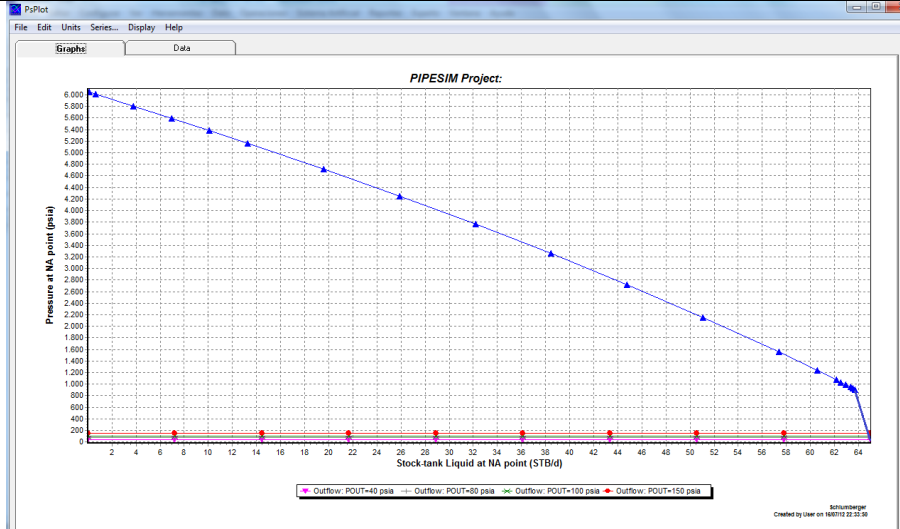


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



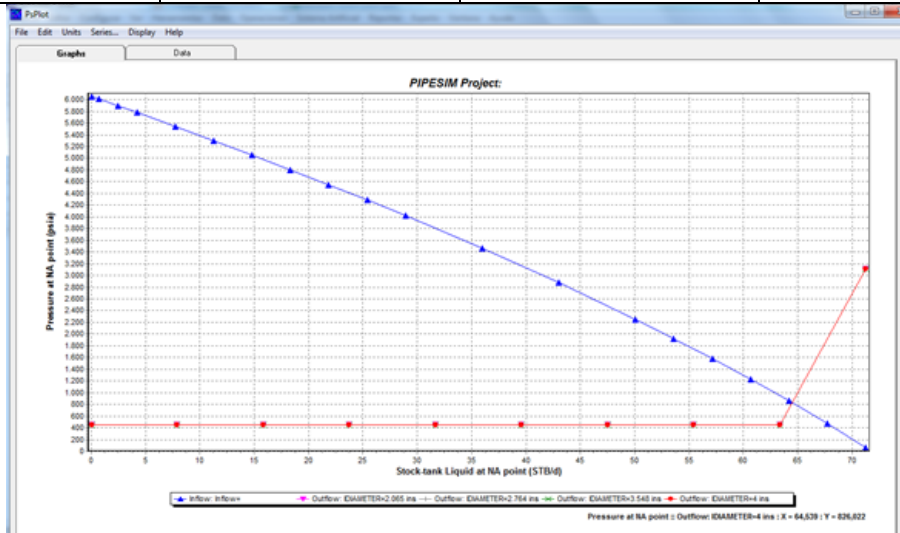
NODO SOLUCIÓN CABEZA

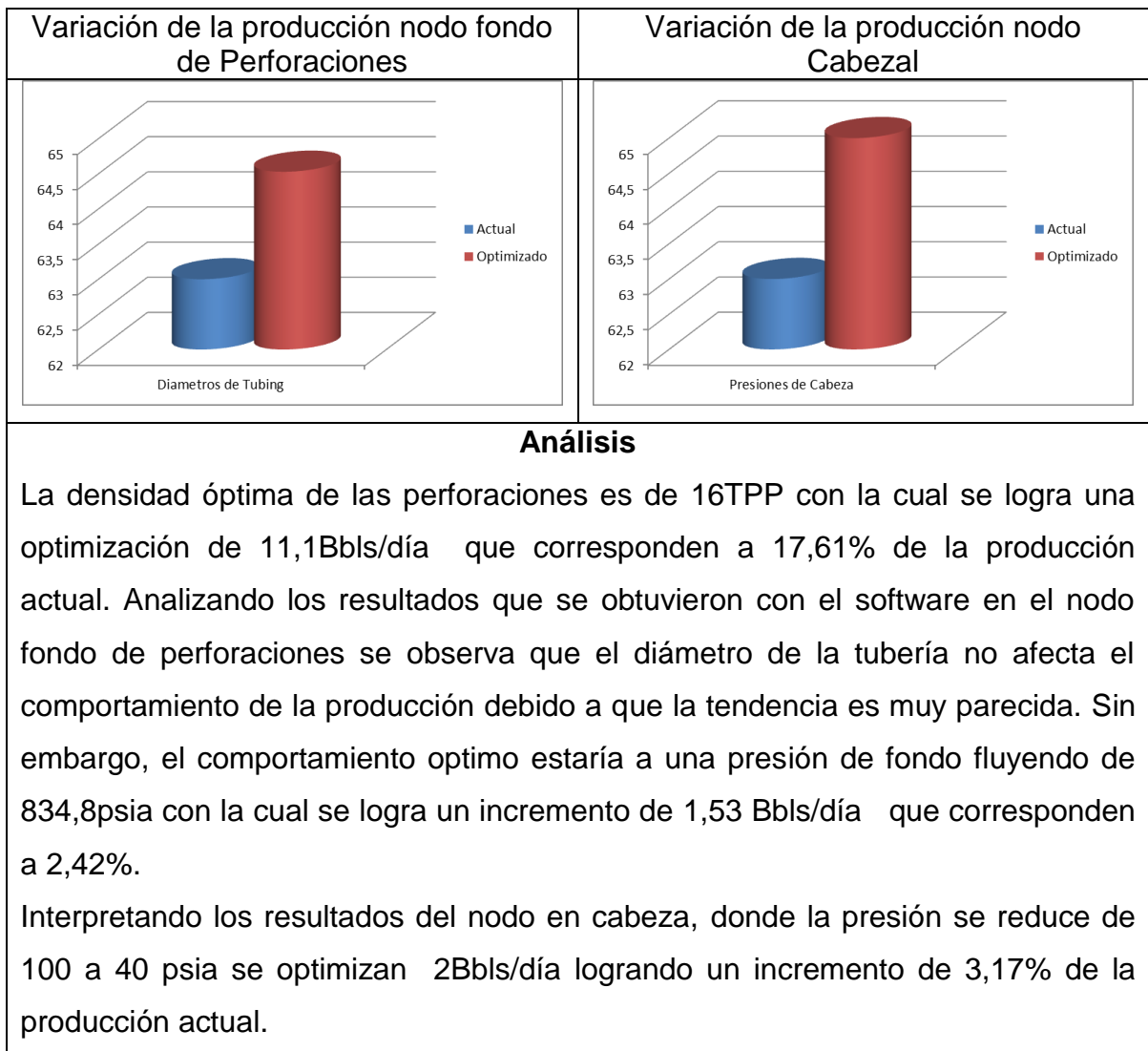
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
100	63	40	65



CAMBIO DE DIÁMETRO

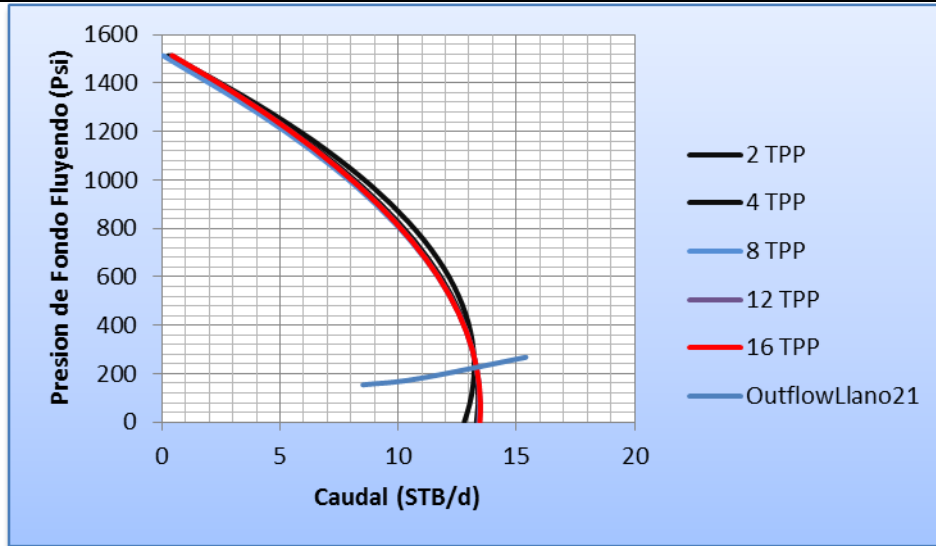
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
984,7	63	834,8	64,53



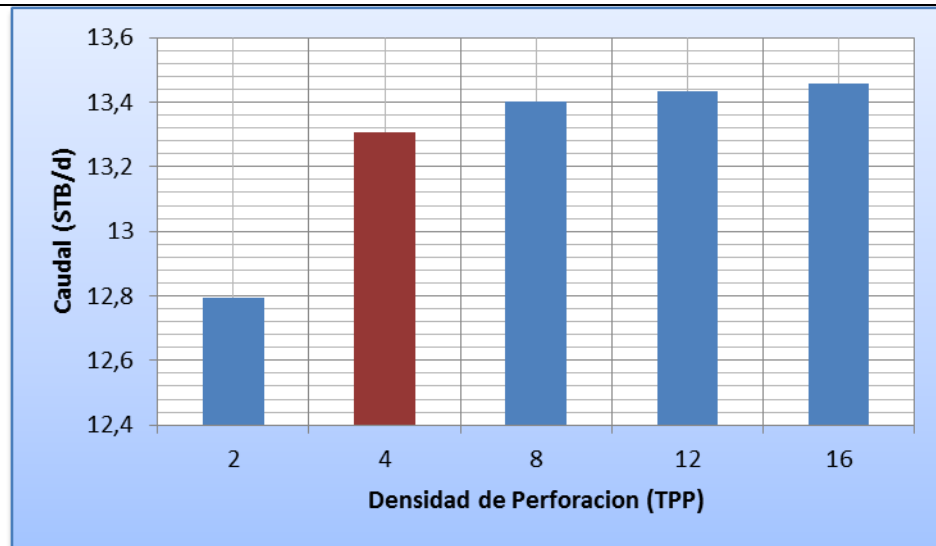


ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 21	Estado Activo	Localización	Bloque: DCB
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
275,7	13,2	220,1	13,5

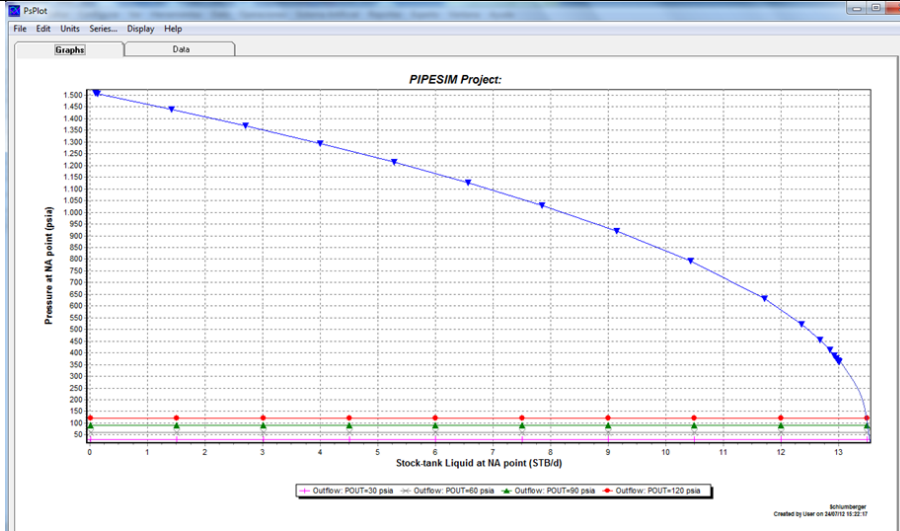


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



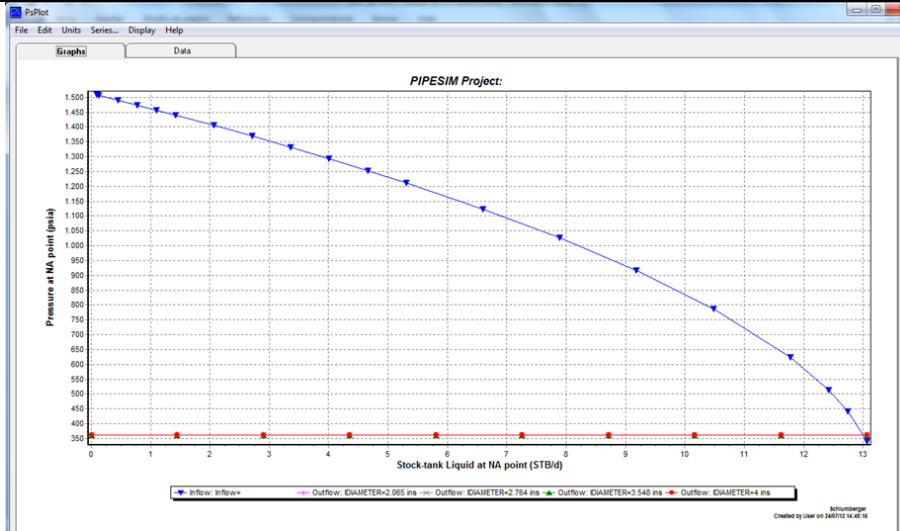
NODO SOLUCIÓN CABEZA

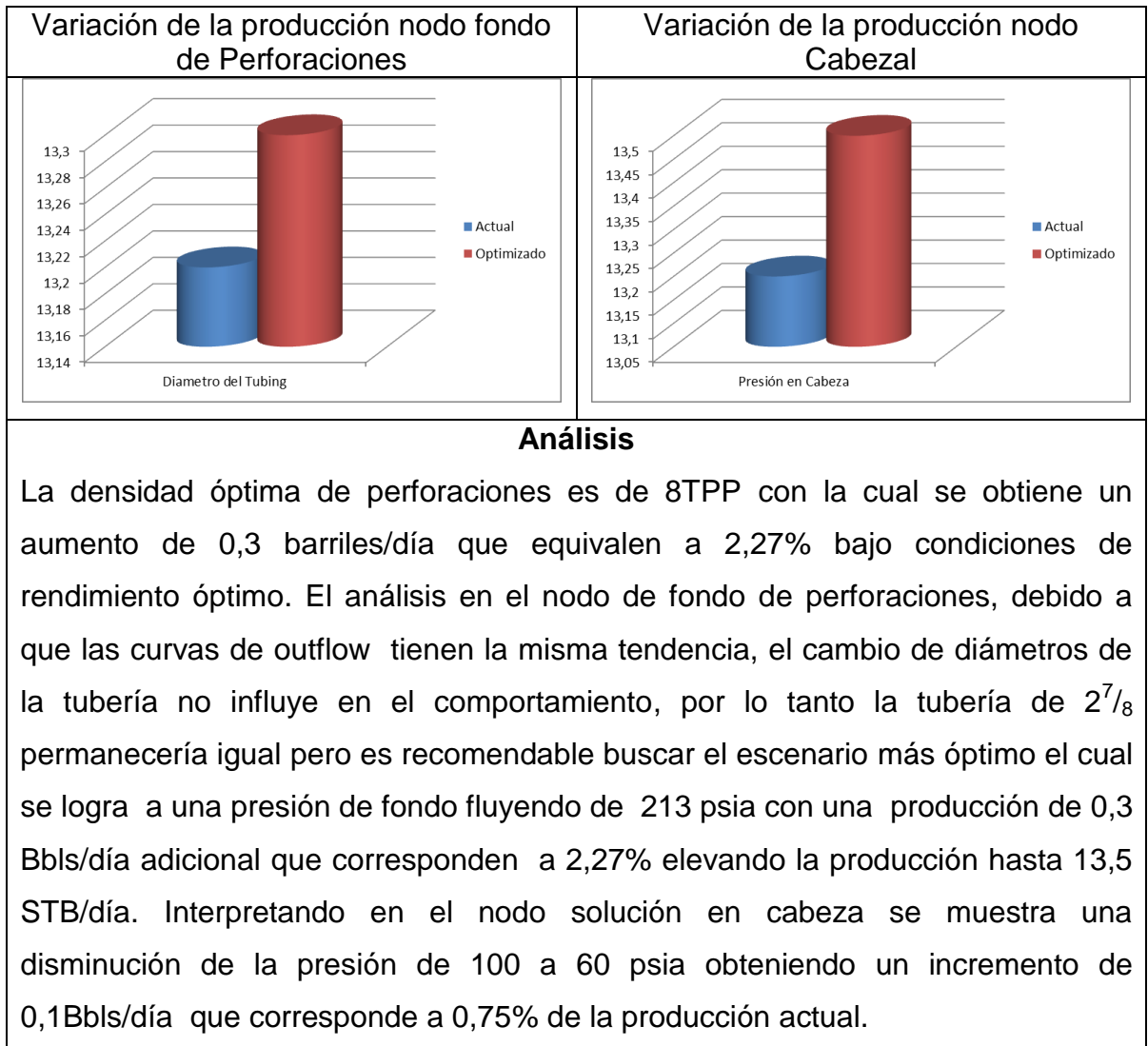
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
100	13,2	60	13,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
275,74	13,2	213	13,3





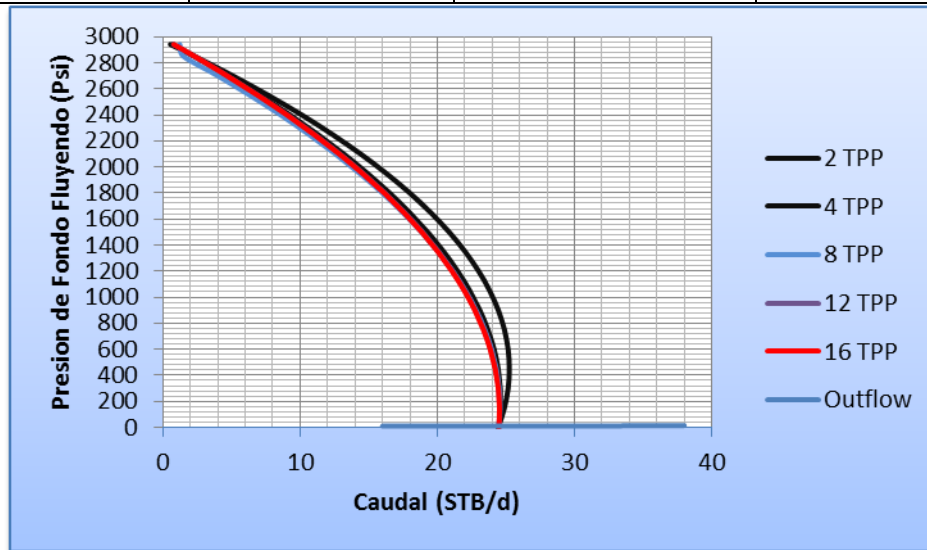
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 29	Estado Activo	Localización	Bloque:DCB
----------------	---------------	--------------	------------

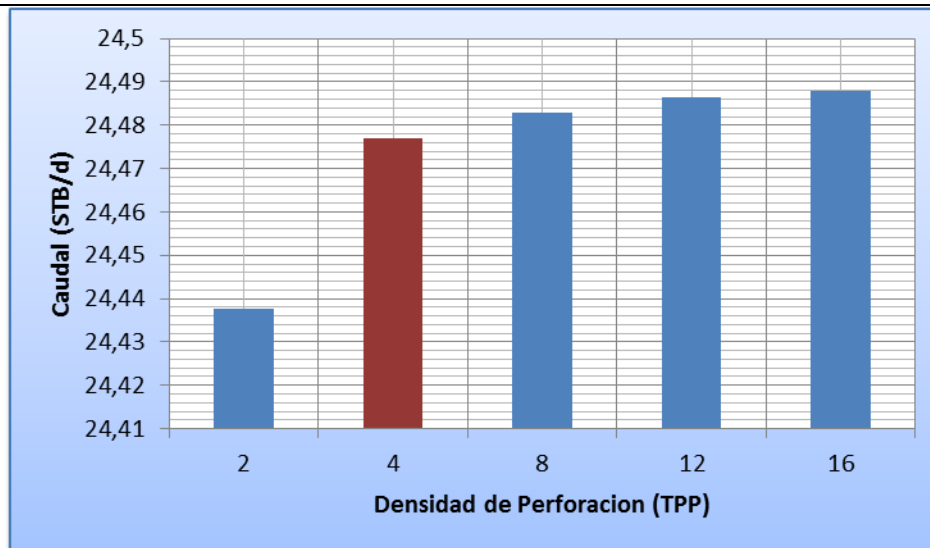
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
17,75	24,5	12,9	25,7

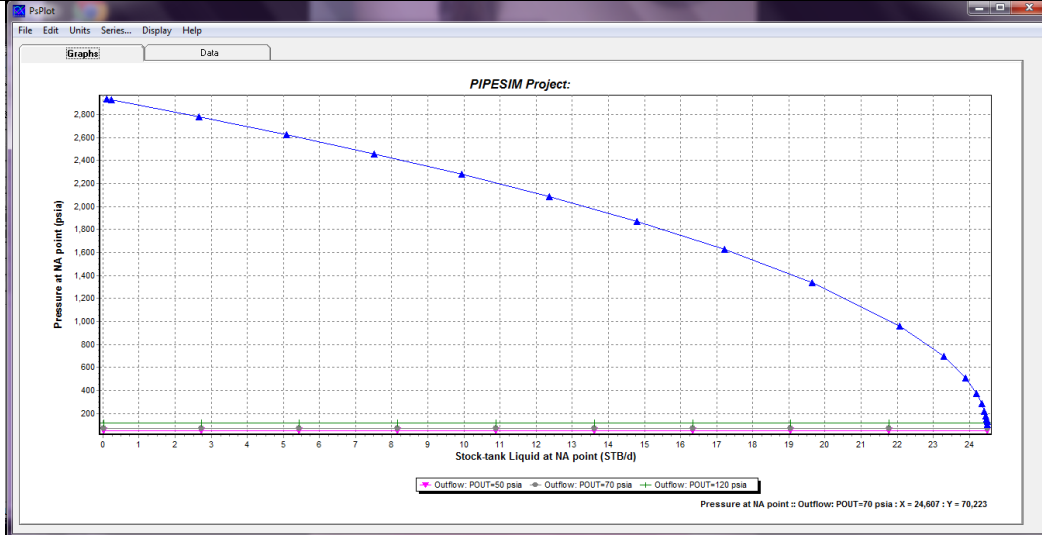


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



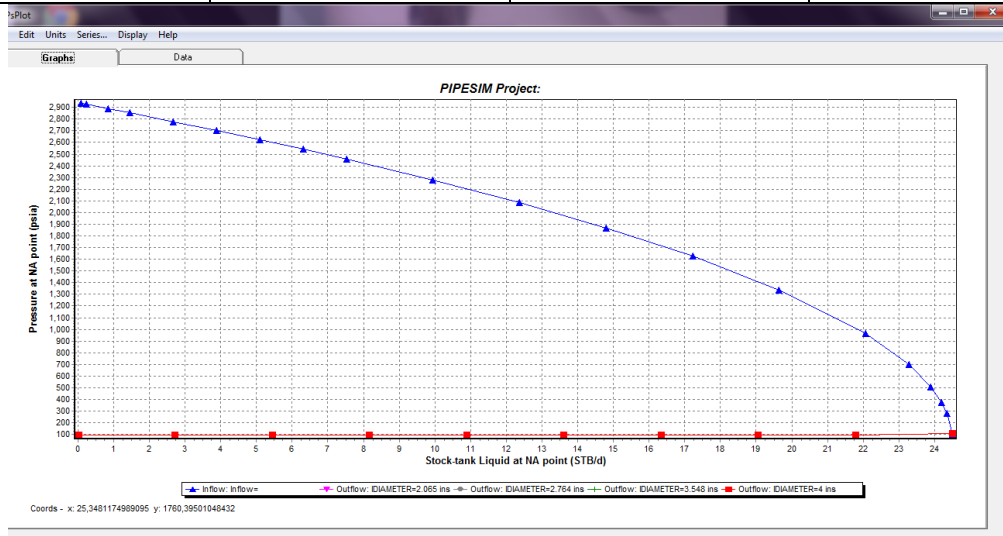
NODO SOLUCIÓN CABEZA

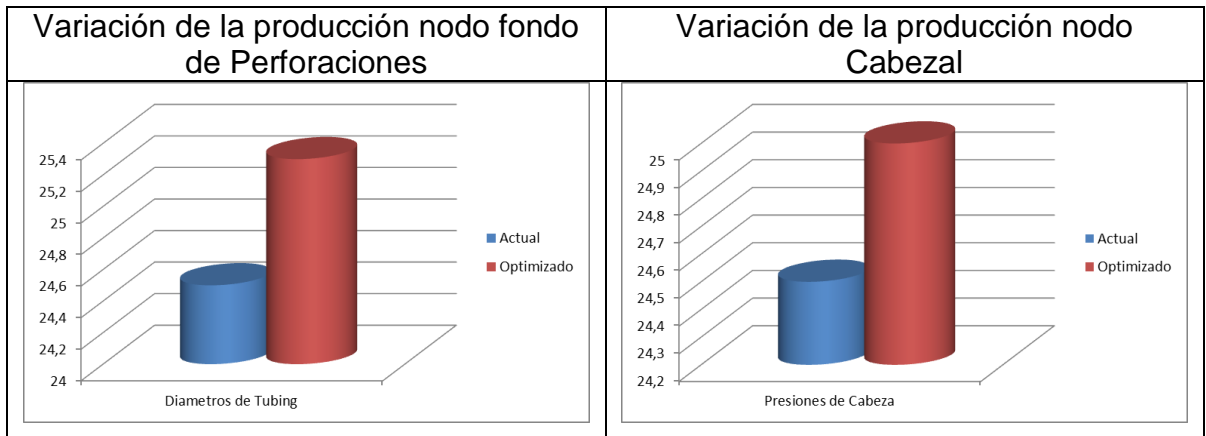
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
60	24,5	50	25



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
17,75	24,5	17,6	25,3



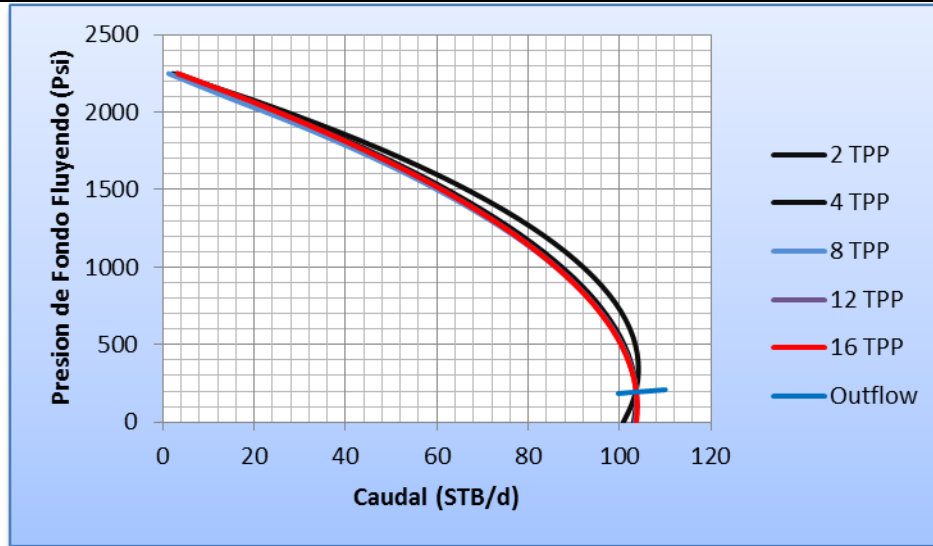


Análisis

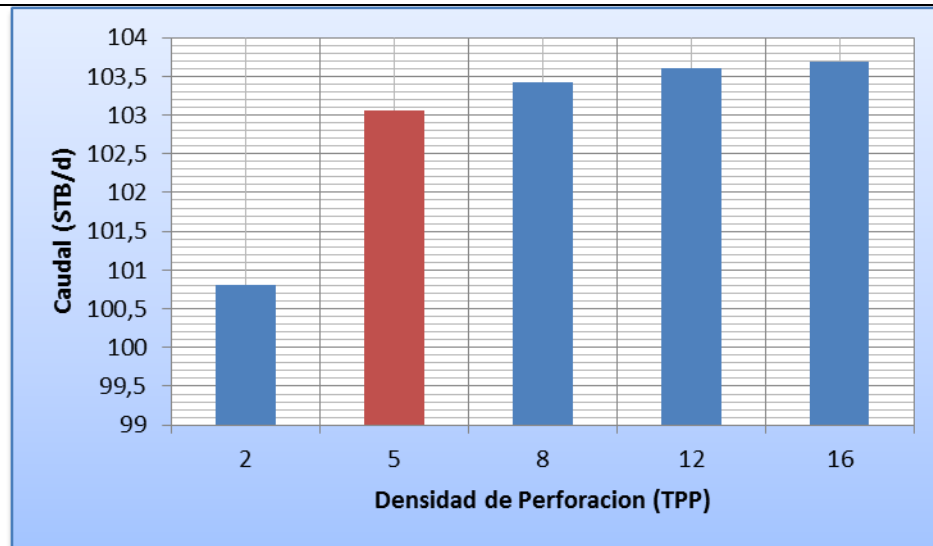
La densidad óptima de perforaciones es de 12 TPP con la que se logra un incremento de 1,2Bbls/día con respecto a la producción actual lo cual corresponde a 4,89%. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 17,6 psia con la que se obtiene una producción de 0,8 Bbls/día adicional que corresponde a 3,26% elevando la producción hasta 25,3STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 60 a 50 psia obteniendo un incremento de 0,5Bbls/día que corresponden a 2,04% de la producción actual.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 44	Estado Activo	Localización	Bloque: BC
Observaciones: Pozo perforado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
203,83	103,6	191,8	105

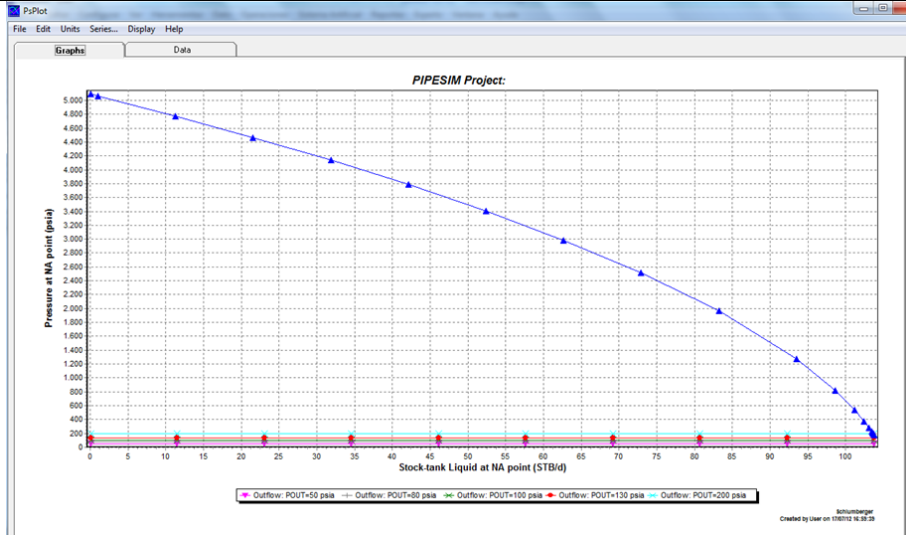


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



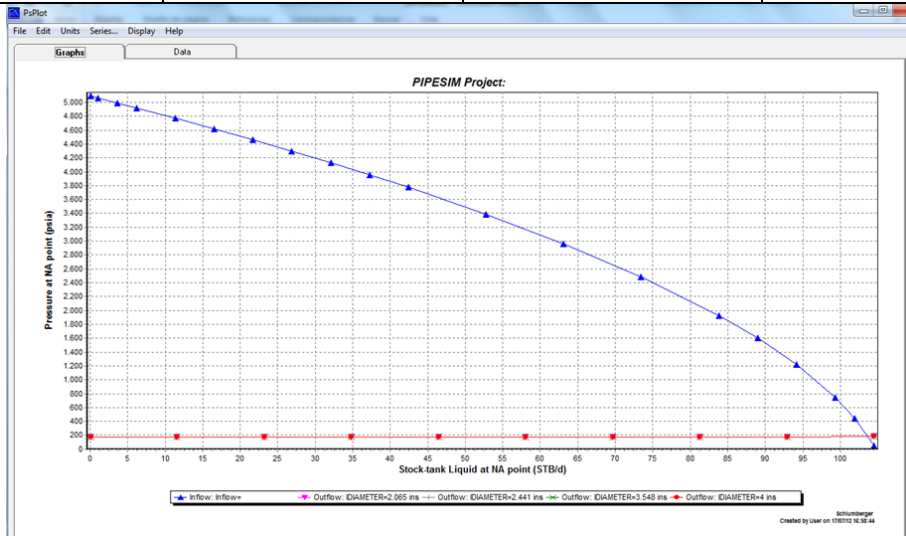
NODO SOLUCIÓN CABEZA

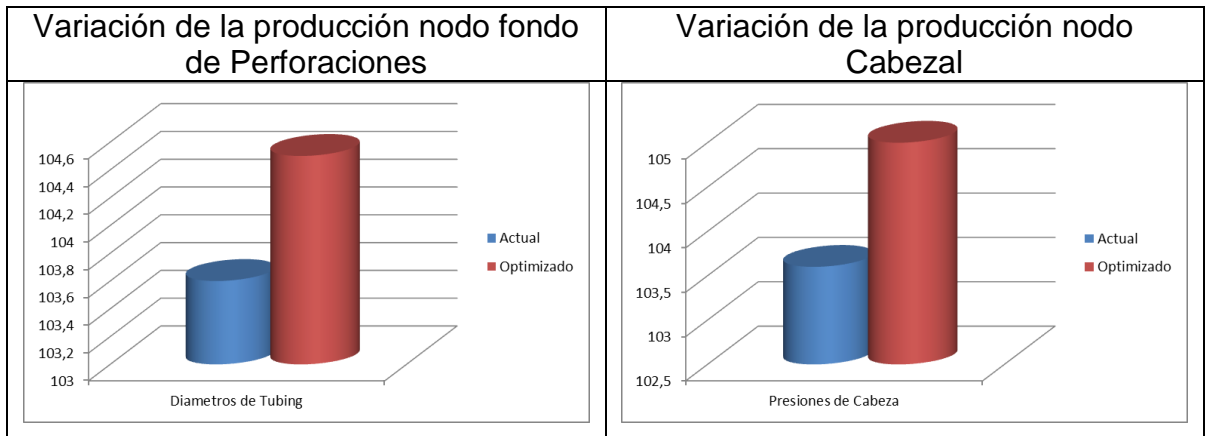
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
150	103,6	80	105



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
203,83	103,6	198,7	104,5





Análisis

La densidad óptima de perforaciones es de 5 TPP y no se recomienda hacer trabajos de reacondicionamiento ya que su incremento no es representativo. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 198,7 obteniendo un incremento de 0,9 Bbls/día que corresponden a 0,868% elevando la producción hasta 104,5 STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 150 a 80 psia obteniendo un incremento de 1,4Bbls/día que corresponde a 1,35% de la producción actual.

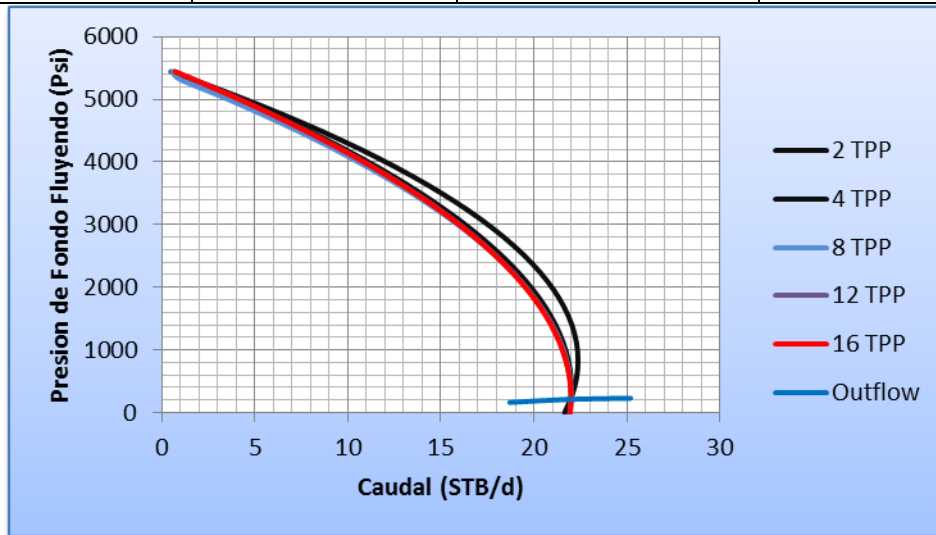
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 45	Estado Activo	Localización	Bloque: CD
----------------	---------------	--------------	------------

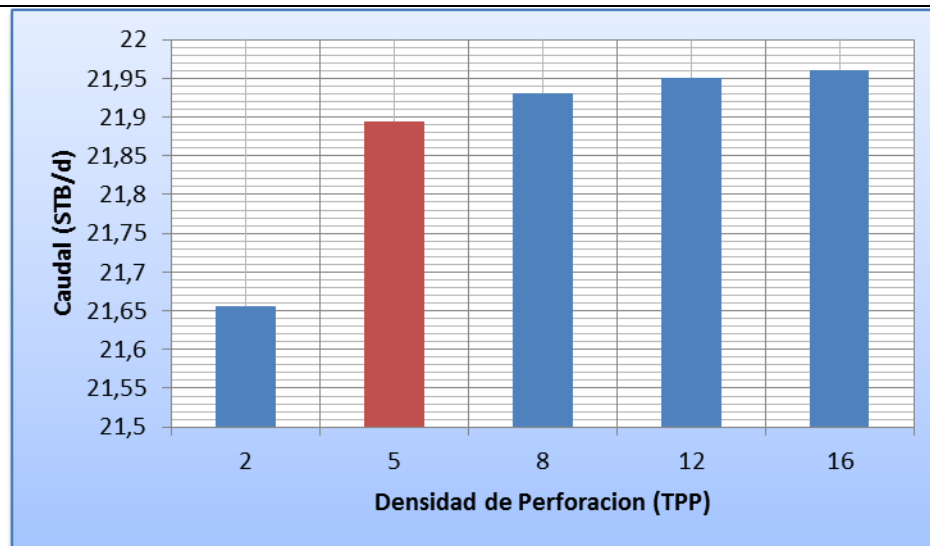
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
233,14	21	211,6	22,01

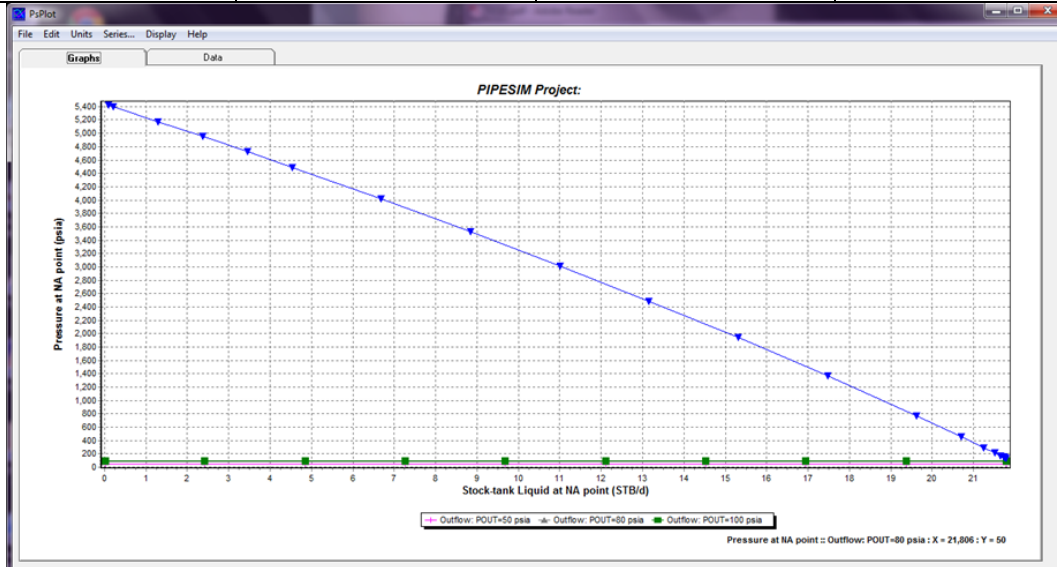


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



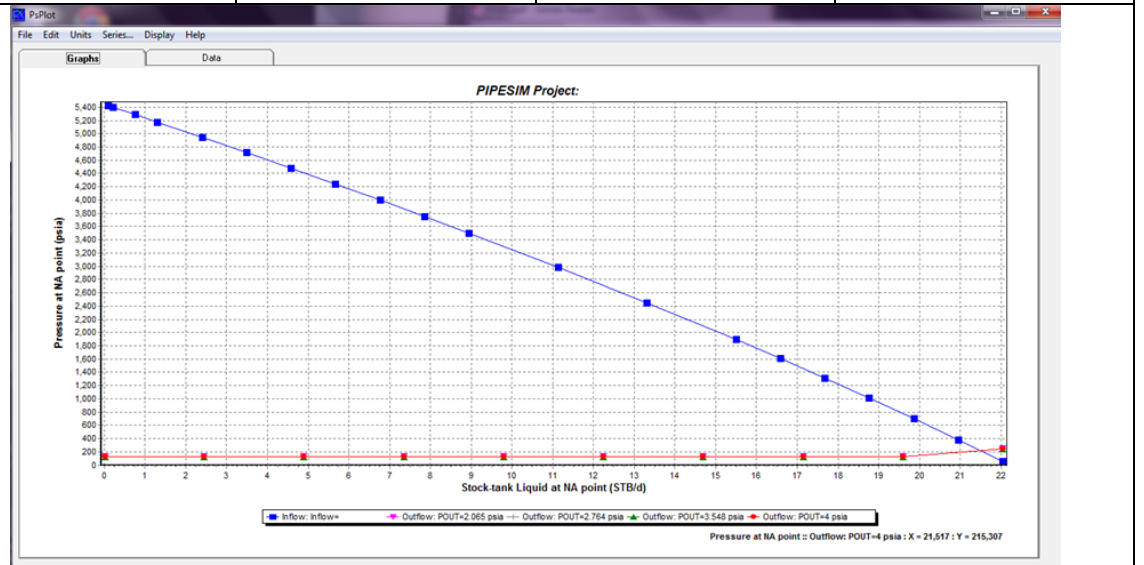
NODO SOLUCIÓN CABEZA

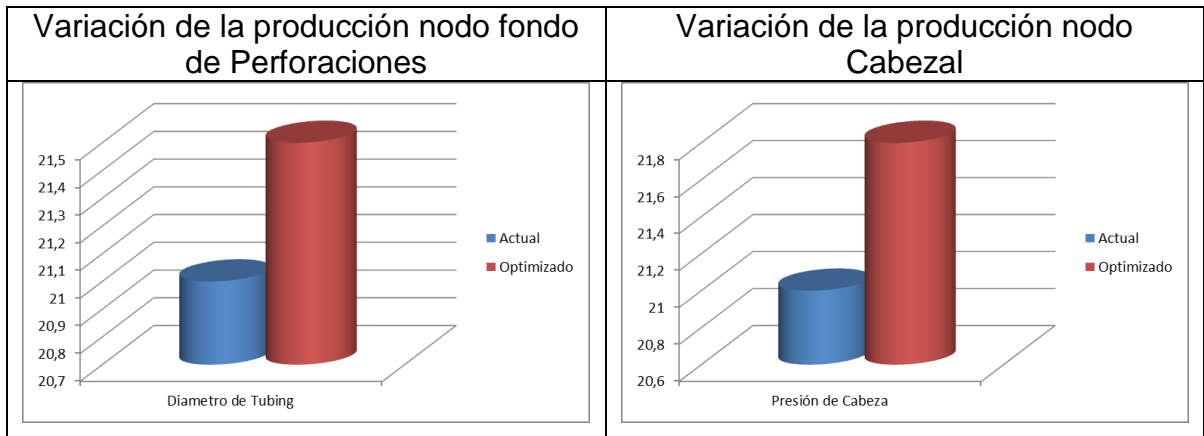
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
70	21	50	21,8



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
233,14	21	215,307	21,5





Análisis

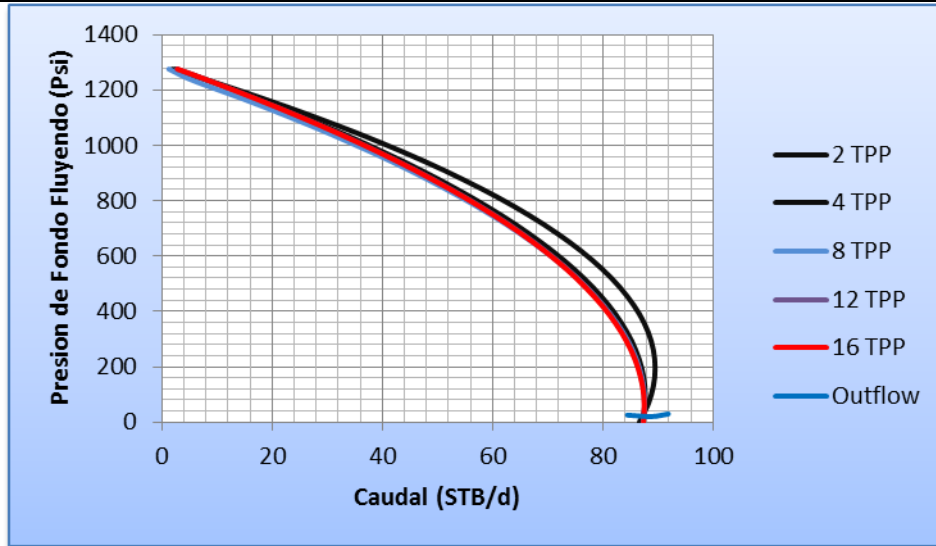
La densidad óptima de perforaciones es de 5 TPP logrando una optimización de 1,01Bbls/día que equivalen a un 4,85% de la producción actual. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción, pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 215,307 psia aumentados en 0,5 Bbls/día adicionales que corresponden a 2,38% elevando la producción hasta 21,5 STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 70 a 50 psia obteniendo un incremento de 0,8 Bbls/día que corresponden a 3,81 % de la producción actual.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

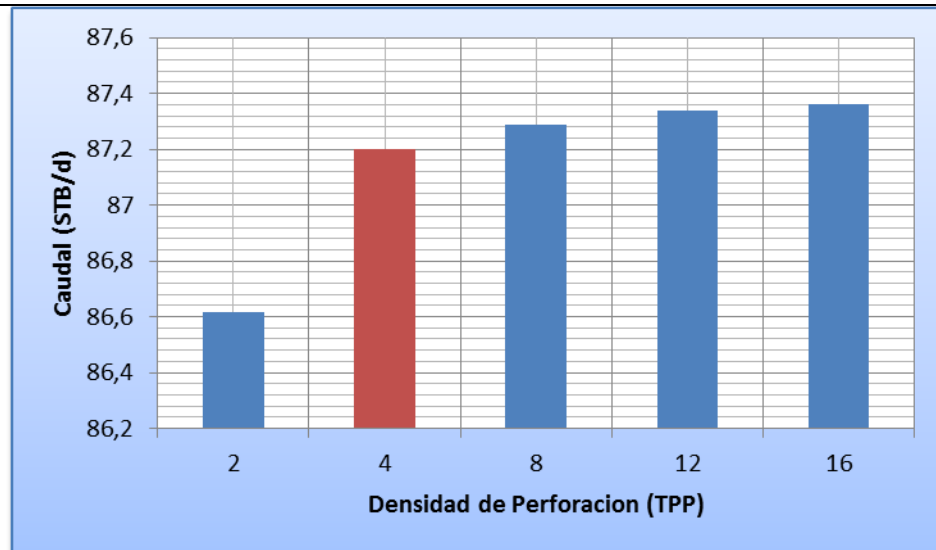
Pozo: Llan. 77	Estado Activo	Localización	Bloque: B
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
32,95	87,5	28,5	88,8

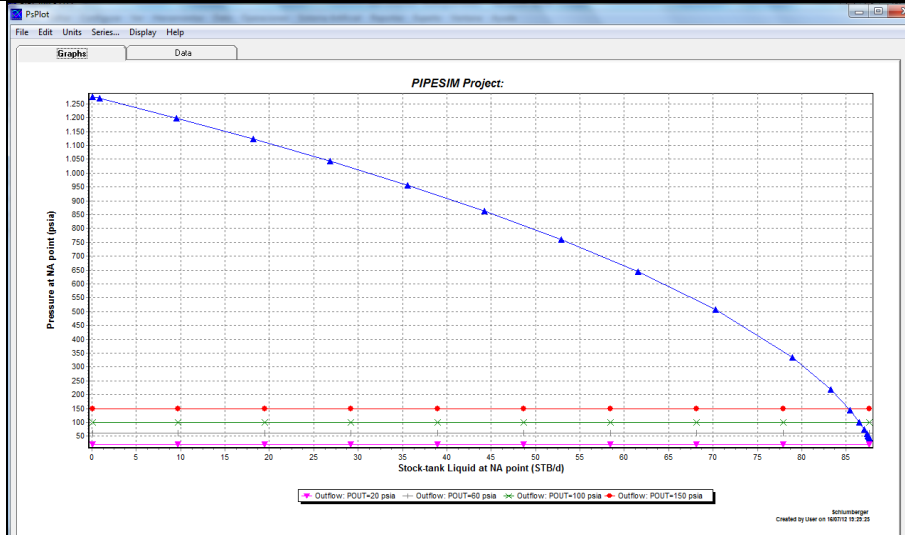


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



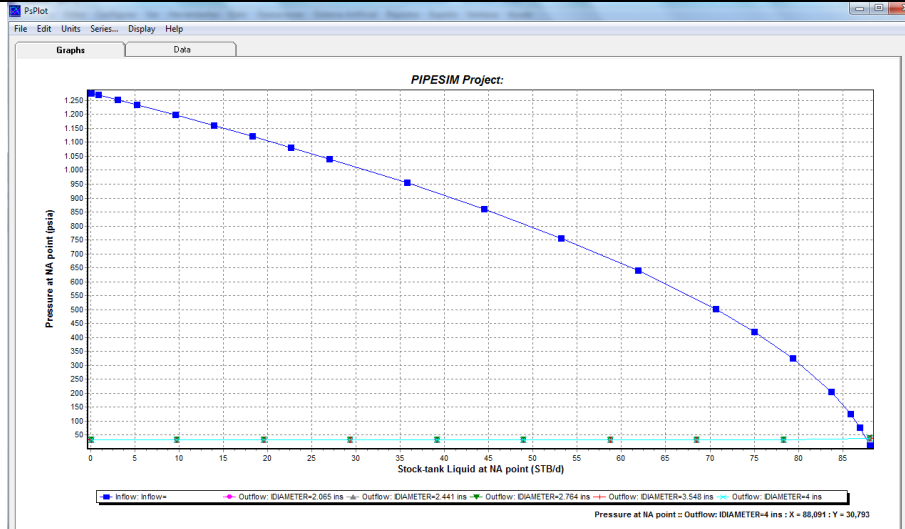
NODO SOLUCIÓN CABEZA

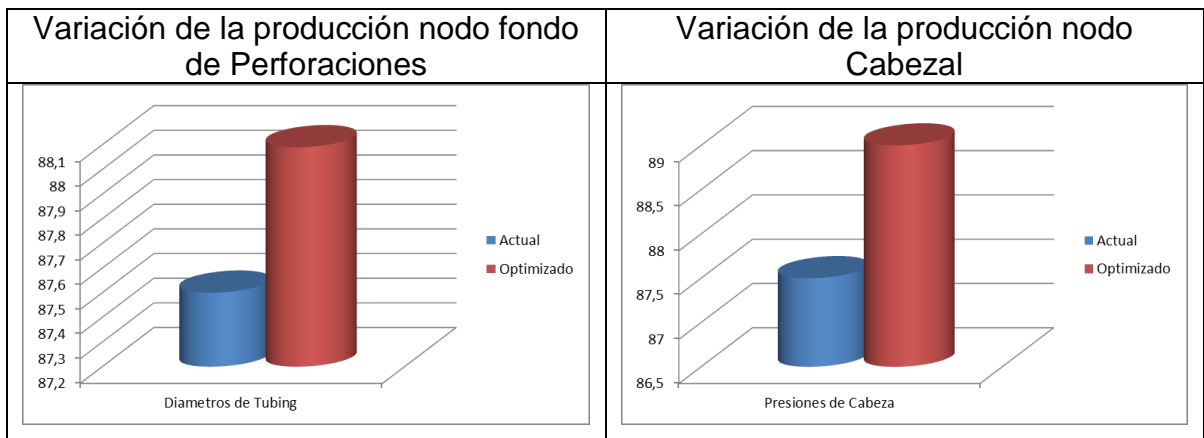
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
50	87,5	20	89



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
32,95	87,5	30,79	88,09





Análisis

La densidad óptima de perforaciones es de 4 TPP optimizando 1,3Bbls/día que equivalen a un 1,48% de la producción actual. El análisis en el nodo de fondo de perforaciones, debido a que las curvas de outflow tienen la misma tendencia, el cambio de diámetros de la tubería no influye en el comportamiento de la producción pero se puede concluir que para condiciones óptimas de operación se debe tener una presión de fondo fluyendo de 30,78 psia con la que se obtiene una producción de 0,59 Bbls/día adicional que corresponden a 0,67% elevando la producción hasta 88,09 STB/día. En el nodo solución en cabeza se muestra una disminución de la presión de 50 a 20 psia obteniendo un incremento de 1,5 Bbls/día que corresponden a 1,71% de la producción actual.

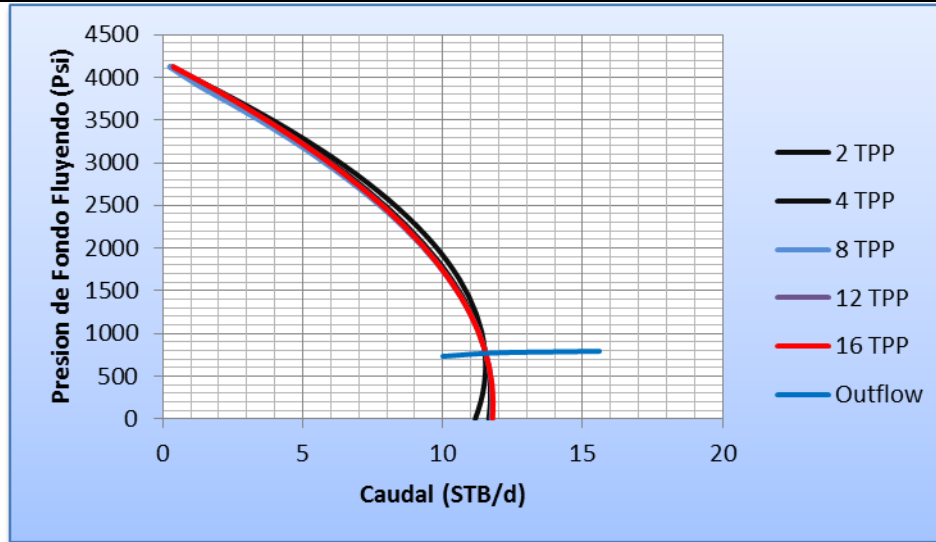
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 81	Estado Activo	Localización	Bloque:DB
----------------	---------------	--------------	-----------

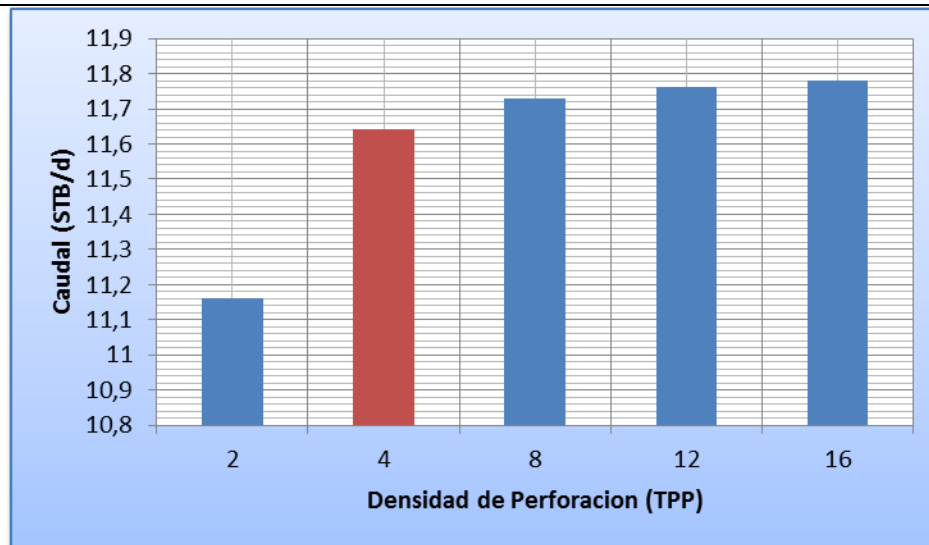
Observaciones:

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
814,3	11,5	774,9	11,9

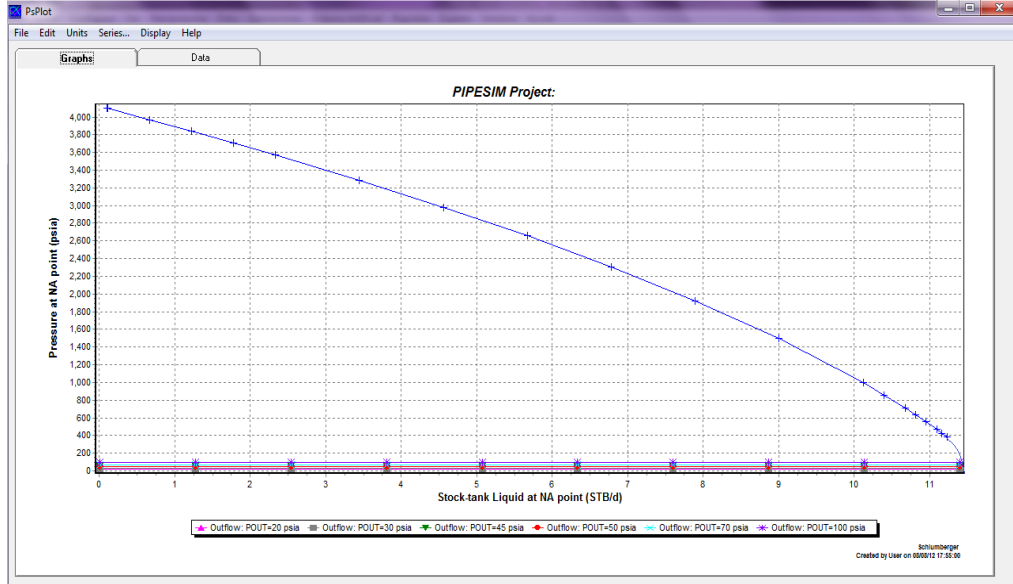


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



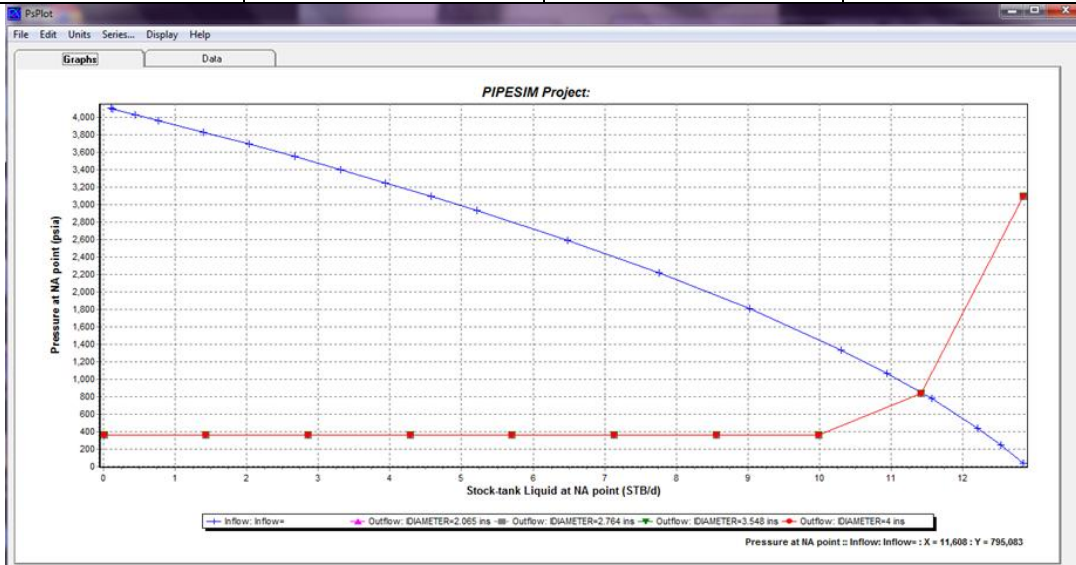
NODO SOLUCIÓN CABEZA

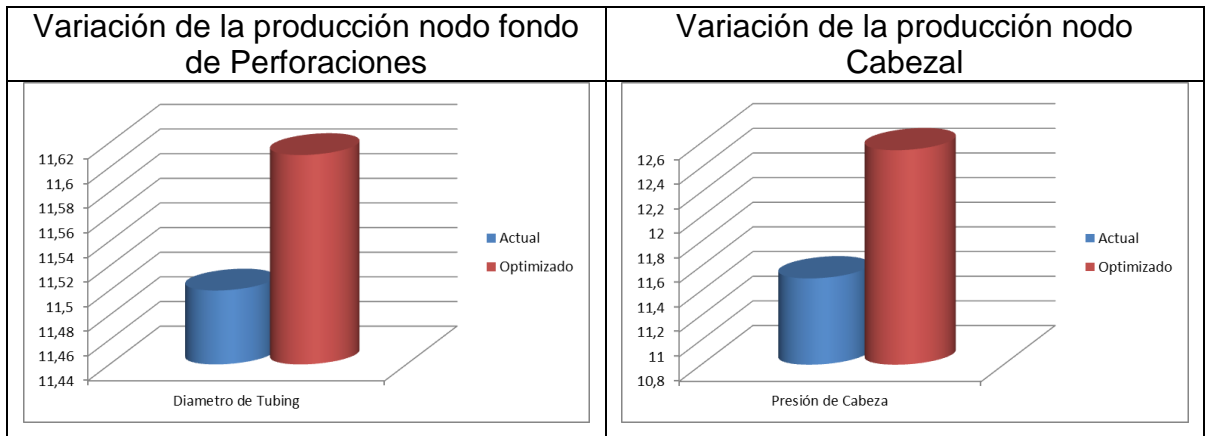
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
70	11,5	60	12,54



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
814,3	11,5	795	11,61





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, aunque a 12TPP se tendría un aumento de 3,48% recuperándose 0,4Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros la tendencia muy similar. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 795 psia con la cual se obtiene 0,11 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 0,96 % con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 70 a 60 psia se lograría un incremento de 1,04 Bbls lo que corresponde a 9,04%.

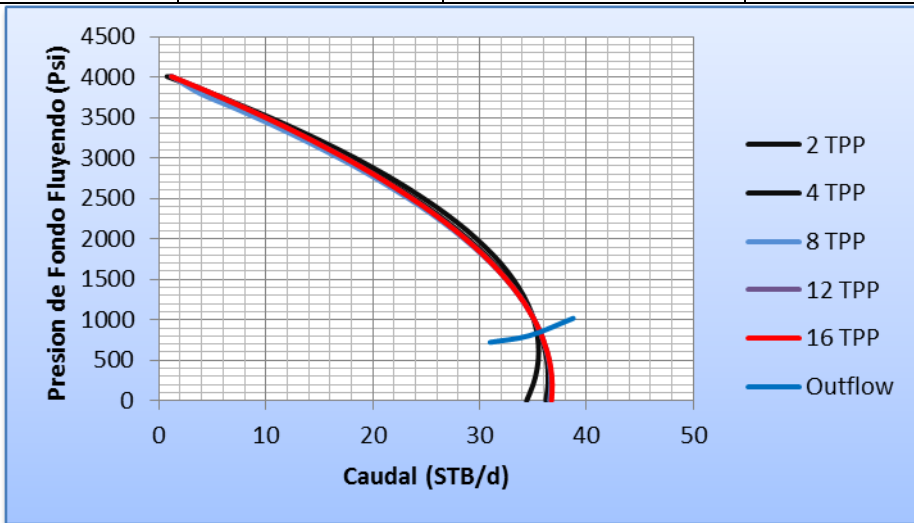
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 91	Estado Activo	Localización	Bloque: B
----------------	---------------	--------------	-----------

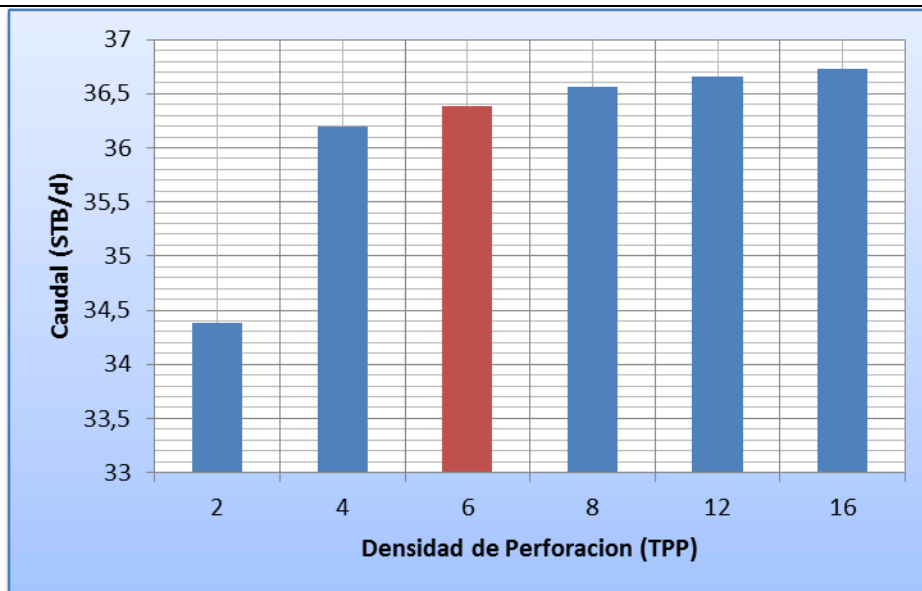
Observaciones: Pozo cañoneado a 6TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
1000,29	35	806,1	36,4

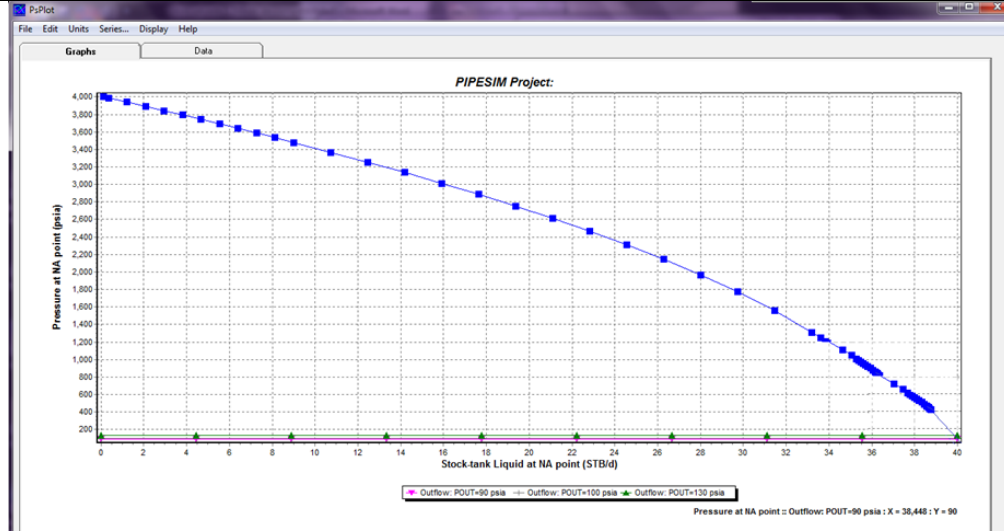


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



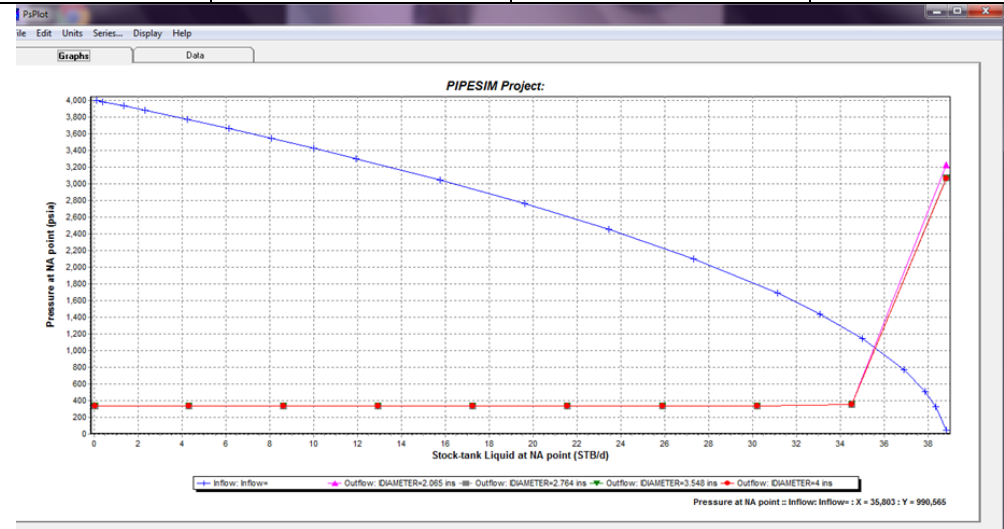
NODO SOLUCIÓN CABEZA

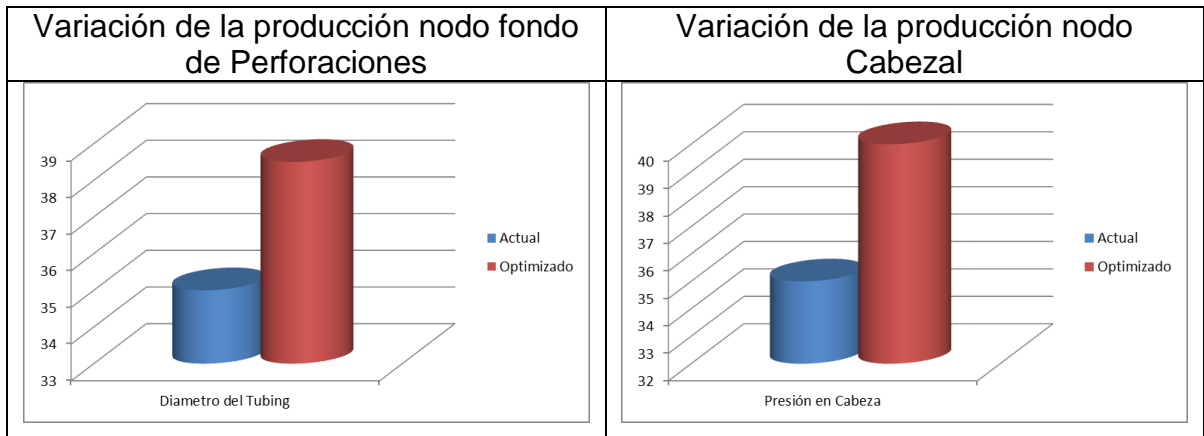
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
110	35	60	40



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
1000,29	35	360	38,5





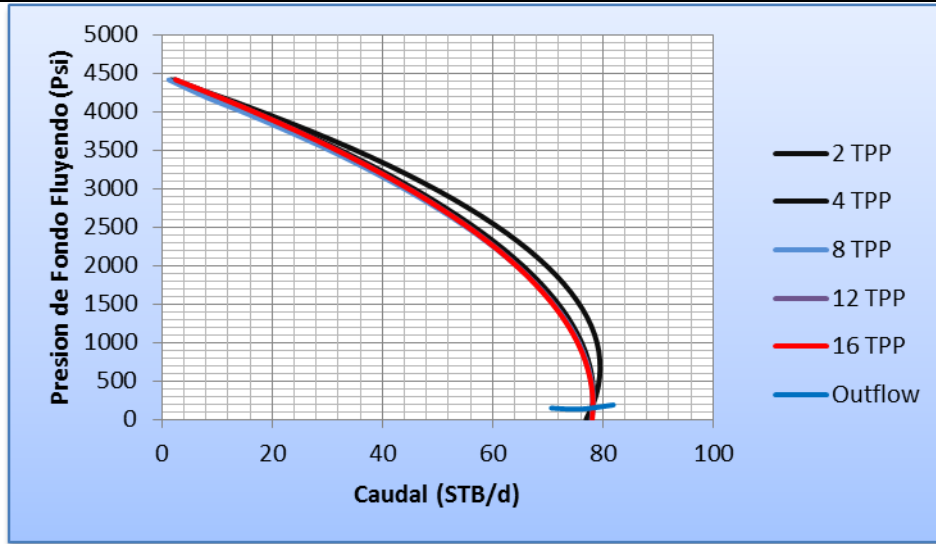
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 6TPP, aunque es necesario analizar si es viable económicamente hacer trabajos de reacondicionamiento a 16TPP debido a que con este valor se tendría un aumento de 4% recuperándose 1,4Bbls/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 360 psia con lo cual se obtienen 3,5Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 10% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 110 a 50 psia se lograría un incremento de 5Bbls que corresponde a 14,29%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 97	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo Cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
193,23	78,2	170	78,5

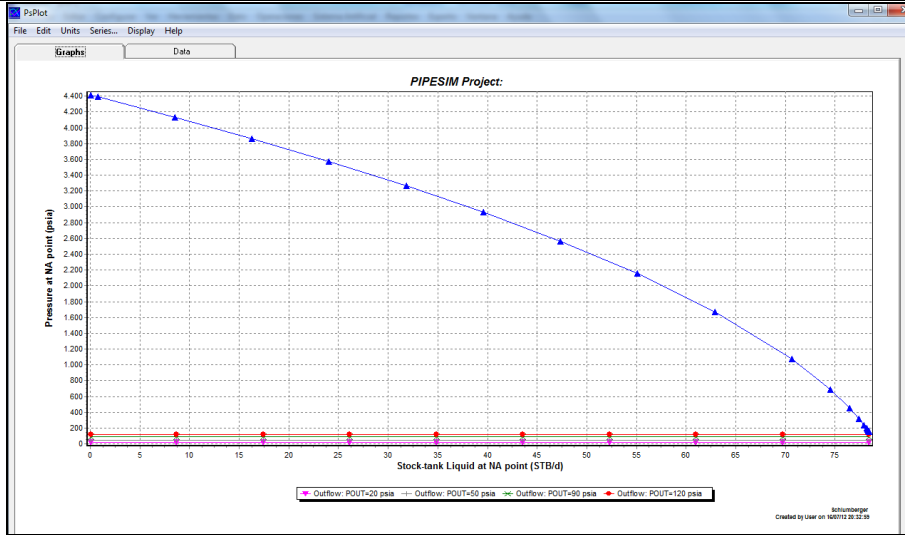


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



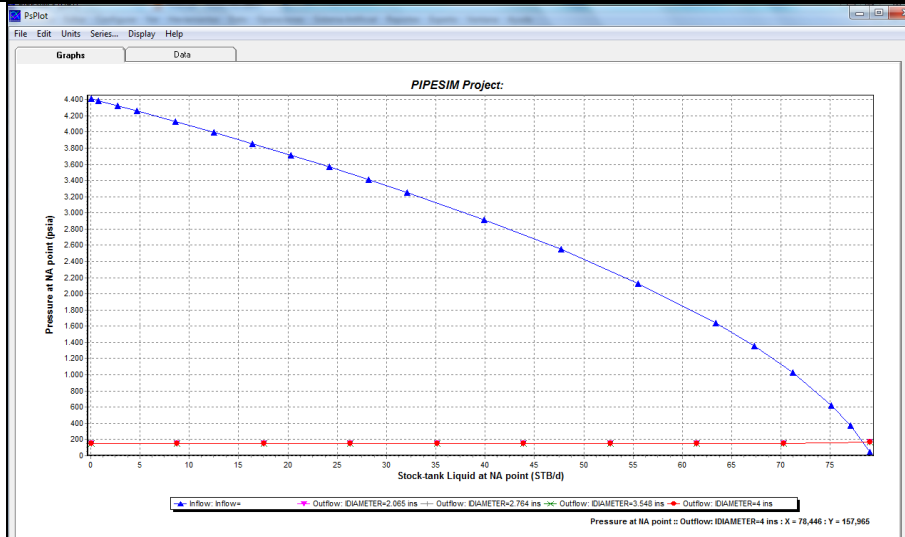
NODO SOLUCIÓN CABEZA

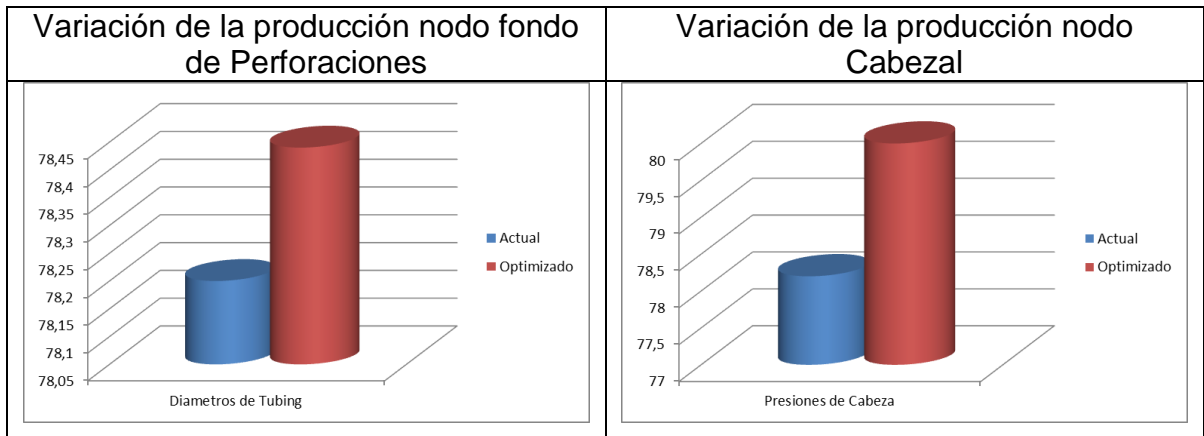
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
80	78,2	20	80



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
193,23	78,2	157,96	78,44





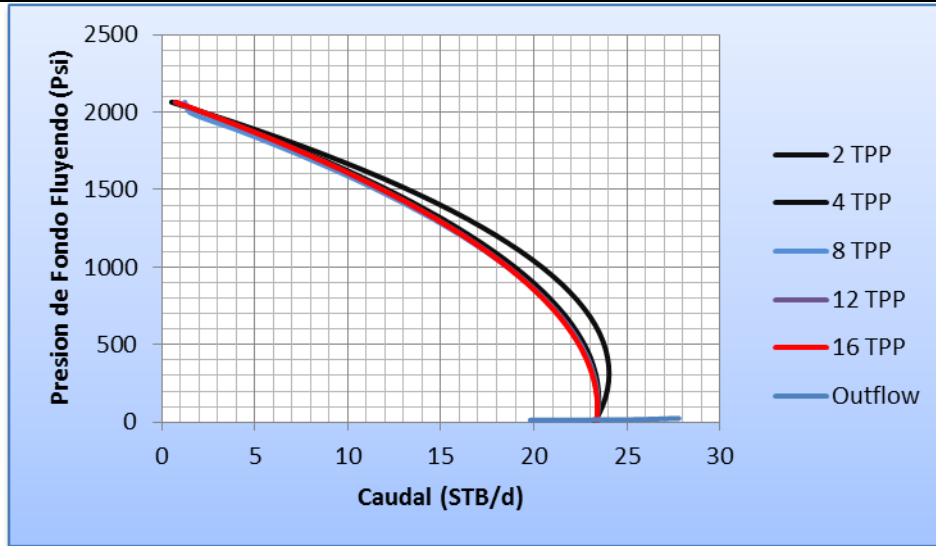
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que si se tuviera una densidad optima de 16TPP se obtendría un aumento de 0,38% recuperándose 0,3Bbls/día lo cual no es viable un reacondicionamiento. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 157,96 psia con lo cual se obtienes 0,24 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 0,31% con respecto a la producción actual.

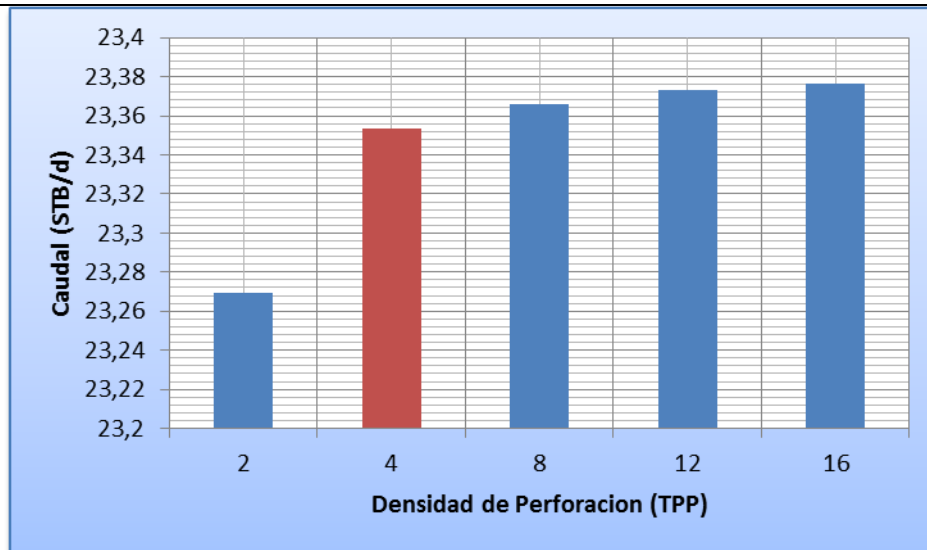
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 80 a 20 psia se lograría un incremento de 1,8Bbls que corresponden a 2,3%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: Llan. 102	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones:			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
28,081	23,4	25	23,8

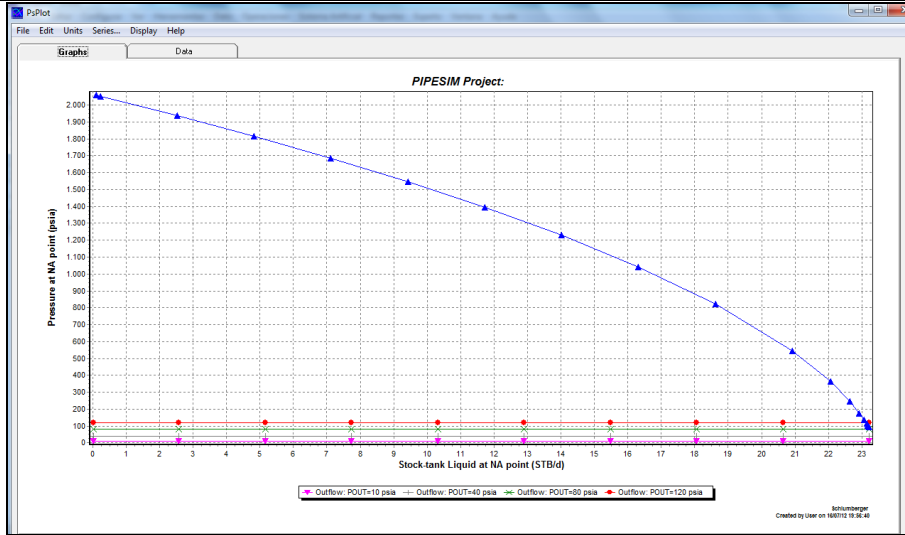


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



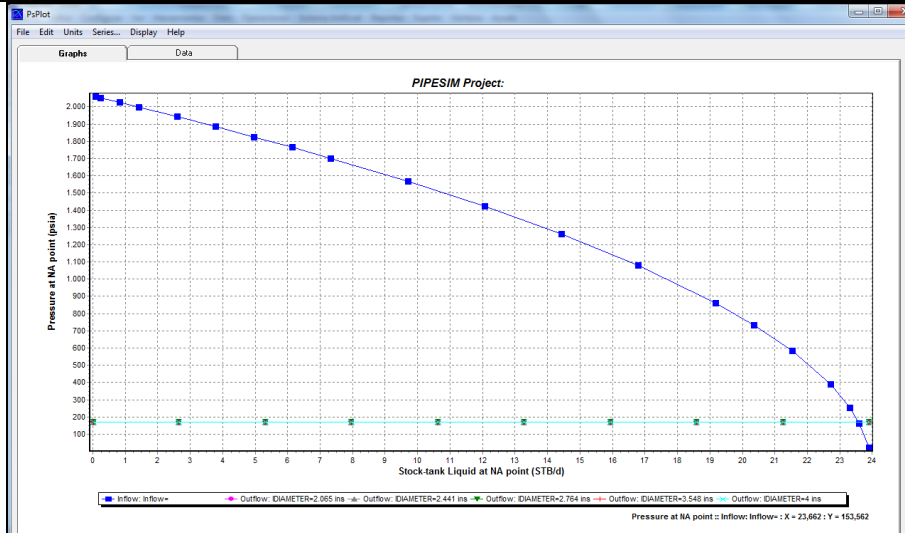
NODO SOLUCIÓN CABEZA

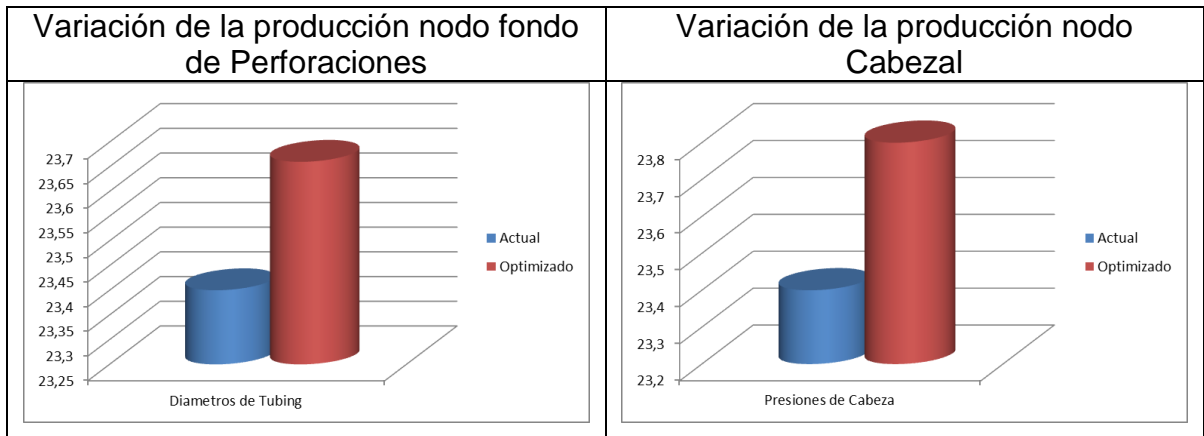
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
50	23,4	10	23,8



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
228,081	23,4	153,56	23,66



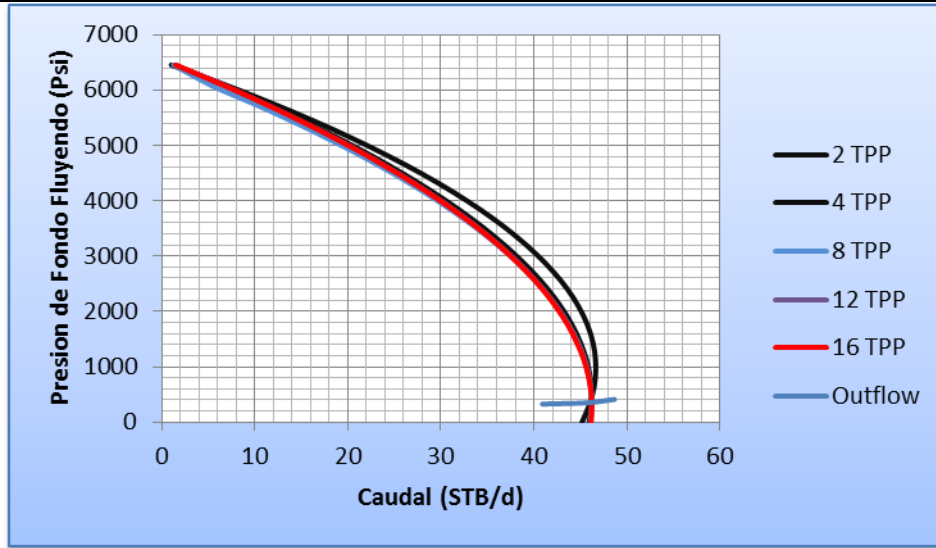


Análisis

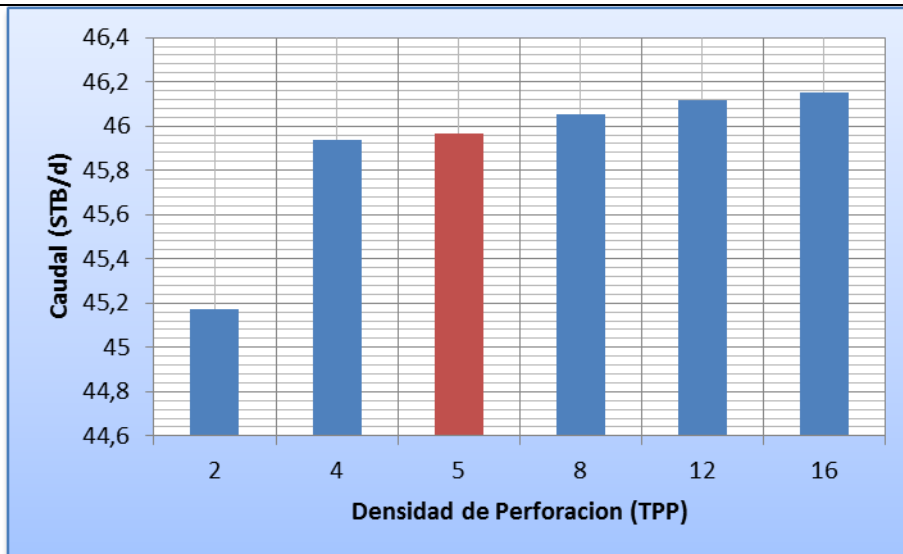
La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no se alcanza una producción representativa, con este valor se tendría un aumento de 1,71% recuperándose 0,4Bbls/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados obtenidos con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, es recomendable dejar la misma tubería de 2 ⁷/₈ con la que se puede obtener un mejor escenario de optimización disminuyendo la presión de fondo fluyendo a 153,56 psia con la cual se obtienen 0,26 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 1,11% con respecto a la producción actual. Analizando los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 50 a 10 psia se lograría un incremento de 0,4Bbls que corresponden a 1,71%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo:Llan 103	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo perforado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
438,22	45,6	357,2	46

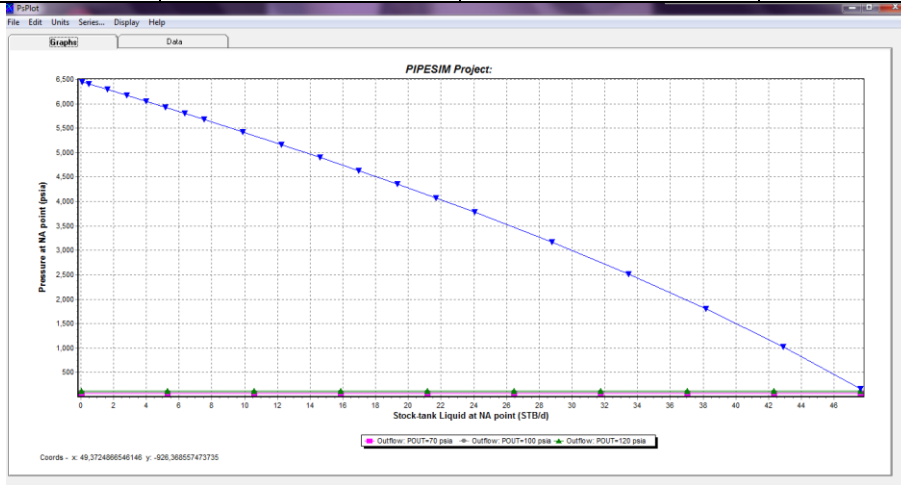


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



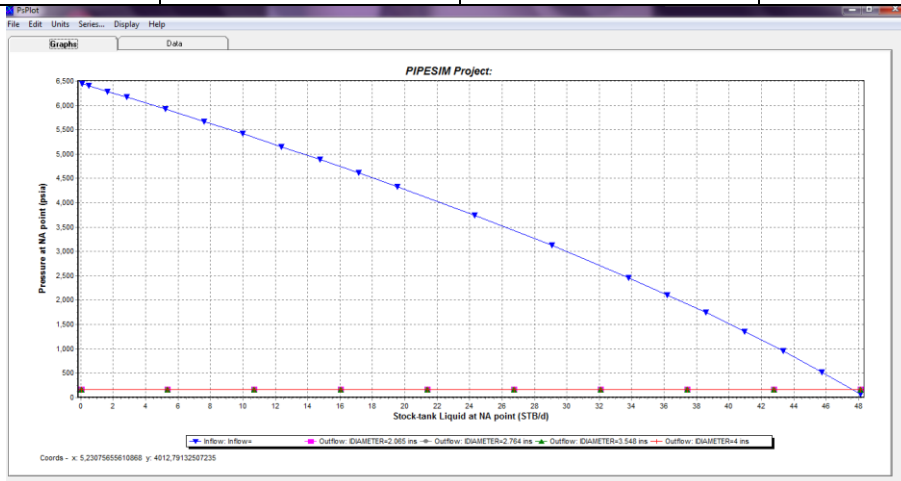
NODO SOLUCIÓN CABEZA

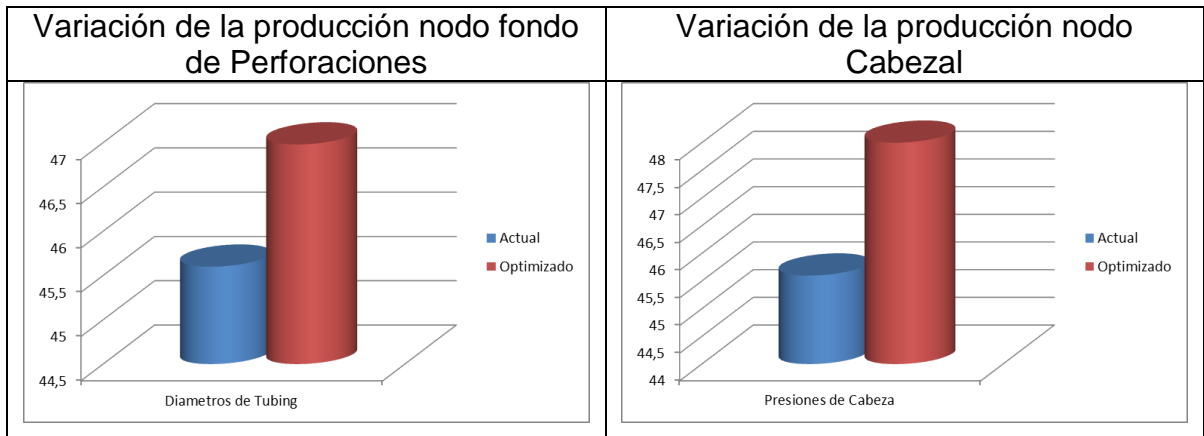
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
90	45,6	70	48



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
438,22	45,6	225,7	46,98





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones actualmente se encuentra a 5TPP, no es recomendable hacer trabajos de reacondicionamiento ya que su incremento no es representativo, a una densidad de 16 TPP el aumento es de 0,88% recuperándose tan solo 0,4Bbls/día con relación a la producción que se tiene inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de perforaciones se observa que el cambio de diámetro de la tubería no es representativo ya que la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 225,7 psia con la que se obtienen 1,38 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 3,03% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 90 a 70 psia se lograría un incremento de 2,4Bbls que corresponde a 5,26%.

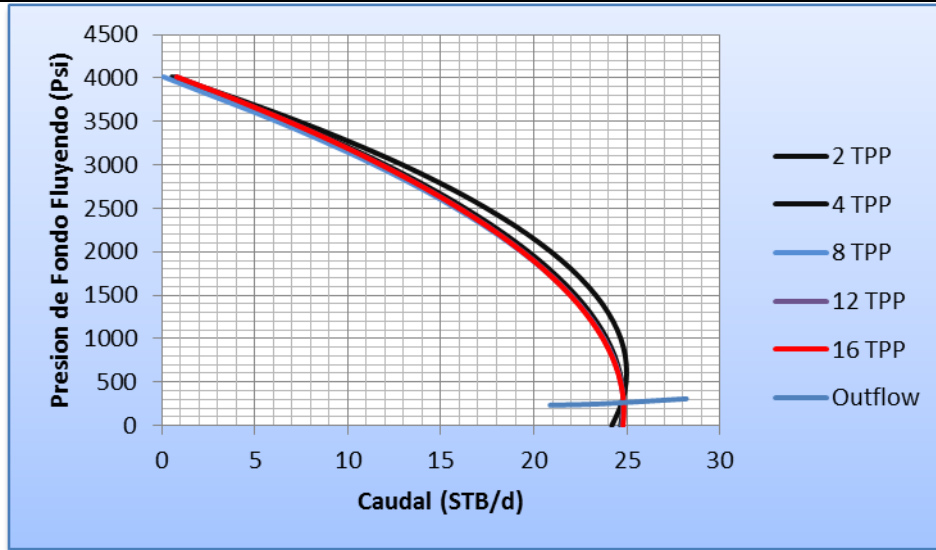
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: llan104	Estado Activo	Localización	Bloque
---------------	---------------	--------------	--------

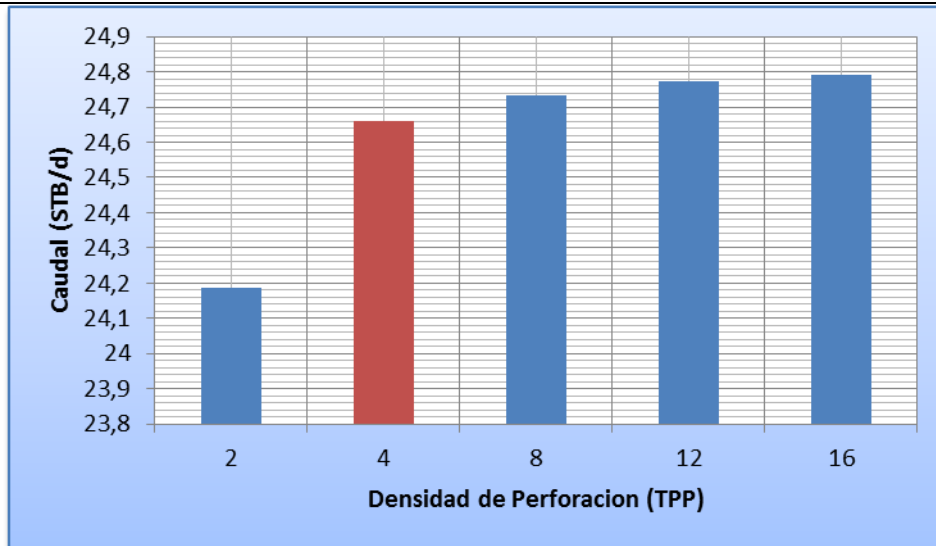
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
318,61	24,8	302,4	24,9

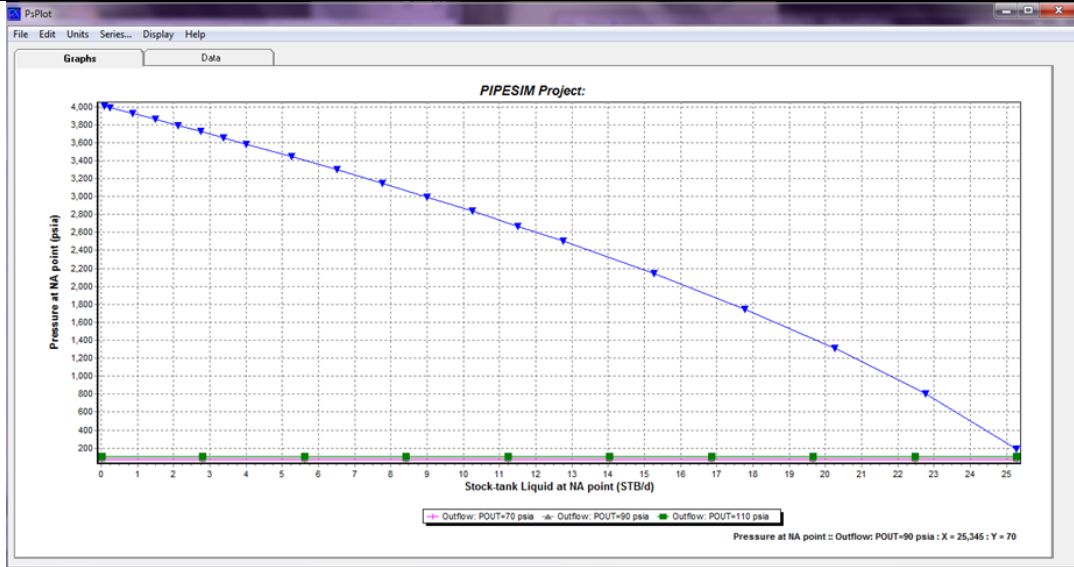


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



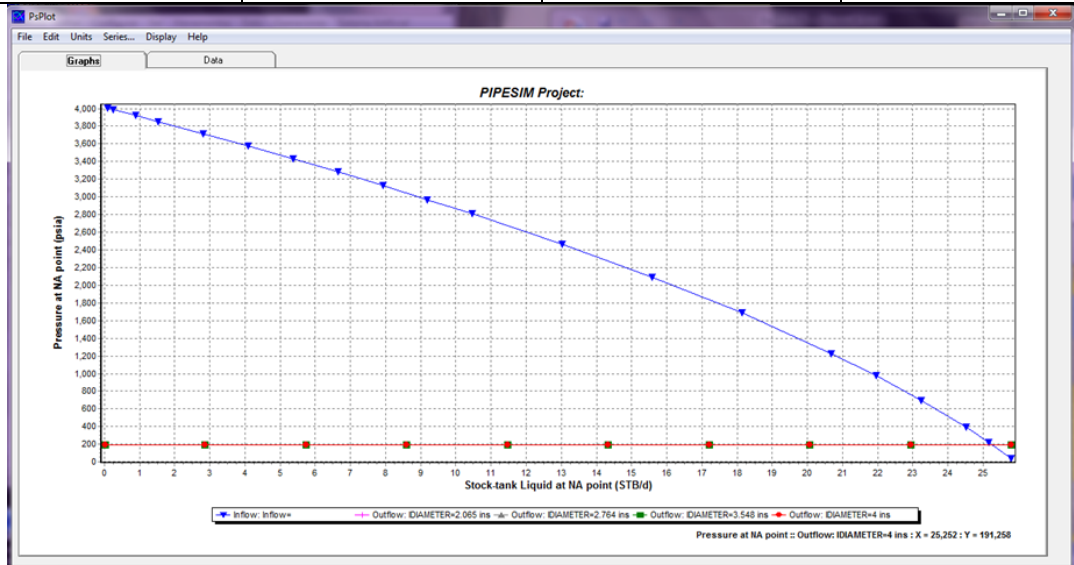
NODO SOLUCIÓN CABEZA

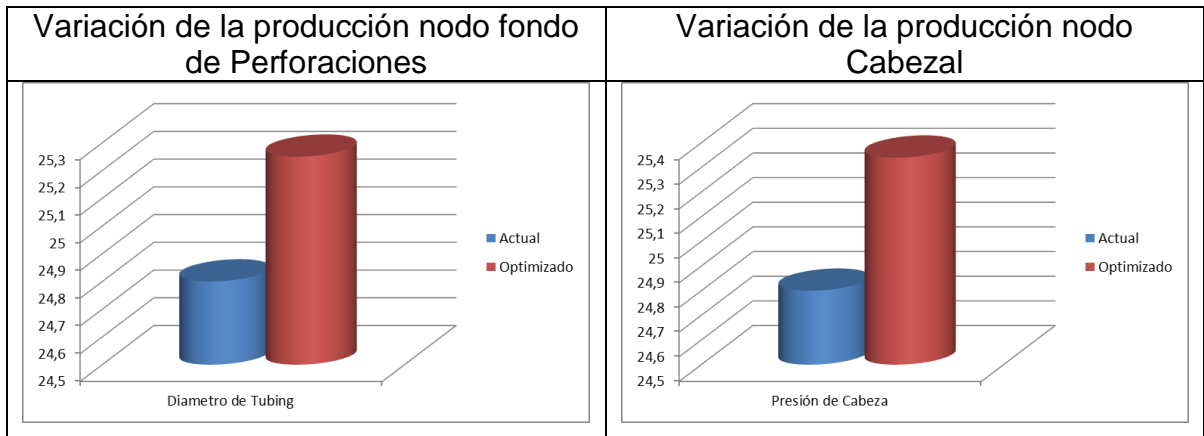
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
80	24,8	60	25,34



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
318,61	24,8	191,5	25,25





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, con este valor se tendría un aumento de 0,40% recuperándose 0,1Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 318,61 psia con la cual se obtienen 0,45 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 1,81% con respecto a la producción actual.

Analizando los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 80 a 60 psia se lograría un incremento de 2,18% los cuales equivalen a 0,54 Bbls.

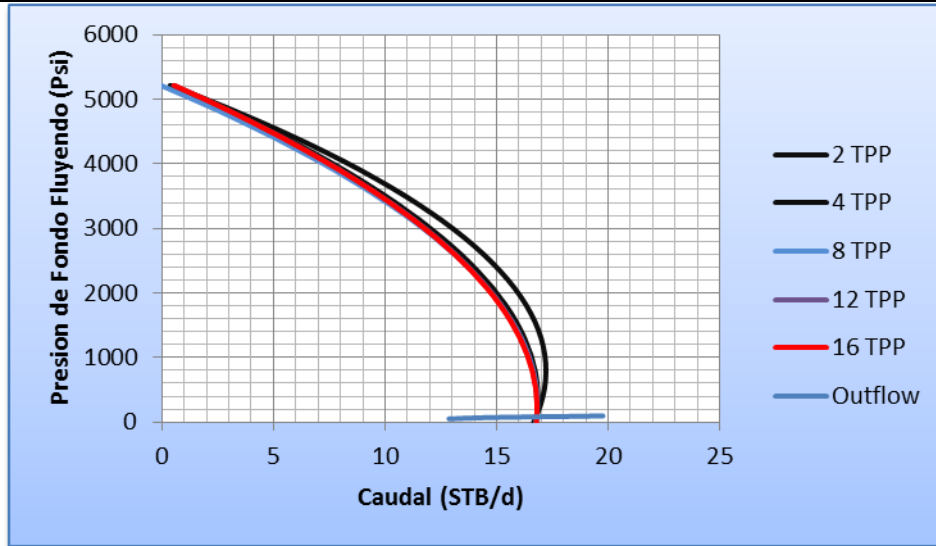
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo:Llan 105	Estado Activo	Localización	Bloque
---------------	---------------	--------------	--------

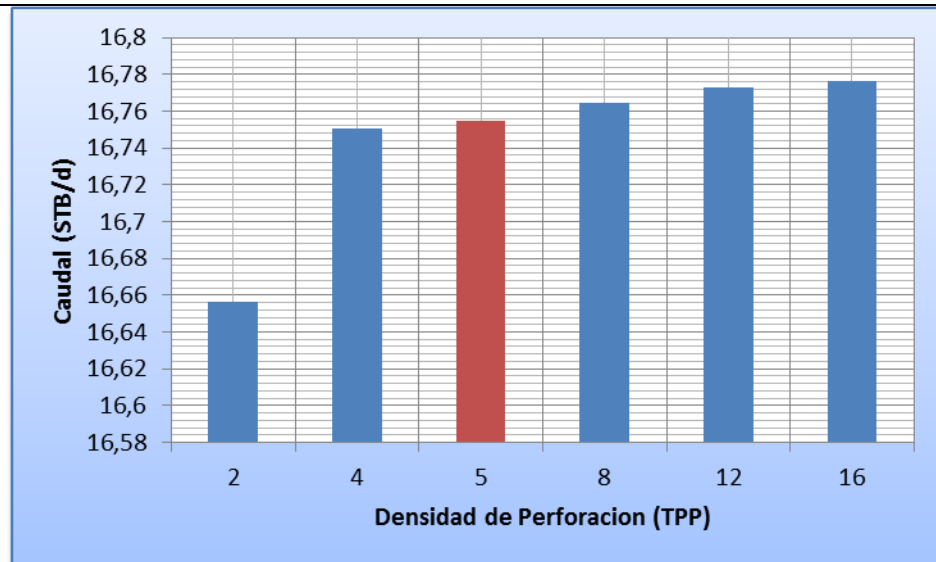
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
112,01	16,8	100	17,3

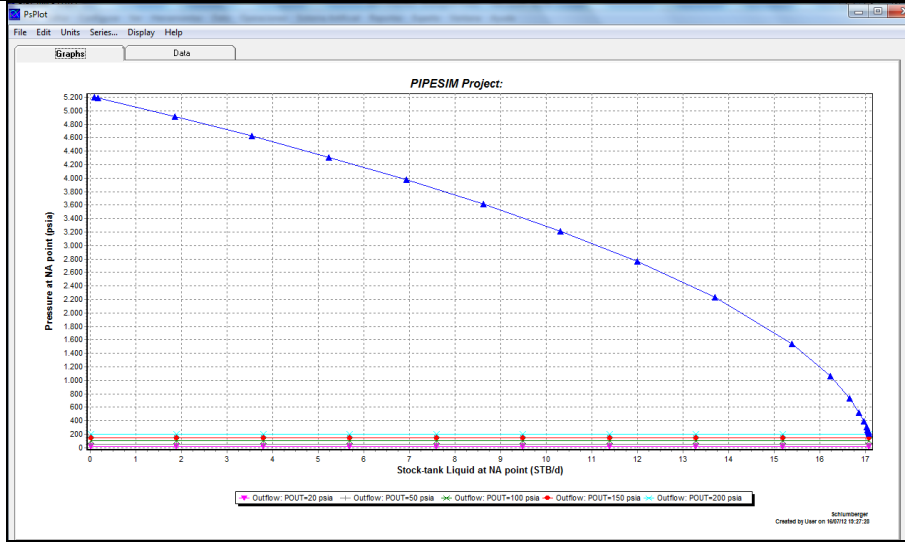


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



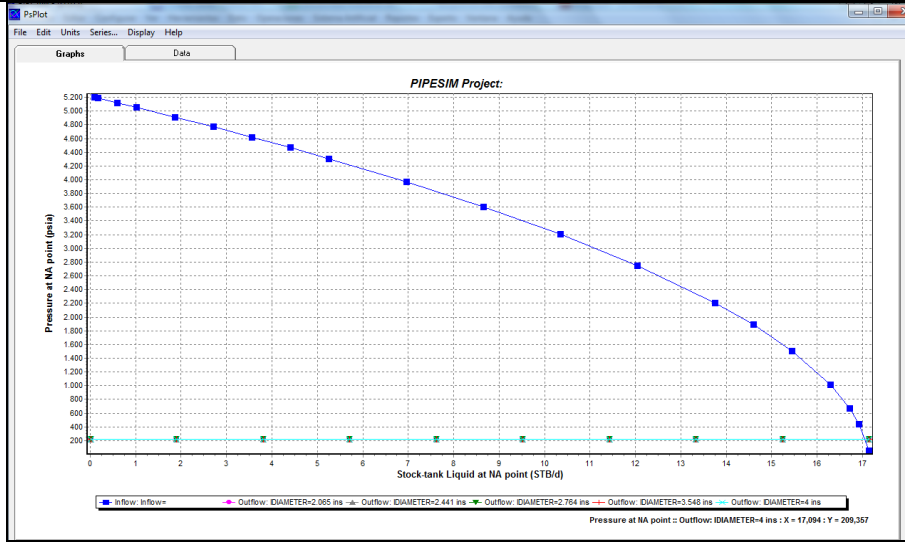
NODO SOLUCIÓN CABEZA

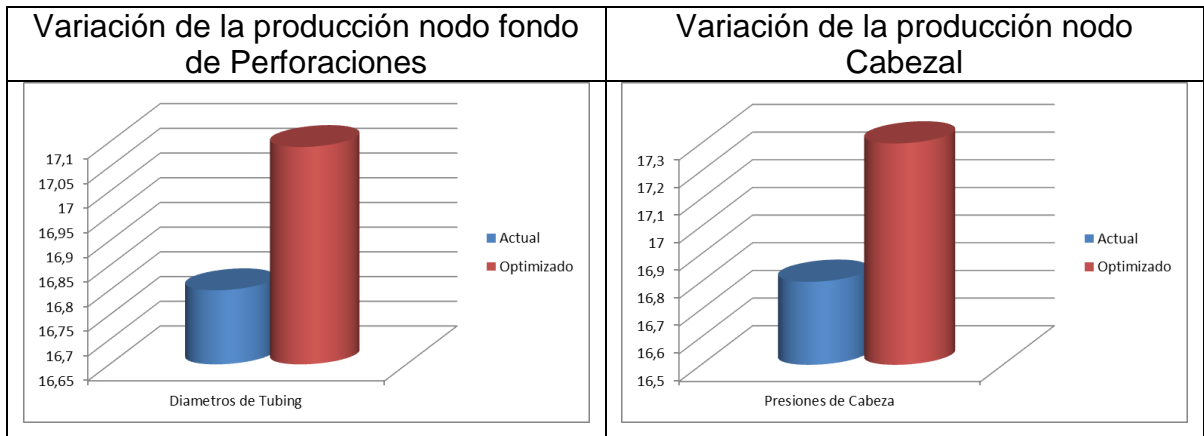
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
140	16,8	100	17,3



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
112,01	16,8	209,35	17,09





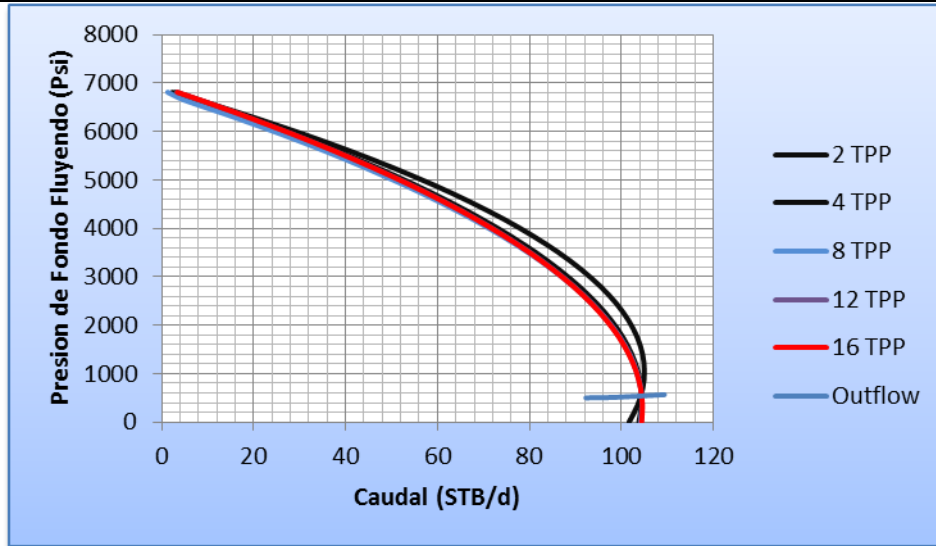
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, debido a que con otro valor no se alcanza una producción representativa, siendo la más alta a 16TPP recuperándose 0,5Bbls/día que equivalen a 2,98% con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 209,35 psia con la que se obtienen 0,29Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 1,73% con respecto a la producción actual.

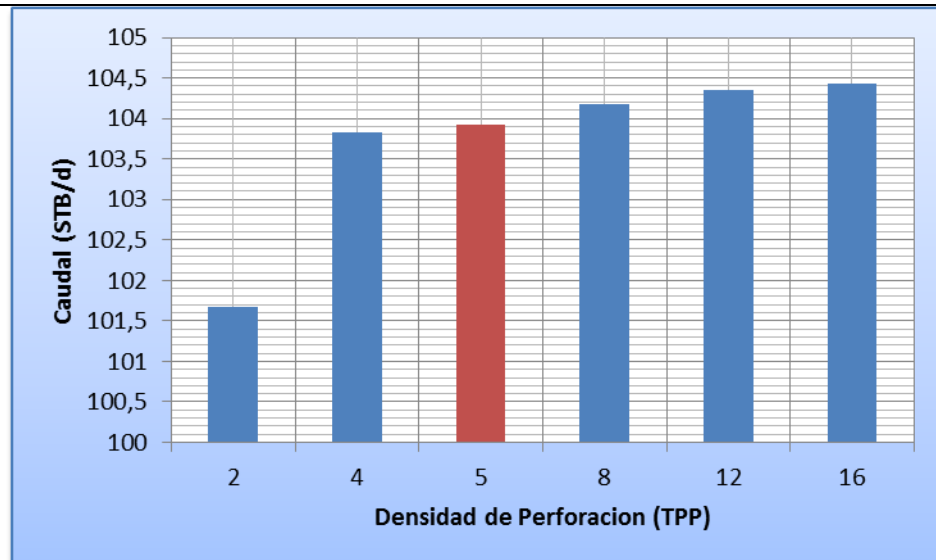
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 140 a 100 psia se lograría un incremento de 0,5Bbls que corresponde al 2,98%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 107	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
587,6	104,4	502	104,9

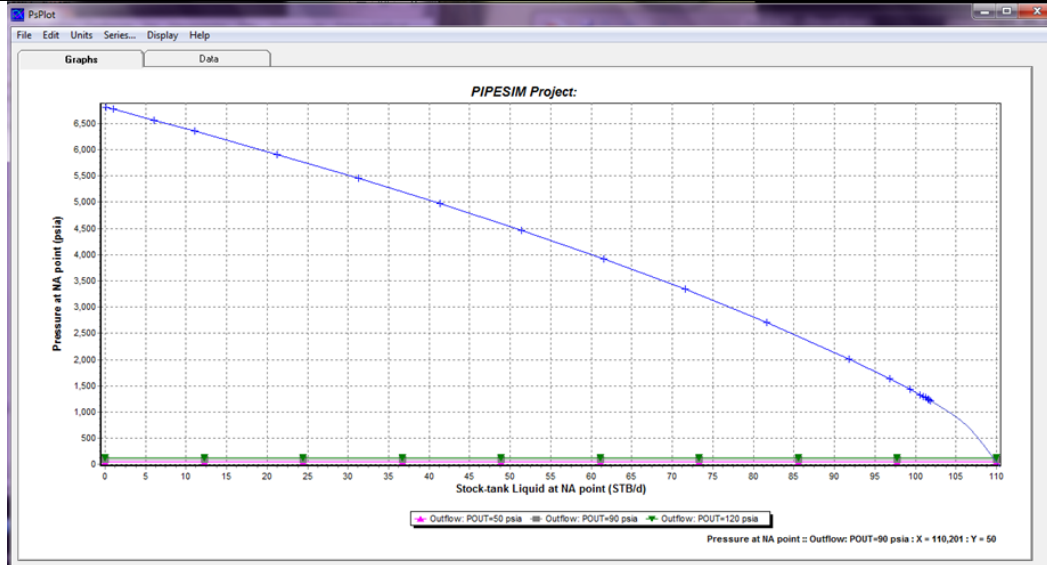


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



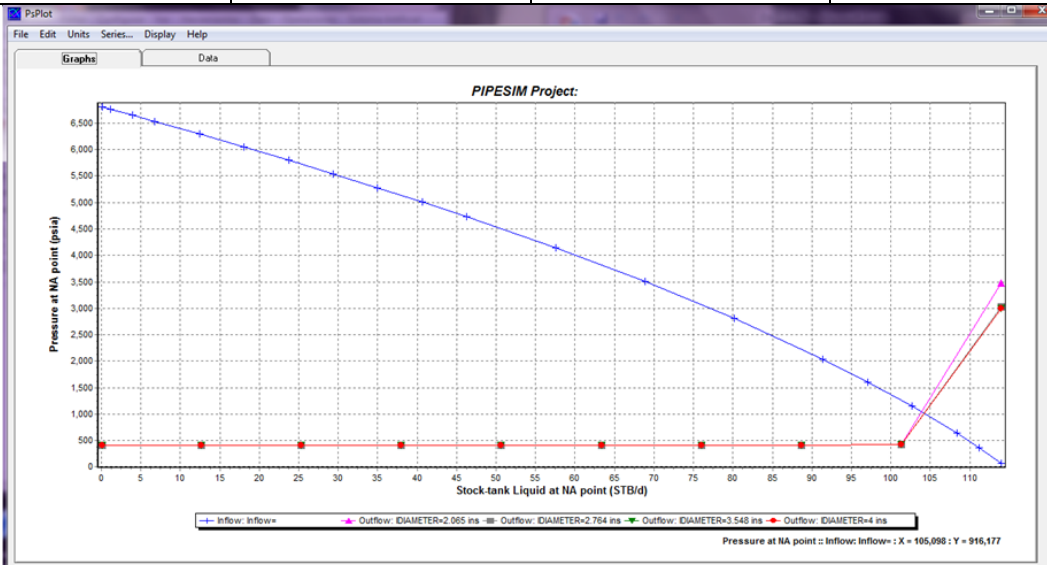
NODO SOLUCIÓN CABEZA

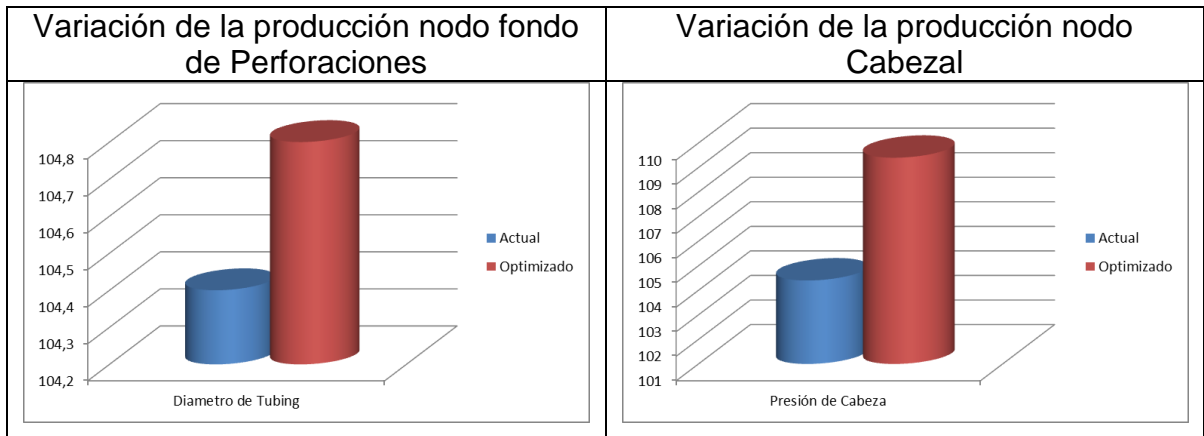
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
70	104,4	50	109,4



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
587,6	104,4	916,17	104,8





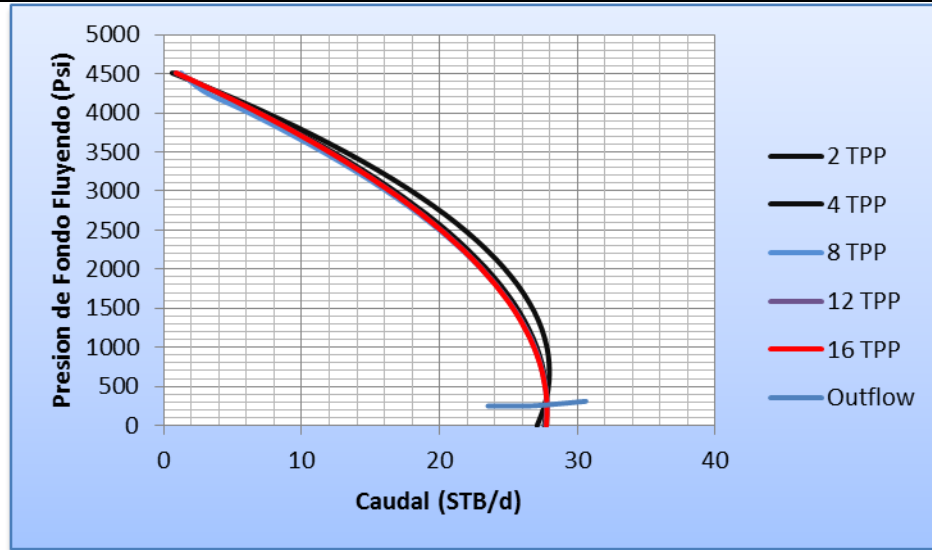
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, con este valor se tendría un aumento de 0,48% recuperándose 0,5 Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tienen la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 916,17 psia con lo cual se obtienen 0,4 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 0,37% con respecto a la producción actual.

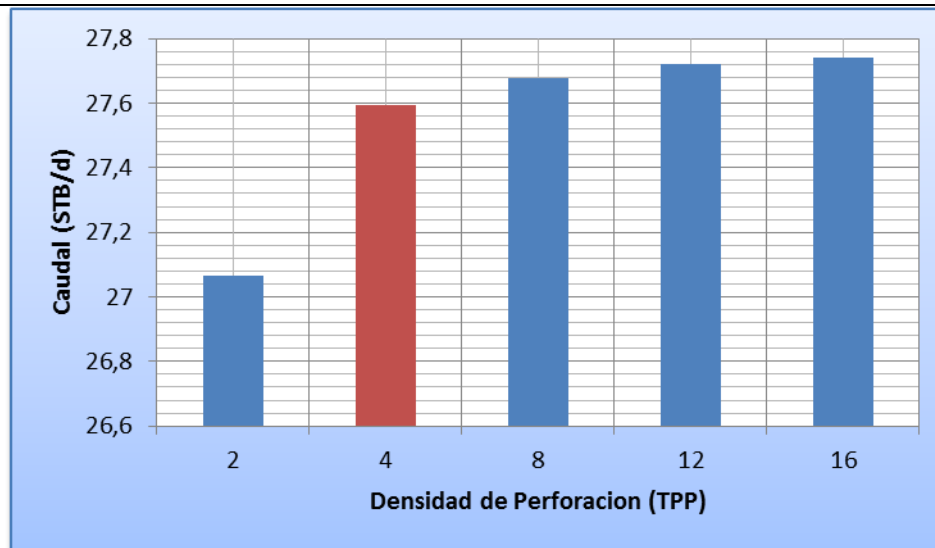
Por medio de los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 70 a 50 psia se lograría un incremento de 5Bbls que corresponden a 4,79%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 115	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
355,54	27,75	320,1	27,78

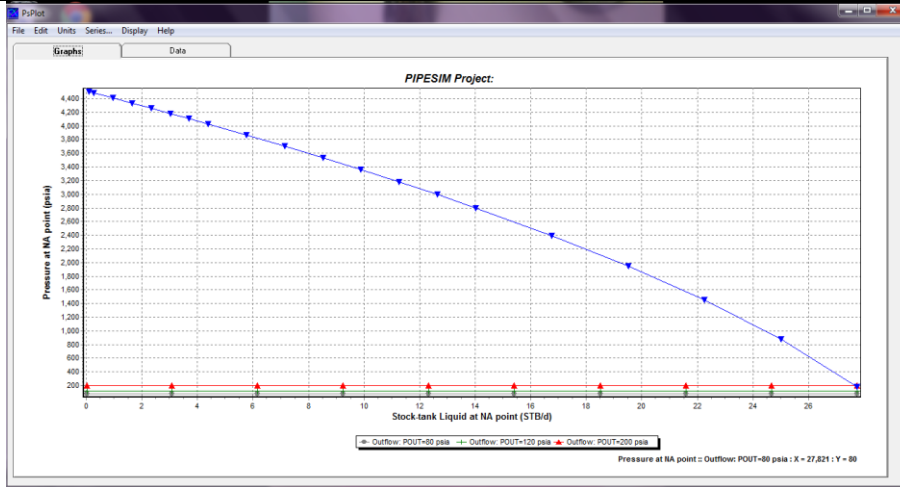


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



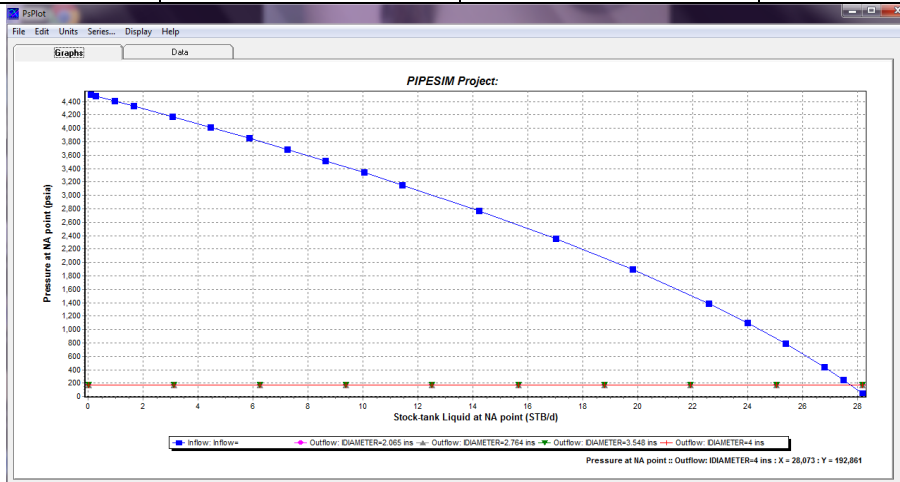
NODO SOLUCIÓN CABEZA

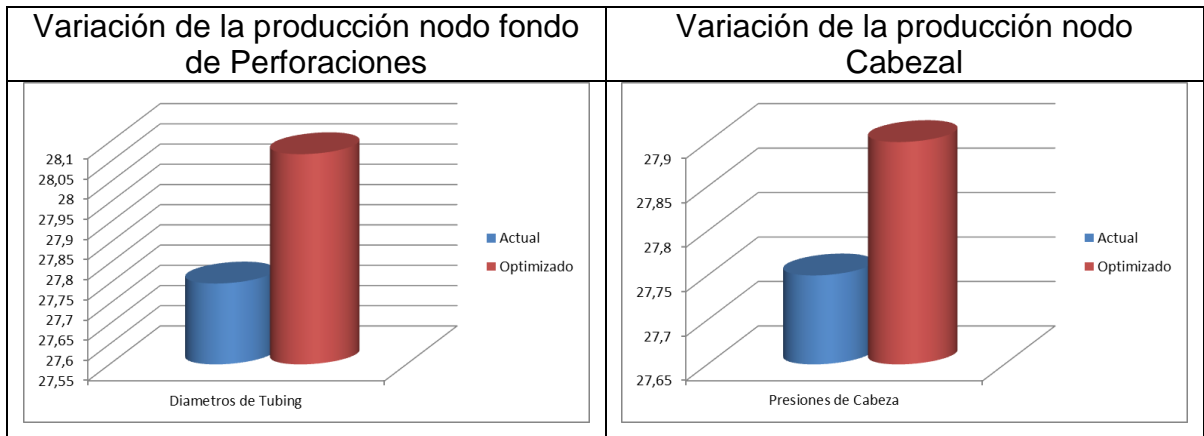
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
70	27,75	50	27,9



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
355,54	27,75	192,86	28,07





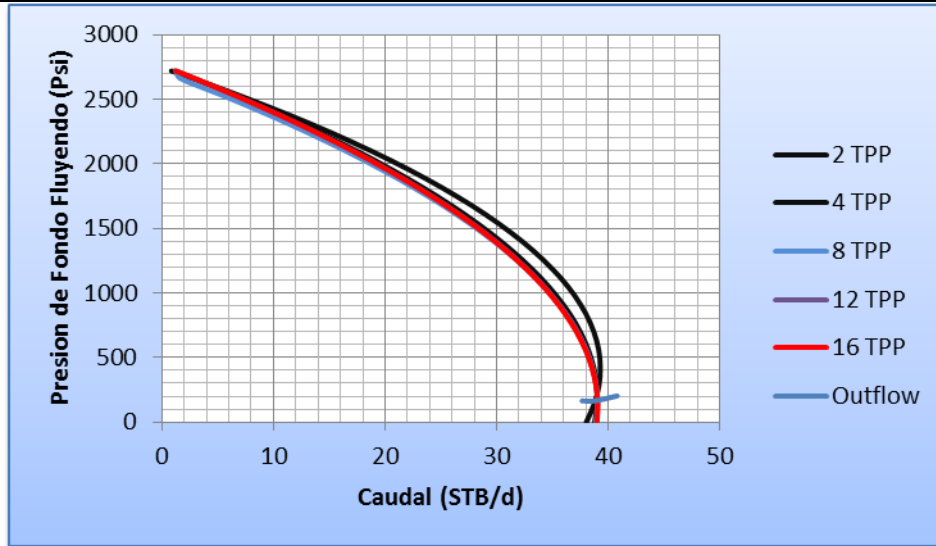
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, siendo está a 12 TPP y con la que se tendría un aumento de 0,14 % recuperándose 0,04 Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 192,86 psia con lo cual se obtienes 0,32 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 1,15% con respecto a la producción actual.

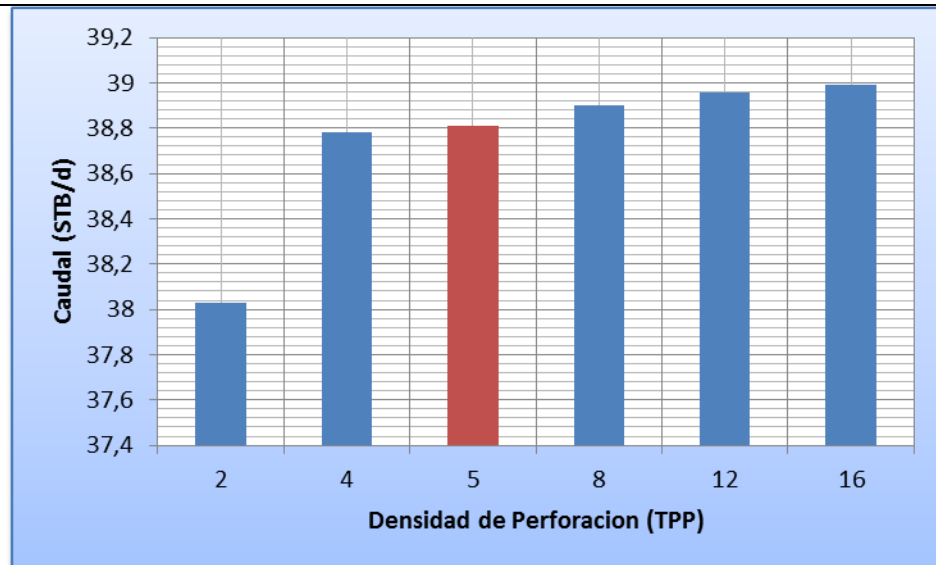
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 70 a 50 psia se lograría un incremento de 0,15Bbls que corresponden a 0,54%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 116	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
217,55	39	198	39,8

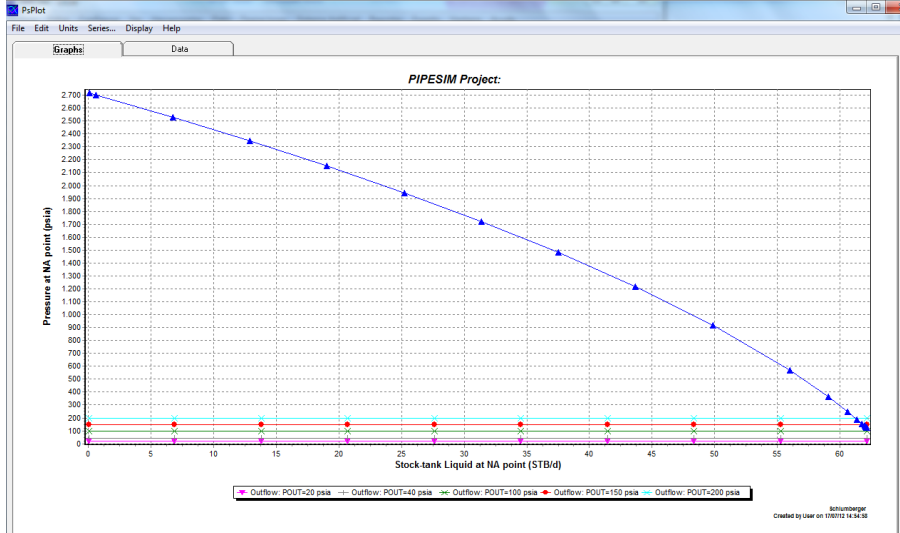


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



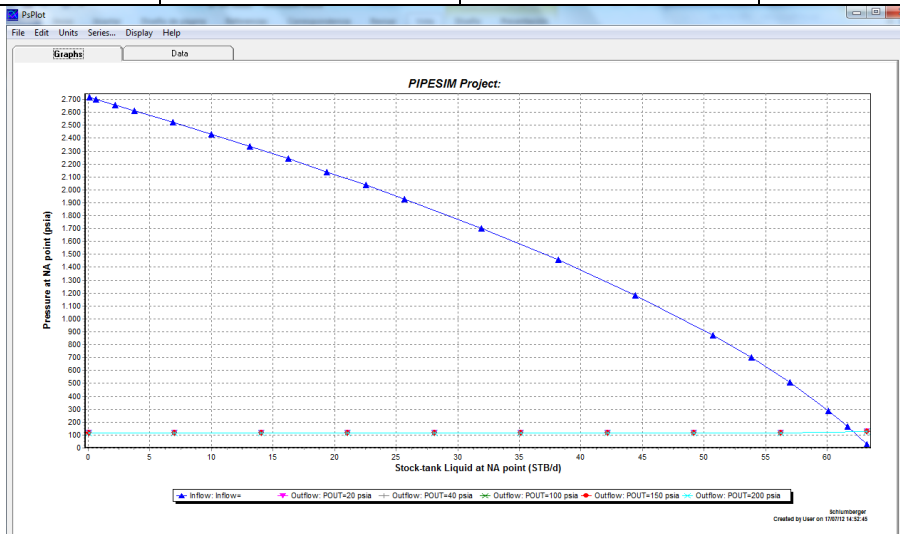
NODO SOLUCIÓN CABEZA

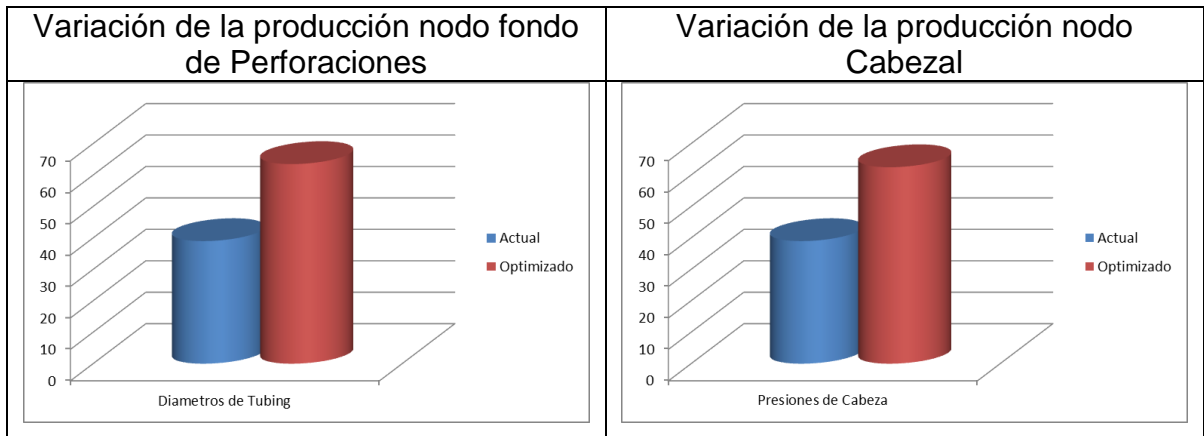
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
55	39	20	62,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
217,55	39	110	63,5





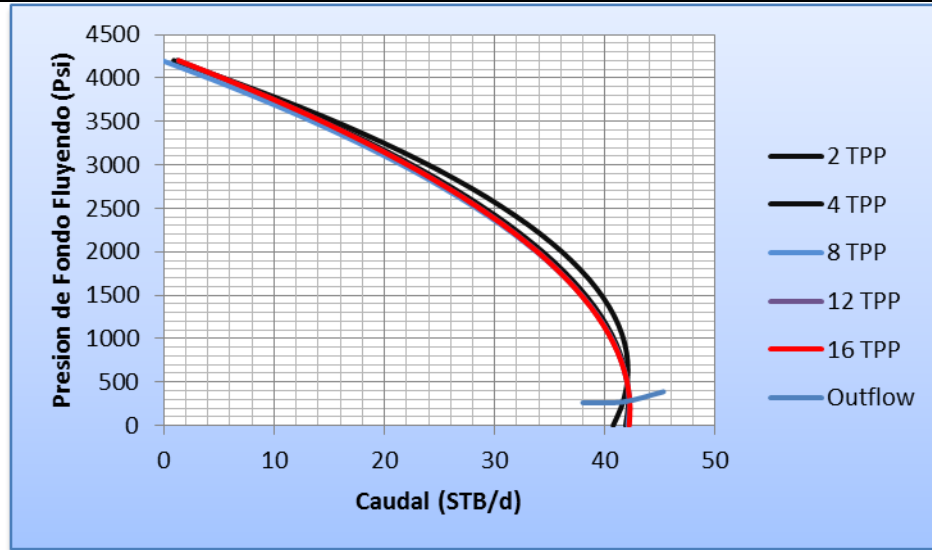
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, con este valor se puede lograr un aumento de 2,05% recuperándose 0,8 Bbbl/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 110 psia con la que se obtienen 24,5 Bbbl adicionales lo que corresponden a un incremento del 62,82% con respecto a la producción actual.

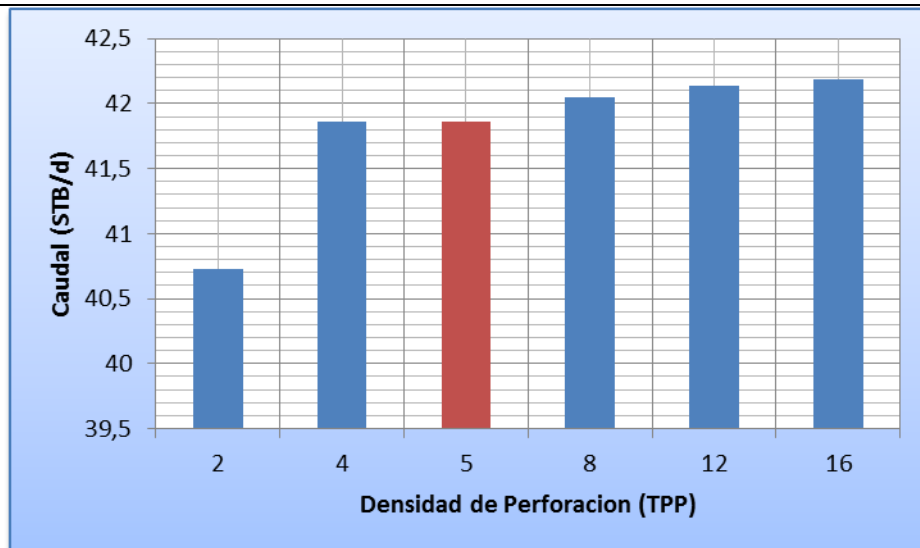
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 55 a 20 psia se lograría un incremento de 23,5 Bbbl que corresponden a 60,26%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 121	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: pozo cañoneado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
496,34	42	315,6	42,3

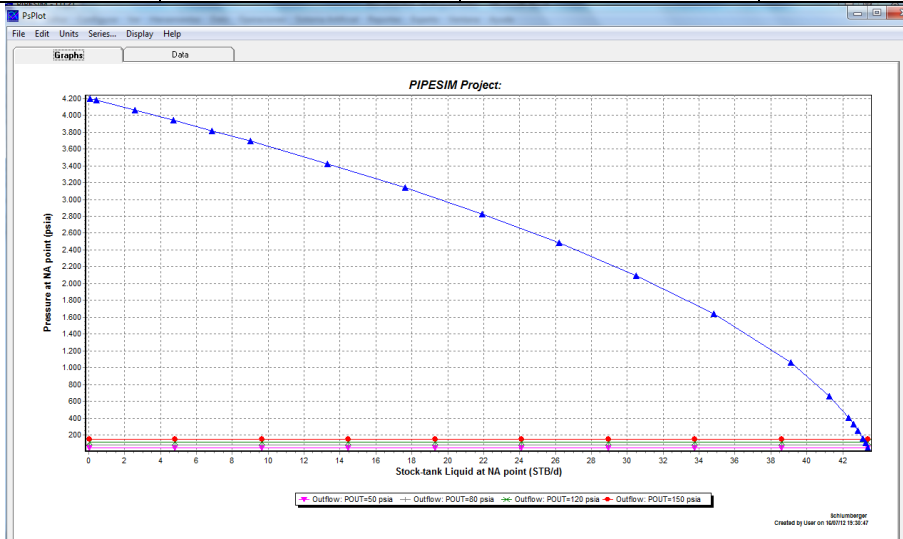


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



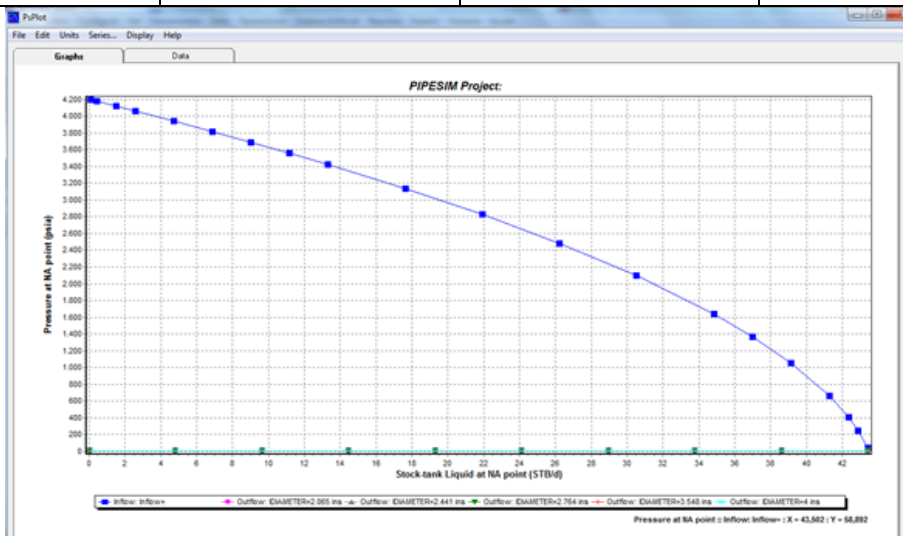
NODO SOLUCIÓN CABEZA

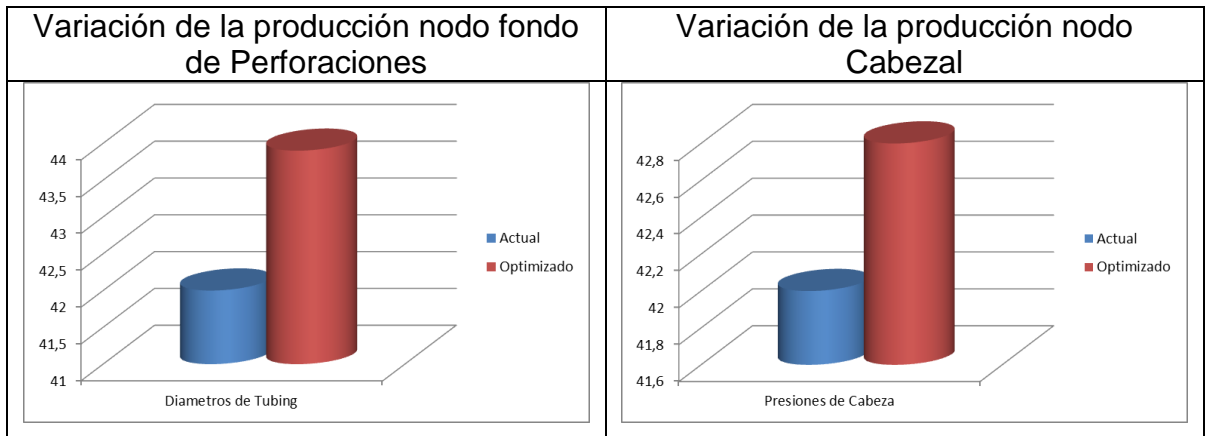
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
100	42	50	42,8



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
496,34	42	78,99	43,9





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, con este valor se tendría un aumento de 0,71% recuperándose 0,3Bbls/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 78,99 psia con la cual se obtienen 1,9 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 4,52% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 100 a 50 psia se lograría un incremento de 0,8 Bbls que corresponde a 1,9%.

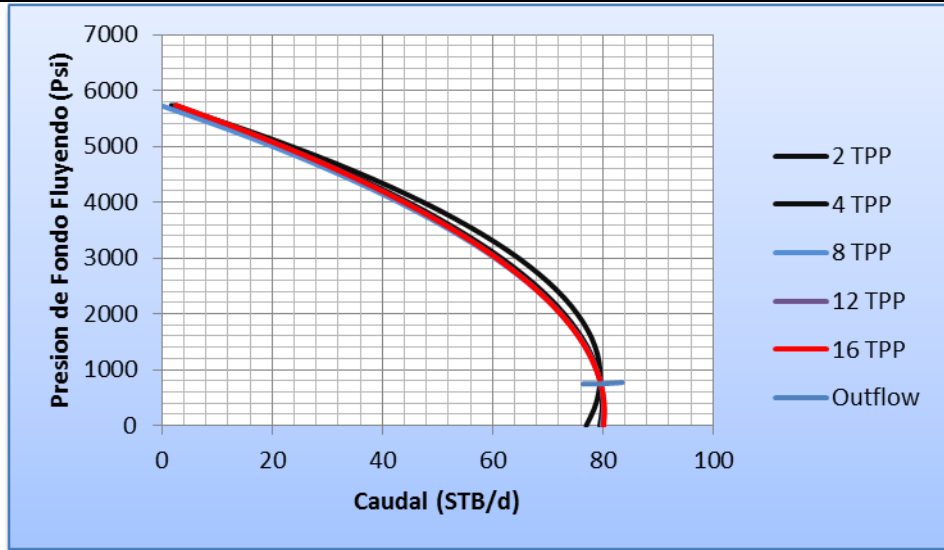
AL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 124	Estado Activo	Localización	Bloque
-----------	---------------	--------------	--------

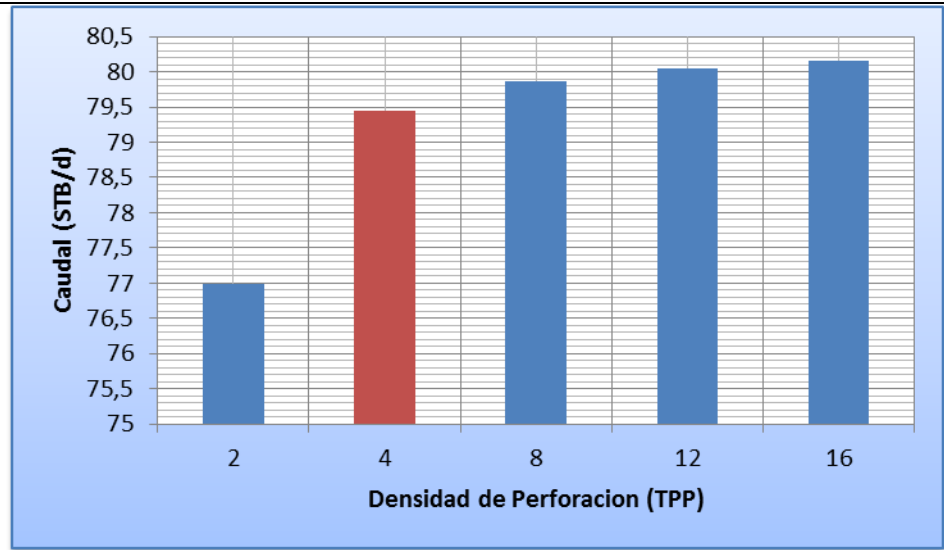
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
794,19	79,5	678,6	81

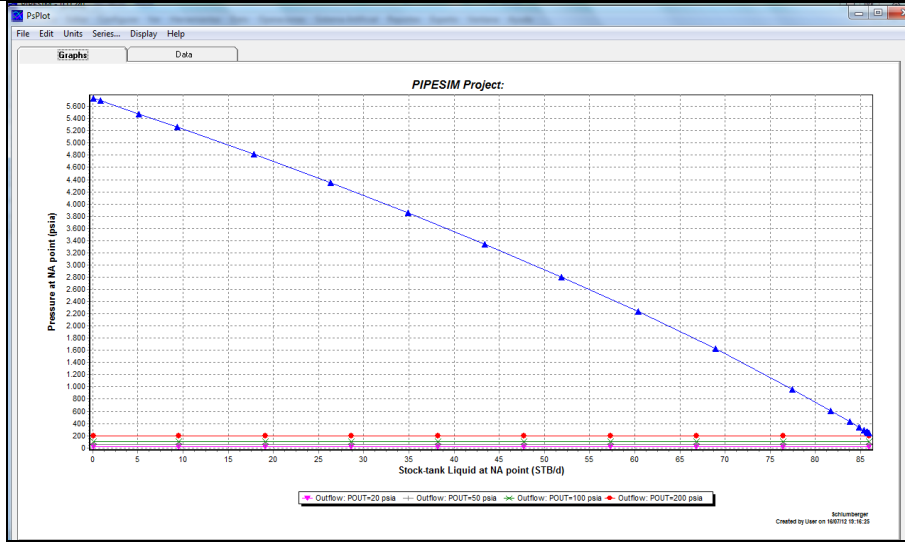


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



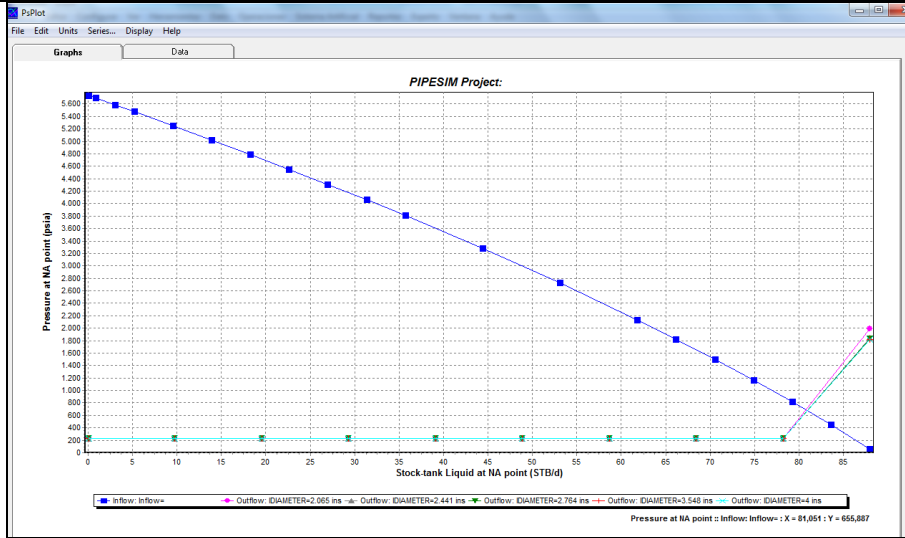
NODO SOLUCIÓN CABEZA

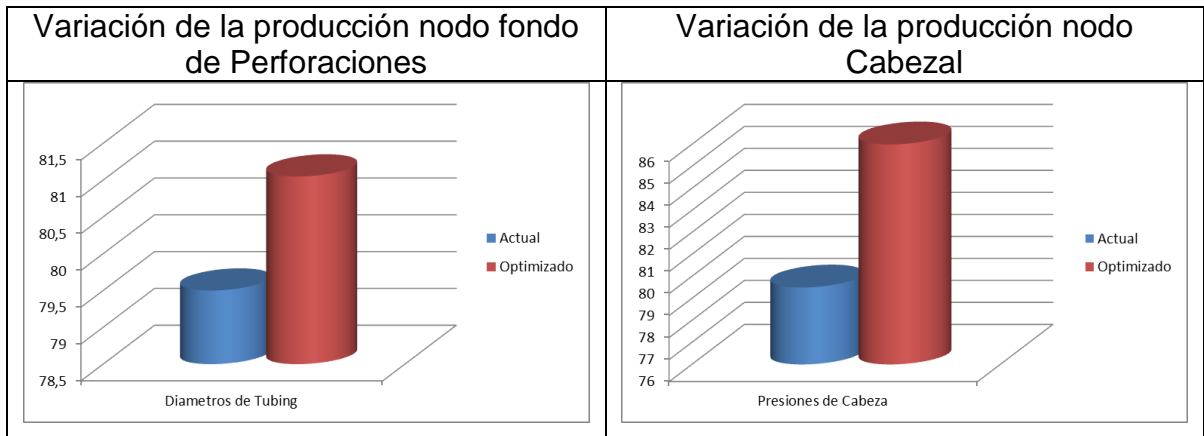
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
145	79,5	50	86



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
794,19	79,5	655,88	81,05





Análisis

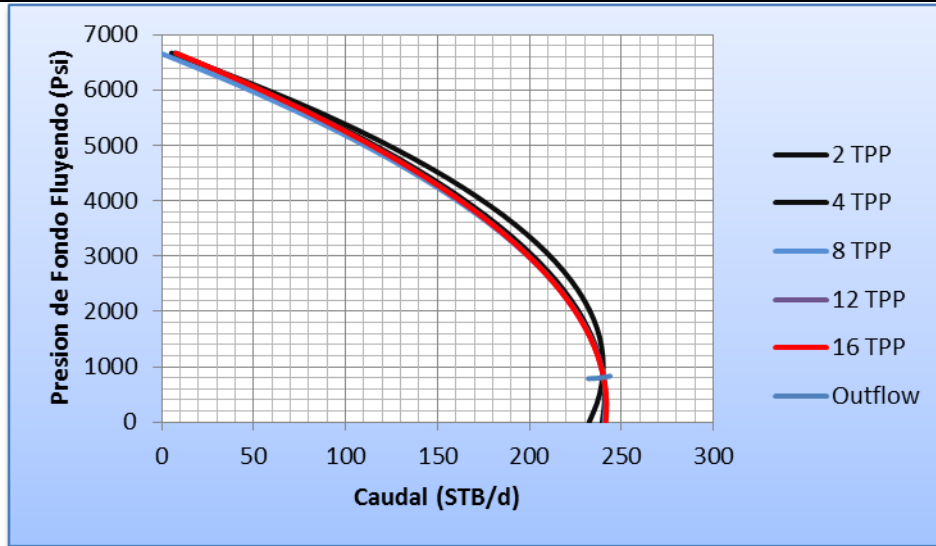
La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, debido a que la máxima optimización se logra a 16TPP con un incremento del 1,89% recuperándose 1,5 Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente y no es viable. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia.

Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 655,88psia con lo cual se obtienes 1,55 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 1,95% con respecto a la producción actual.

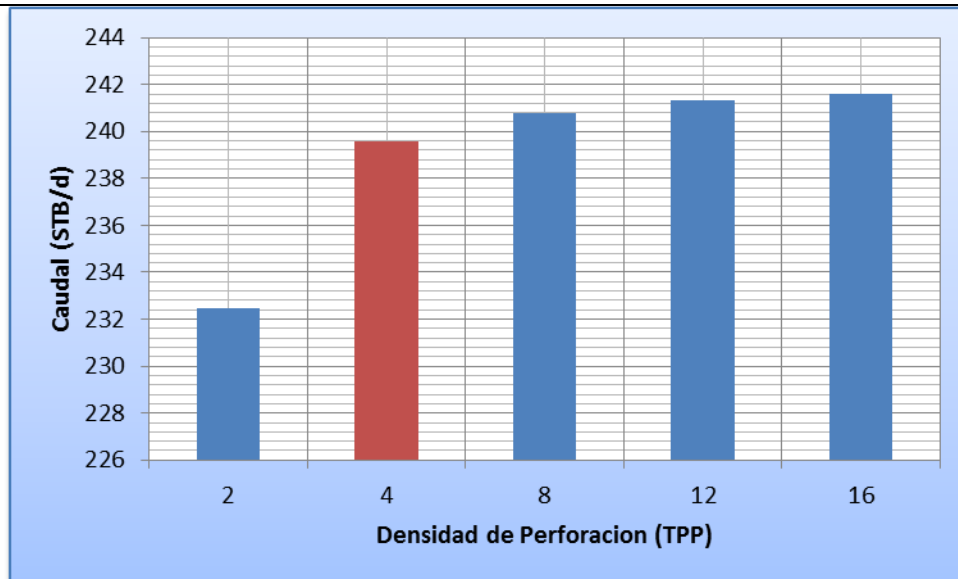
Analizando los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 145 a 50 psia se lograría un incremento de 6,5 Bbls que corresponde a 8,18 %.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 125	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
863,67	240	785	241

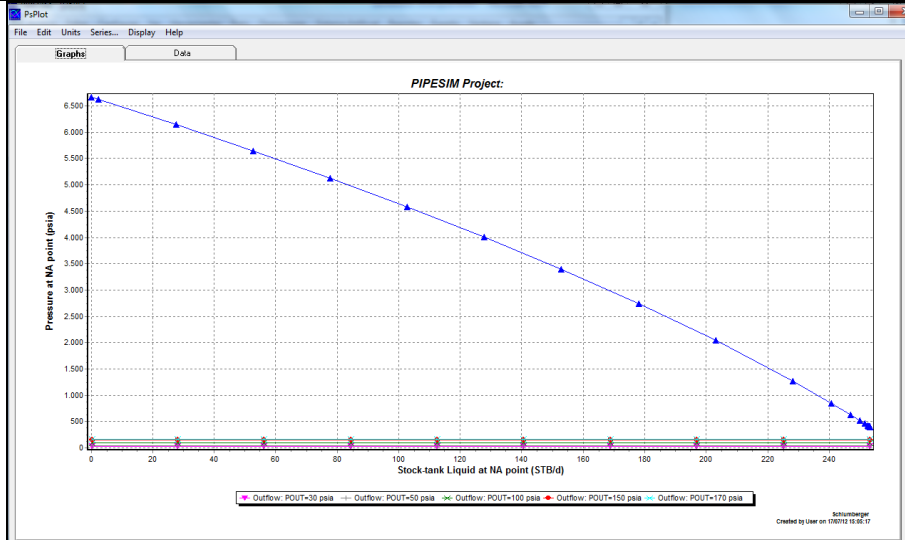


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



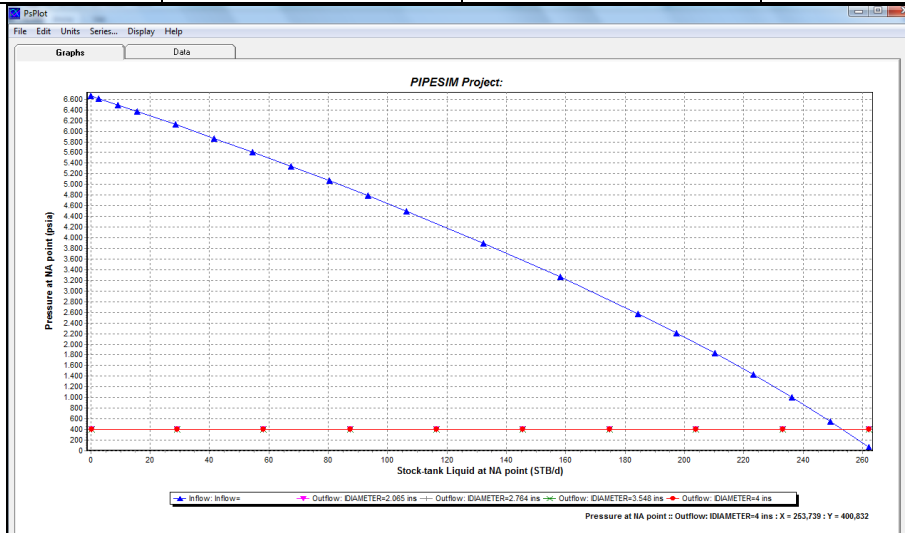
NODO SOLUCIÓN CABEZA

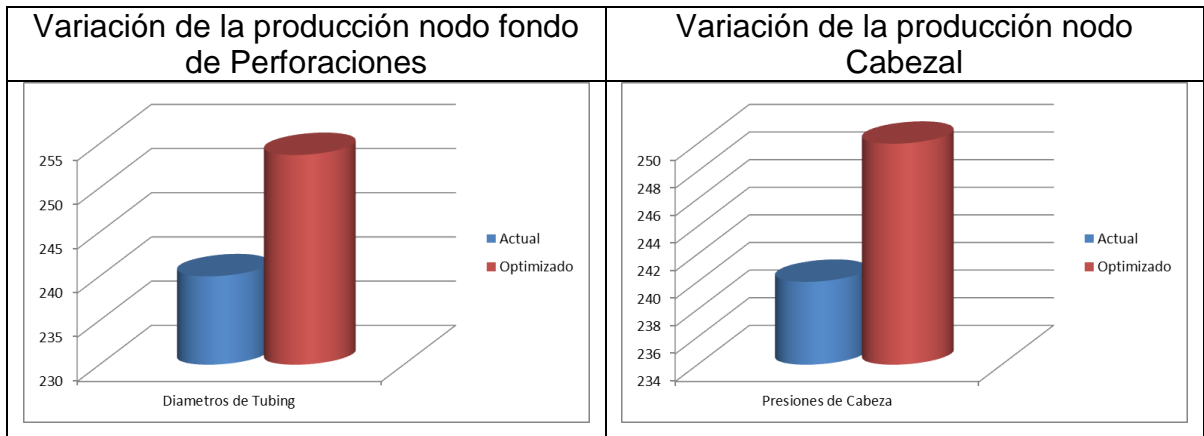
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
90	240	50	250



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
863,67	240	400,83	253,73





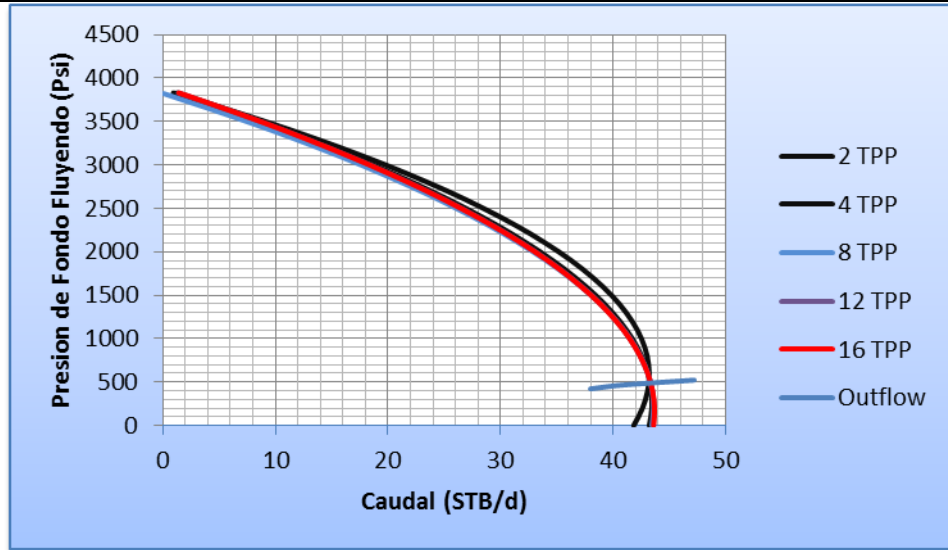
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, con este valor se tendría un aumento de 0,42% recuperándose 1Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, es necesario plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 400,83 psia con la que se obtienen 13,73 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 5,72% con respecto a la producción actual.

Basados en los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 90 a 50 psia se lograría un incremento de 10 Bbls que corresponden a 4,17%.

ANALISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 126	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
550,79	43,2	490	45

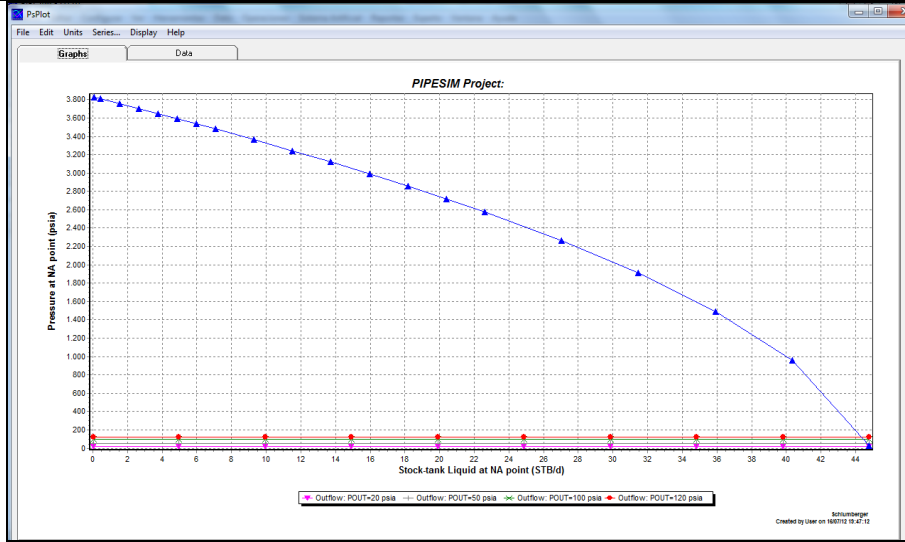


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



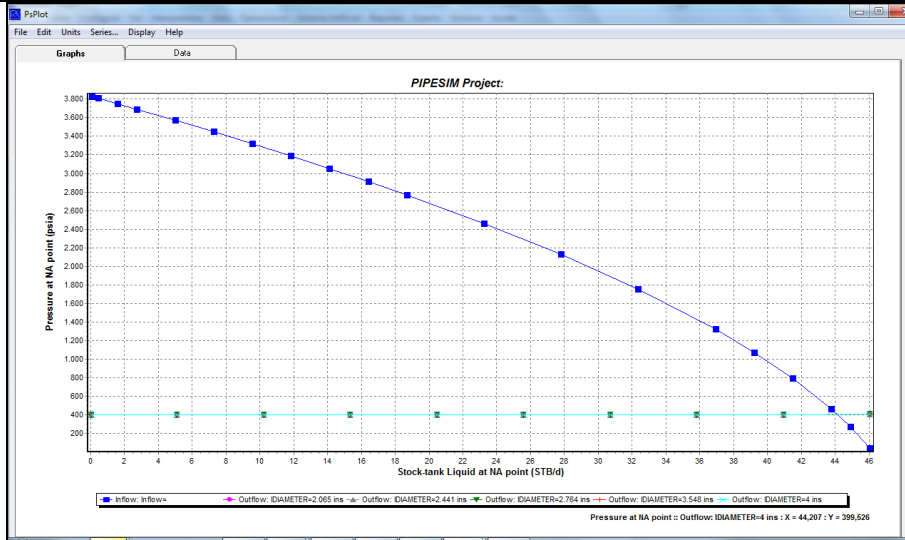
NODO SOLUCIÓN CABEZA

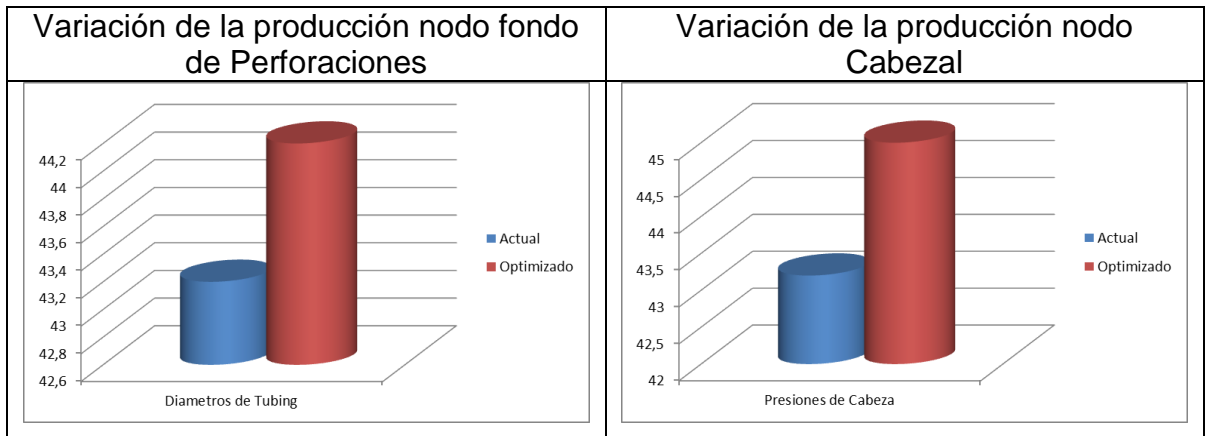
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
70	43,2	50	45



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
550,79	43,2	399,26	44,2





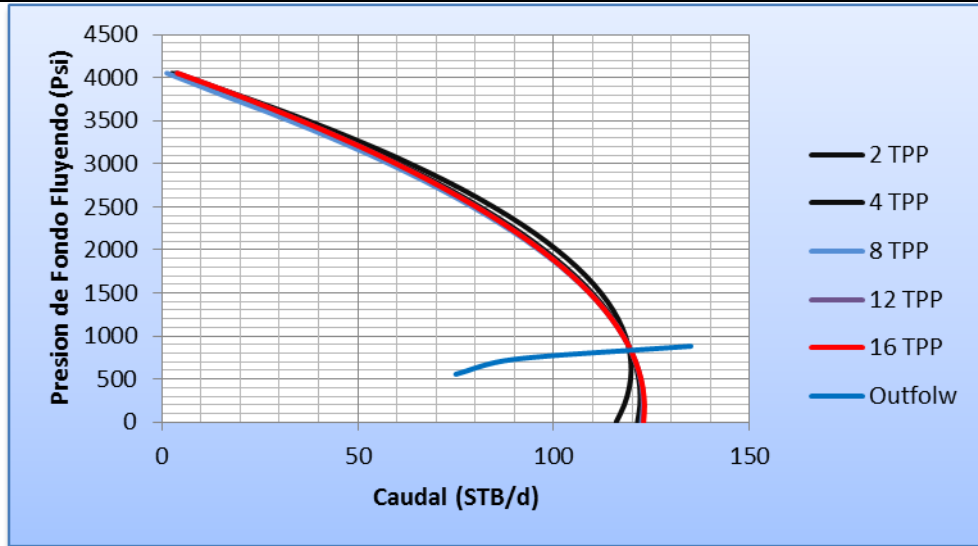
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, aunque cabe rescatar que a 12TPP se tendría un aumento de 4,17 % recuperándose 1,8 Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 399,26 psia con lo cual se obtiene 1 Bbls adicional que corresponden a un incremento del 2,31% con respecto a la producción actual.

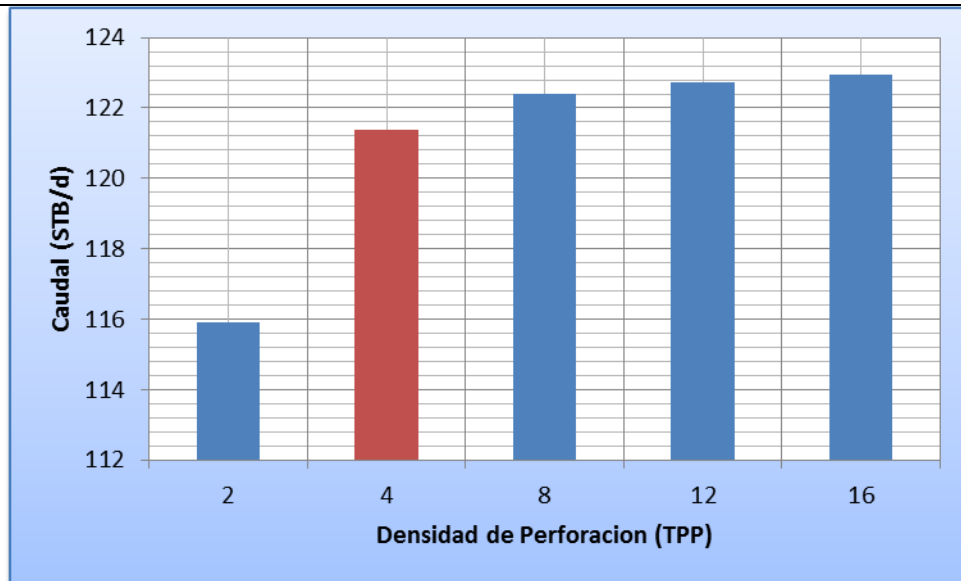
Analizando los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 70 a 50 psia se lograría un incremento de 1,8 Bbls que corresponden a 4,17%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 130	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
894,16	119	805,7	124

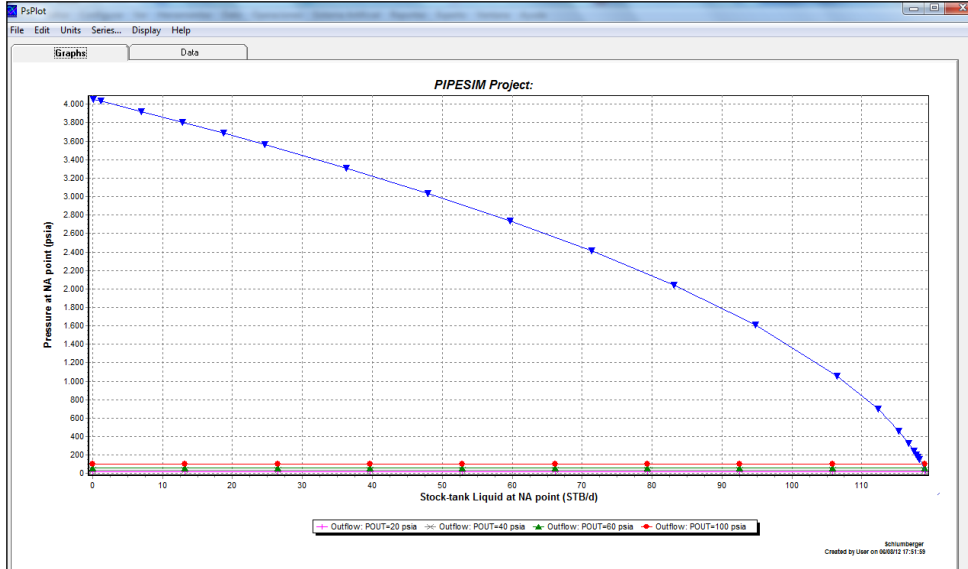


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



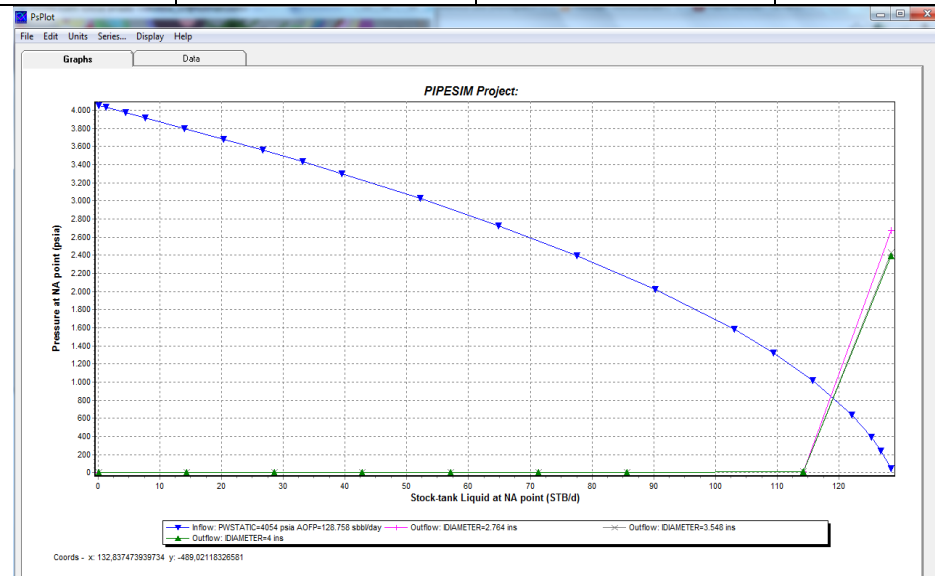
NODO SOLUCIÓN CABEZA

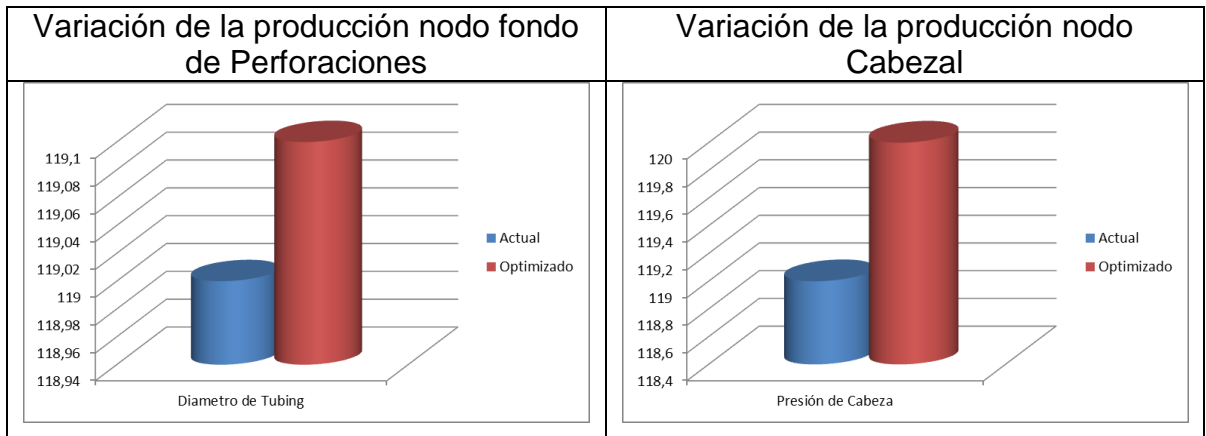
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
40	119	25	119,8



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
894,16	119	890	119,1





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 8TPP, con este valor se tendría un aumento de 4,20% recuperándose 5 Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 890 psia con lo cual se obtienen 0,1 Bbls adicionales lo que corresponden a un incremento del 0,08 % con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 40 a 25 psia se lograría un incremento de 1 Bbls lo que corresponde a 0,84%.

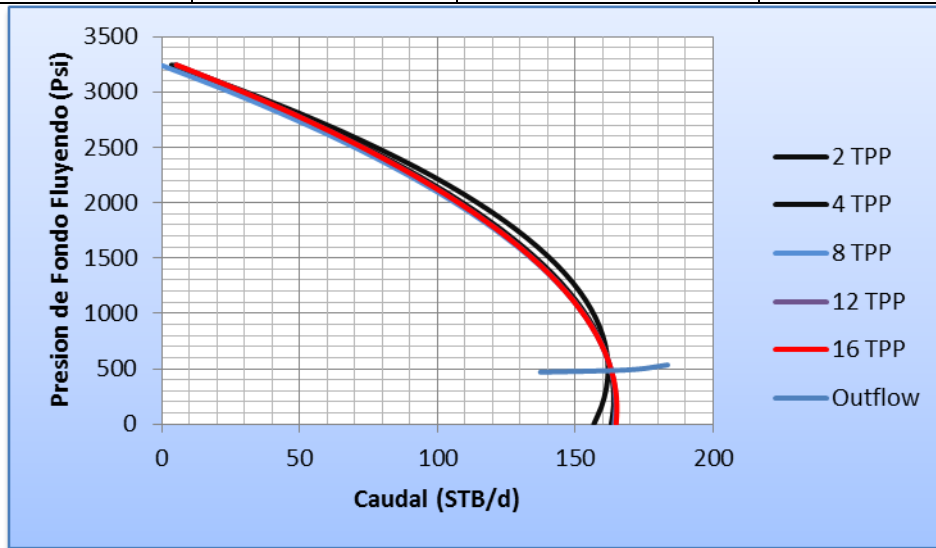
ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 132	Estado Activo	Localización	Bloque
-----------	---------------	--------------	--------

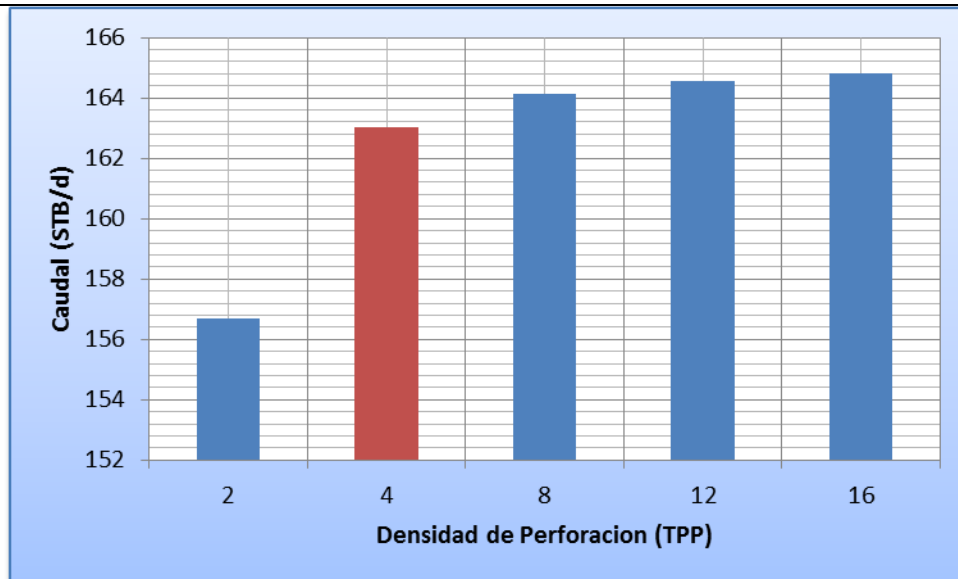
Observaciones: Pozo cañoneado a 4TPP

NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
590,45	161,7	506	163,2

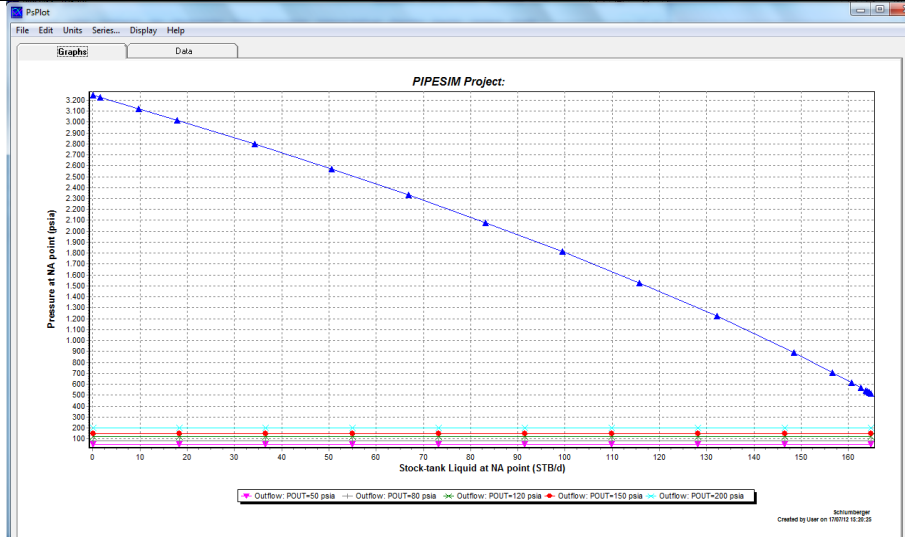


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



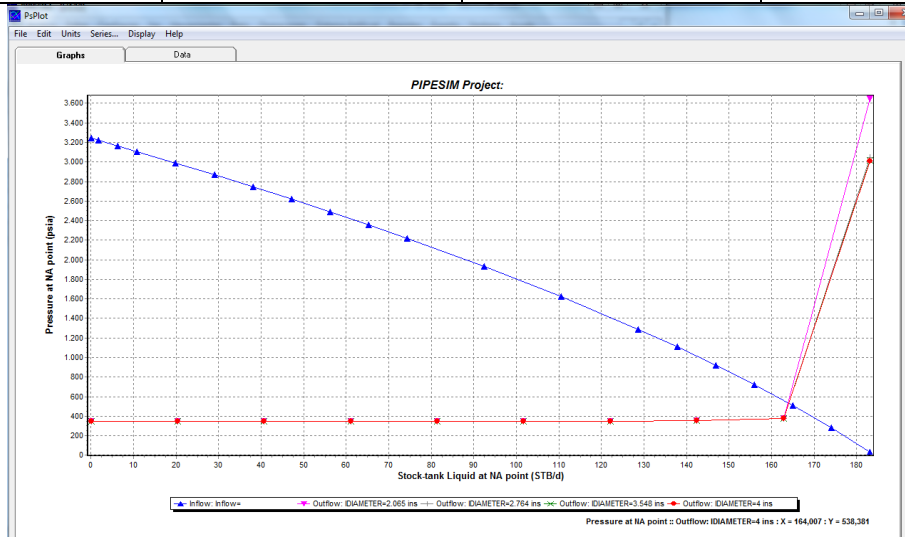
NODO SOLUCIÓN CABEZA

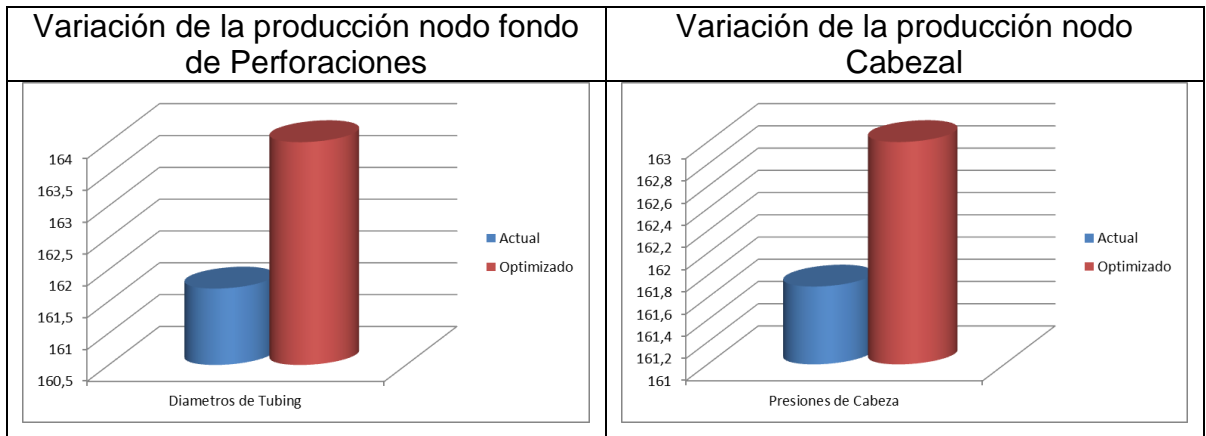
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
100	161,7	50	163



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
590,45	161,7	538,38	164





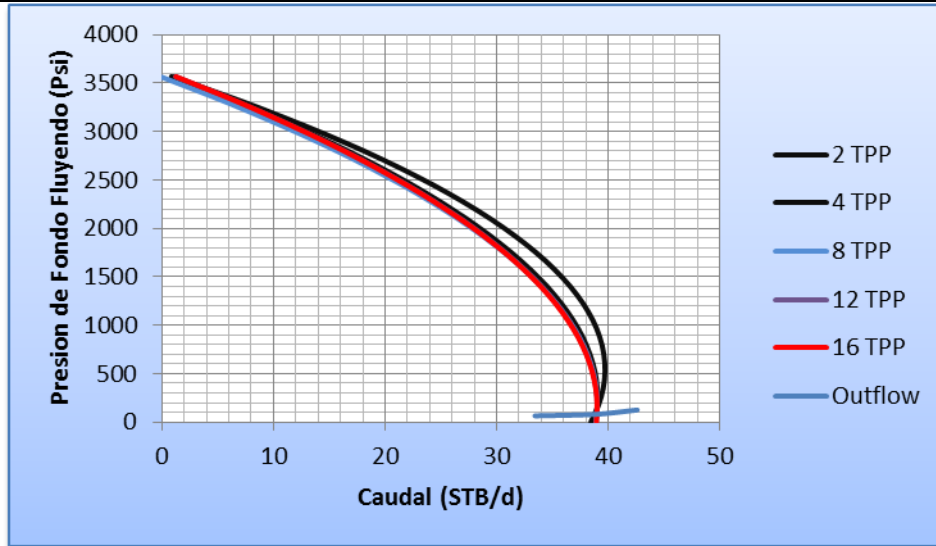
Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 4TPP, aunque cabe rescatar que a 16TPP se tendría un aumento de 0,93% recuperándose 1,5 Bbls/día con relación a la producción inicial. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 538,38 psia con la cual se obtienen 2,3 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 1,42% con respecto a la producción actual.

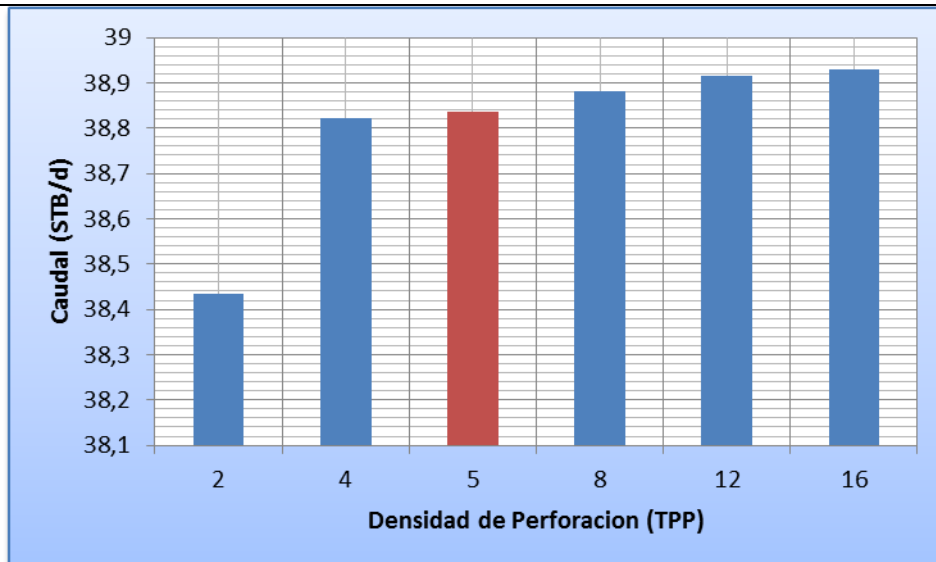
Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 100 a 50 psia se lograría un incremento de 1,3 Bbls que corresponde a 0,80%.

ANÁLISIS NODAL: REPORTE ESTACIÓN TRES DE CAMPO LLANITO

Pozo: 133	Estado Activo	Localización	Bloque
Observaciones: Pozo cañoneado a 5TPP			
NODO SOLUCIÓN: PUNTO MEDIO DE PERFORADOS			
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
139,74	39	128	39,8

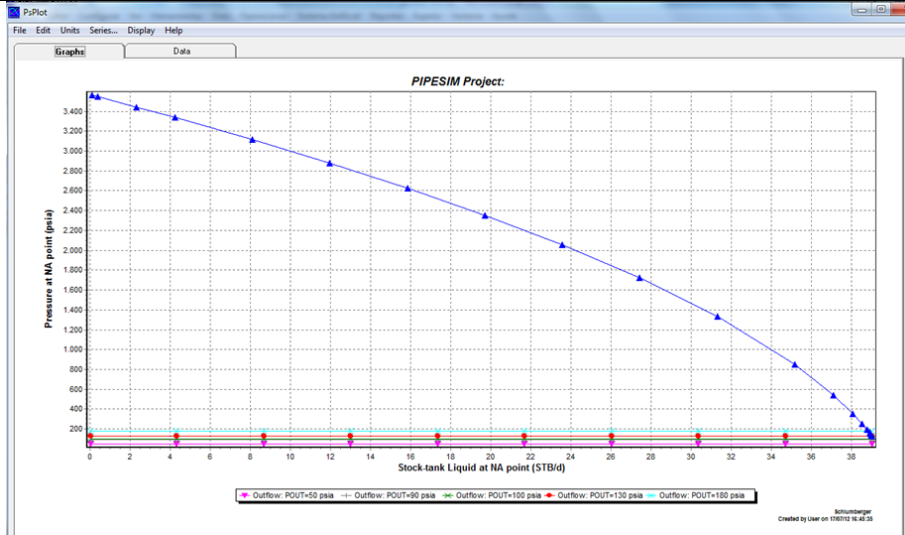


DENSIDAD OPTIMA DE PERFORACIONES



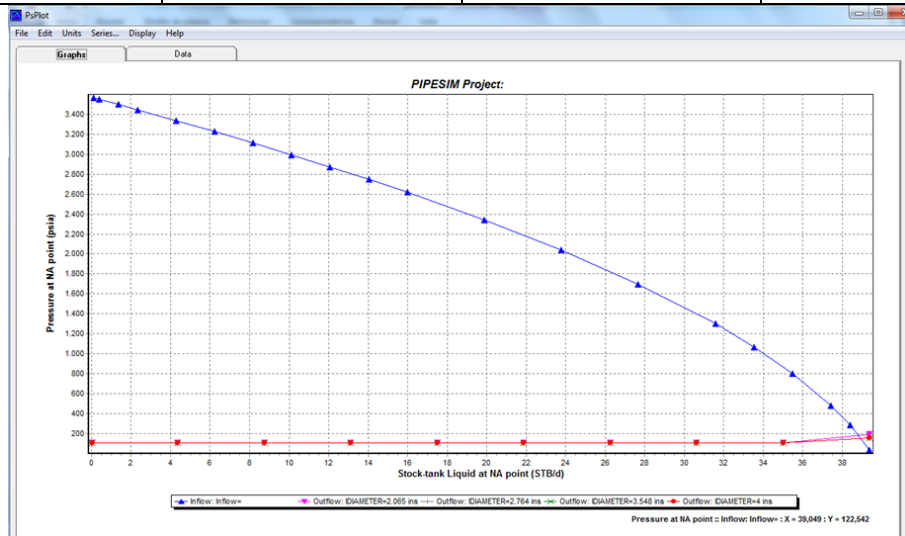
NODO SOLUCIÓN CABEZA

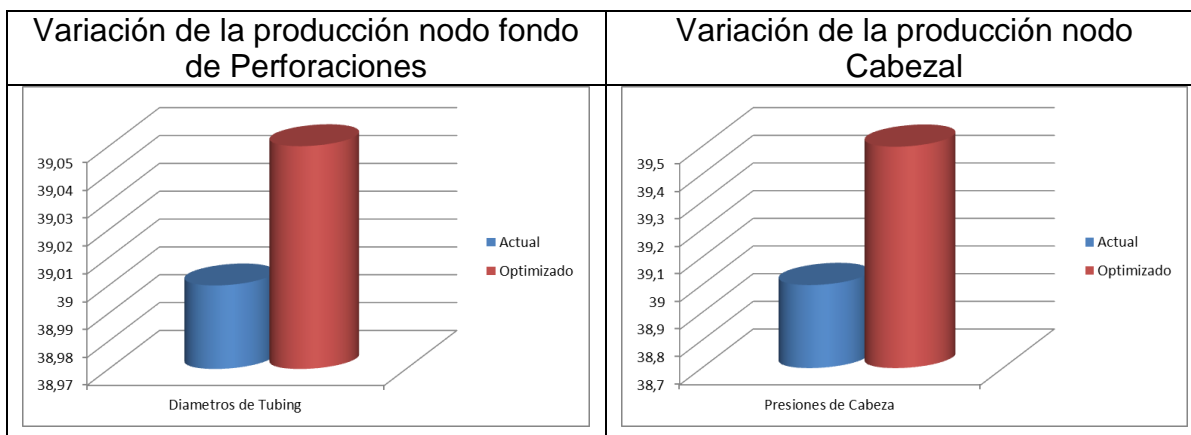
Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwh (Psia)	Q (STB/día)	Pwh (Psia)	Q (STB/día)
85	39	50	39,5



CAMBIO DE DIÁMETRO

Test Point Actual		Test Point Futuro	
Pwf (Psia)	Q (STB/día)	Pwf (Psia)	Q (STB/día)
139,74	39	122,54	39,05





Análisis

La densidad óptima de las perforaciones es de 5TPP, debido a que con un valor mayor no alcanza una producción representativa, así a 16TPP tan solo se tendría un aumento de 2,05 % recuperándose 0,8Bbls/día con relación a la producción que se tenía inicialmente. Al analizar los resultados que se obtuvieron con el software en el nodo fondo de 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 la curva de outflow para los diferentes diámetros tiene la misma tendencia. Sin embargo, se debe plantear un escenario óptimo con una presión de fondo fluyendo de 122,54 psia con lo cual se obtienes 0,05 Bbls adicionales que corresponden a un incremento del 0,13% con respecto a la producción actual.

Con los resultados del nodo en cabeza se deduce que al disminuir la presión de 85 a 50 psia se lograría un incremento de 0,5 Bbls que corresponden a 1,28%.

4. ANÁLISIS FINANCIERO.

Con el fin de evaluar si se debe o no llevar a la práctica los escenarios propuestos en este estudio se hace necesario realizar un análisis financiero el cual implica una evaluación detallada de los costos que surgen, además determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo; para ello se tuvieron en cuenta diferentes indicadores, así como también la generación de utilidades económicas para el dueño y el operador del campo.

La evaluación financiera que se desarrollo tiene en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo, basados en la valoración de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN). Además dos términos que son relevantes en la industria del petróleo como lo son: Los gastos capitales(CAPEX), siendo estos los gastos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructura; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales(adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (OPEX), están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, etc. Además de los costos de acciones remediales cuando se incremente la producción de agua.

Es importante mencionar que para los indicadores económicos estudiados se tuvo en cuenta información actualizada de:

INDICADORES	
Precio de venta del crudo Llanito (USD/Bbl)	52,13
Costo extracción total (USD/Bbl)	16,76
Costo tratamiento de agua (USD/Bbl)	0,21
Costo de energía (USD/Bbl)	0,39
Regalías	20%
Impuesto de renta	33%
Tasa interna de oportunidad	11%

Adicionalmente a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

4.1. FLUJO DE CAJA.

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

- 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 de Valor Presente Neto y de la Tasa Interna de Retorno.

Es importante tener en cuenta los conceptos de ingresos y egresos al momento de realizar un flujo de caja.

- ✓ **Ingresos:** Hace referencia a las ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos producidos por cada uno de los 33 pozos activos que constituyen la estación tres del campo Llanito. Cabe resaltar que cuando se realiza una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo exceda los costos de operación de los trabajos propuestos.

- ✓ **Egresos:** Hace referencia al conjunto de desembolsos que deben ser tenidos en cuenta en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso en particular se tuvo en cuenta: costos de inversión, costos de operación, impuestos devengados al estado y las regalías por explotación de recursos naturales (20% de la producción).

4.2. INDICADORES DE RENTABILIDAD.

Se utilizan para medir la efectividad de la administración de la empresa o del proyecto con el fin de controlar los costos y gastos, y de esta manera convertir ventas en utilidades, en los que se destacan:

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

El valor numérico del indicador mencionado, se puede interpretar de varias formas, dando lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto, lo cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 21 Interpretación del indicador de rentabilidad VPN.

Valor	Significado	Decision 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.

4.2.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO). Es la tasa de interés a la cual una empresa o un grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. La tasa de interés oportuno es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación. Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de Oportunidad está fijada aproximadamente al 11%.

4.2.3. Tasa interna de retorno (TIR): Este indicador corresponde a la tasa de interés que hace igual a cero el valor presente neto de un proyecto. Lo cual hace referencia al promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión y que implica por cierto el supuesto de la oportunidad de reinvertir.

4.2.4. Relación costo-beneficio: Tiene en cuenta los ingresos y los egresos presentes netos, para determinar cuáles 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.

4.3. CRITERIOS DE EVALUACIÓN

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

- ✓ OPEX
- ✓ CAPEX
- ✓ Relación Ingresos-Egresos
- ✓ Flujo de caja.

4.3.1. OPEX. Para los costos operacionales de los trabajos propuestos, se tuvieron en cuenta el tipo de intervención a cada pozo, y el tiempo que dura cada una de estas: Fracturamiento Hidráulico, Cañoneo y Estimulación.

4.3.2. CAPEX. Para poder calcular este parámetro se tuvo en cuenta que el costo de producción de un barril de crudo del área de Llanito es de \$16,76 dólares. Luego con la producción incremental se calculó el costo total de la producción tomando un escenario en particular, cuando la inversión puede recuperarse en 42 años alcanzando una relación costo-beneficio mayor o igual a uno (1) durante dicho periodo de tiempo.

4.3.3. Relación ingresos-egresos. Los egresos son obtenidos del CAPEX para cada pozo y los ingresos de la producción incremental por 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 33% 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.

4.3.4. Flujo de caja. Finalmente, para calcular el flujo de caja, se resta al costo total de las inversiones en cada pozo, OPEX, la utilidad encontrada en Relación ingresos-egresos para calcular el valor presente neto(VPN), la tasa interna de retorno(TIR) y la relación costo beneficio, teniendo en cuenta una tasa de oportunidad del 11%.

4.4 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA CAMPAÑA DE RECAÑONEO Y LA DISMINUCIÓN EN LA PRESIÓN DE CABEZA.

Posteriormente se presenta una evaluación financiera donde principalmente se incluyen los resultados obtenidos de los trabajos sugeridos, de esta manera se puede conocer el incremento de la producción obtenida al realizar una disminución de la presión en cabeza y con los trabajos de recañoneo. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos, los cuales servirán para el respectivo análisis.

Tabla 22 Resultados del estudio realizado.

	POZO	PRODUCCIÓN ACTUAL(BLS)	AUMENTO POR RECAÑONEO(BLS)	AUMENTO POR REDUCCIÓN DE THP(BLS)	TOTAL(BLS)	BSW(%)	TOTAL NETO(BLS)
1	Gala 1N	17,5	0,1	2	2,1	95	0,105
2	Gala 8	21	0,5	2	2,5	85	0,375
3	Gala 12	28	1,3	2	3,3	30	2,31
4	Gala 13	7,6	0,2	0,8	1	5	0,95
5	Gala 14	80,75	0,35	4,25	4,6	5	4,37
6	Gala 15	29,7	1,5	1,8	3,3	1	3,267
7	Gala 17	3,9	0,08	0,6	0,68	87	0,0884
8	Llanito 9	11,7	0,2	0,5	0,7	87	0,091
9	Llanito 11	14	2,4	2	4,4	80	0,88
10	Llanito 18	63	11,1	2	13,1	86	1,834
11	Llanito 21	13,2	0,3	0,3	0,6	80	0,12
12	Llanito 29	24,5	1,2	0,5	1,7	51	0,833
13	Llanito 44	103,6	1,4	1,4	2,8	44	1,568
14	Llanito 45	22	0,01	0,8	0,81	75	0,2025
15	Llanito 77	87,5	1,3	1,5	2,8	50	1,4
16	Llanito 81	11,5	0,4	1,04	1,44	77	0,3312
17	Llanito 91	35	1,4	5	6,4	50	3,2
18	Llanito 97	78,2	0,3	1,8	2,1	8	1,932
19	Llanito 102	23,4	0,4	0,4	0,8	48	0,416
20	Llanito 103	45,3	0,7	2,7	3,4	58	1,428
21	Llanito 104	24,8	0,1	0,54	0,64	92	0,0512
22	Llanito 105	16,8	0,5	0,5	1	80	0,2
23	Llanito 107	104,4	0,5	5	5,5	13	4,785
24	Llanito 115	27,75	0,04	0,15	0,19	25	0,1425
25	Llanito 116	39	0,8	23,5	24,3	22	18,954
26	Llanito 121	42	0,3	0,8	1,1	80	0,22
27	Llanito 124	79,5	1,5	6,5	8	47	4,24
28	Llanito 125	240	1	10	11	20	8,8
29	Llanito 126	43,2	1,8	1,8	3,6	52	1,728
30	Llanito 130	119	0,5	3	3,5	30	2,45
31	Llanito 132	161,7	1,5	1,3	2,8	23	2,156
32	Llanito 133	39	0,8	0,5	1,3	35	0,845
33	Yuma 1	9	0,6	0,7	1,3	82	0,234
		1667,5	35,08	87,68	122,76		70,5068

Fuente: Autores.

Luego, se investigó para el campo Llanito, el precio del crudo por barril y el costo para producirlo, lo cual se realizó para los años 2011, 2012 y el proyectado para el 2013, dichos valores se manejan en dólares; la siguiente tabla muestra lo mencionado anteriormente.

Tabla 23 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

Fuentes: Ecopetrol S.A.

Posteriormente se realizó un perfil incremental declinado, manejando para el campo en estudio un valor de declinación mensual nominal de 0,032 . En la tabla 24 se muestra dicho perfil por año.

Tabla 24 Perfil incremental declinado por año.

AÑO	RESERVAS INCO/AÑOS (BLS)	AÑO	RESERVAS INCO/AÑOS (BLS)
1	21929,5	36	1748,9
2	16467,5	37	1704,1
3	13190,8	38	1661,6
4	11004,2	39	1621,1
5	9440,5	40	1582,5
6	8266,3	41	1545,8
7	7352,2	42	1536,0
8	6620,3	43	1526,1
9	6021,0	44	1516,3
10	5521,3	45	1506,5
11	5098,2	46	1496,7
12	4735,3	47	1486,8
13	4420,7	48	1477,0
14	4145,3	49	1467,2
15	3902,2	50	1457,4
16	3686,1	51	1447,5
17	3492,6	52	1437,7
18	3318,4	53	1427,9
19	3160,8	54	1418,1
20	3017,5	55	1408,3
21	2886,6	56	1398,4
22	2766,6	57	1388,6
23	2656,2	58	1378,8
24	2554,3	59	1369,0
25	2459,9	60	1359,1
26	2372,2	61	1349,3
27	2290,5	62	1339,5
28	2214,3	63	1329,7
29	2143,0	64	1319,8
30	2076,2	65	1310,0
31	2013,4	66	1300,2
32	1954,3	67	1290,4
33	1898,5	68	1280,5
34	1845,9	69	1270,7
35	1796,1	70	1260,9

FUENTE: Autores

Finalmente las tablas muestran un perfil incremental declinado para el año setenta, donde se puede observar que al final de este periodo se tienen 1260,9 barriles de reservas incorporadas.

4.4.1. Costos asociados a la campaña de Recañoneo. Principalmente se tienen en cuenta los costos operativos los cuales hacen referencia a los costos de movilización del equipo, personal y materiales para la intervención, así como también la movilización entre el campo y la unidad de bombeo. Los costos en este caso son proporcionados por la empresa prestadora de servicios Ecopetrol S.A., y se muestra en la tabla 25.

Tabla 25 Costos estimados de los servicios contratados.

COSTOS ESTIMADOS DE 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 cementación	--	--
4	Servicio de Estimulación 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	--	--
	TOTAL(SIN IVA)	23.561	42.409.928

Fuente: Ecopetrol S.A.

De la misma forma la empresa suministra una tarifa con los costos directos e indirectos de los equipos de varilleo y el transporte de cargas y fluido, lo anterior se muestra en la tabla 26.

Tabla 26 Costos estimados de los servicios realizados por Ecopetrol S.A.

COSTOS ESTIMADOS ECOPETROL WORKOVER/WELL SERVICE SOM			
ITEM	DESCRIPCION	\$US	\$COL
1	Actividades previas a la movilización	--	--
2	Unidades de Bombeo-Equipo de Superficie	4.816	8.668.893
3	Servicios de Wire line/Slick line ECP	--	--
4	Químicos y Fluidos de Completamiento	3.455	5.892.220
5	Herramientas de Pesca y Moledores	--	--
6	System de Levantamiento artificial	3.000	5.400.000
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-Tuberías &Varilla(Pozos Básica y Proyectos)	62.005	111.609.340
14	Herramientas	1.384	2.491.647
	TOTAL(SIN IVA)	211.538	380.442.001

Fuente: Ecopetrol S.A.

Adicionalmente, se muestra en la tabla 27, que el costo total de la campaña de recañoneo para los 33 pozos es igual a USD 7.758.270,3 (USD 235.099,1 por pozo), para lo cual se tuvo en cuenta una Tasa Representativa de Mercado (TRM) de \$1.800.

Tabla 27 Costos totales del trabajo de la Campaña de Recañoneo.

COSTOS ESTIMADOS EN TRABAJOS DE WORKOVER/WELL SERVICE					
ITEM	DESCRIPCION	CONTRATADO S	ECOPETROL	TOTAL (USD)	TOTAL (\$)
1	Actividades Previas y Unidades de Bombeo.	--	4.816,1	4.816,1	8.668.893,5
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 Estimulación 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	2.491.647
9	Accesorios-Tubería &varilla (pozos básica y proyectos)	--	62.005,2	62.005,2	111.609.340
10	Químicos y fluidos de completamiento	--	3.454,9	3.454,9	6.218.744
11	Sistema de Levantamiento artificial.	--	3.000	3.000	5.400.000
	TOTAL COSTO POR TRABAJO (SIN IVA)	23,561,07	211.538	235.099,1	423.178.453,4

Fuente: Ecopetrol S.A.

4.4.2. Costos asociados a la reducción de la presión en cabeza. De la misma manera la siguiente tabla muestra los costos totales asociados para este escenario.

Tabla 28 Costos totales del trabajo para reducir la presión en cabeza.

Item	DESCRIPCIÓN	CONTRATADOS	ECP	TOTAL	
1	Mano de obra para tubería de 3" * metro	-	25,82	25,82	46.476,0
2	Mano de obra para tubería de 4" * metro	-	33,56	33,56	60.408,0
3	Servicios	-	-	-	-
4	Servicios Profesionales	-	-	-	-
5	Transporte de carga	3.321,0	-	3,321,0	5.977.800,0
6	Servicio de Alquiler de Herramientas	-	570,0	570,0	1.026.000,0
7	Accesorios y Tubería		62.005,2	62.005,2	111.609.340,0
	TOTAL COSTO POR TRABAJO (NO INCLUYE IVA)	3.321	62.635	65.955,6	118.720.024,0

Fuente: Ecopetrol S.A

Posteriormente, se calculó el flujo de caja para dichos escenarios, donde fueron incluidos los costos que hicieron parte del proyecto, así como también todos los factores económicos que de una u otra manera se tuvieron en cuenta para el análisis financiero de los pozos que conforman la Estación Tres de campo Llanito. Debido a que ECOPETROL S.A. sugiere pasar el proyecto en conjunto, por lo tanto se mostrará el flujo de caja global. De acuerdo al escenario planteado los resultados financieros fueron los siguientes:

Tabla 29 Flujo de caja.

DETALLE	VALOR	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
Producción petróleo (BOPM)			21929,5	16467,5	13190,8	11004,2	9440,5	8266,3	7352,2
Regalías (BOPM)	0,2		4385,9	3293,5	2638,2	2200,8	1888,1	1653,3	1470,4
Producción sin Regalías (BOPM)			17543,6	13174,0	10552,7	8803,4	7552,4	6613,1	5881,8
Producción de Agua (BWPM)			16138,3	12118,7	9707,4	8098,2	6947,4	6083,3	5410,6
Producción Total (BFPM)			38067,8	28586,2	22898,2	19102,4	16387,8	14349,7	12762,9
Ingresos por venta (US\$)	52,13		1425420,4	1070388,4	857405,2	715273,1	613630,0	537312,6	477895,7
Costo de energía (US\$/BO)	0,39		6842,0	5137,9	4115,5	3433,3	2945,4	2579,1	2293,9
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	0		367539,2	275995,5	221078,6	184430,4	158222,1	138544,0	123223,6
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	0,21		3389,0	2544,9	2038,5	1700,6	1459,0	1277,5	1136,2
Egresos totales (US\$)			377770,2	283678,3	227232,7	189564,4	162626,5	142400,6	126653,7
Utilidad antes del impuesto (US\$)			1047650,2	786710,1	630172,5	525708,8	451003,5	394912,0	351242,0
Impuesto de renta (US\$)			345724,6	21634,5	17329,7	14457,0	12402,6	10860,1	9659,2
Egresos mas impuesto de renta (US\$)			723494,8	305312,9	244562,5	204021,3	175029,1	153260,7	136312,9
Utilidad despues del impuesto (US\$)			701925,6	765075,6	612842,7	511251,8	438600,9	384052,0	341582,9
Inversion (US\$)	9934786,3	-9934786,3							
Acumulado (US\$)			-9232860,7	-8467785,1	-7854942,4	-7343690,6	-6905089,7	-6521037,7	-6179454,9

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16
Producción petróleo (BOPM)	6620,3	6021,0	5521,3	5098,2	4735,3	4420,7	4145,3	3902,2	3686,1
Regalías (BOPM)	1324,1	1204,2	1104,3	1019,6	947,1	884,1	829,1	780,4	737,2
Producción sin Regalías (BOPM)	5296,3	4816,8	4417,0	4078,5	3788,3	3536,6	3316,2	3121,8	2948,8
Producción de Agua (BWPM)	4872,0	4431,0	4063,2	3751,8	3484,8	3253,3	3050,6	2871,7	2712,6
Producción Total (BFPM)	11492,3	10452,0	9584,5	8850,0	8220,1	7674,0	7195,9	6773,9	6398,7
Ingresos por venta (US\$)	430320,9	391366,5	358883,0	331380,9	307795,5	289069,6	271061,1	255165,4	241031,2
Costo de energía (US\$/BO)	2065,5	1878,6	1722,6	1590,6	1477,4	1379,3	1293,3	1217,5	1150,0
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	110956,6	100912,3	92536,6	85445,3	79363,9	74090,9	69475,2	65401,0	61778,3
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	1023,1	930,5	853,3	787,9	731,8	683,2	640,6	603,1	569,7
Egresos totales (US\$)	114045,2	103721,4	95112,5	87823,8	81573,1	76153,4	71409,2	67221,6	63498,0
Utilidad antes del impuesto (US\$)	316275,6	287645,1	263770,5	243557,1	226222,4	212916,2	199651,9	187943,8	177533,2
Impuesto de renta (US\$)	8697,6	7910,2	7253,7	6697,8	6221,1	5855,2	5490,4	5168,5	4882,2
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	122742,8	111631,6	102366,2	94521,6	87794,2	82008,6	76899,6	72390,0	68380,2
Utilidad despues del impuesto (US\$)	307578,0	279734,8	256516,8	236859,3	220001,3	207061,0	194161,5	182775,4	172651,1
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-5871876,8	-5592142,0	-5335625,2	-5098766,0	-4878764,7	-4671703,7	-4477542,2	-4294766,8	-4122115,7

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25
Producción petróleo (BOPM)	3492,6	3318,4	3160,8	3017,5	2886,6	2766,6	2656,2	2554,3	2459,9
Regalías (BOPM)	698,5	663,7	632,2	603,5	577,3	553,3	531,2	510,9	492,0
Producción sin Regalías (BOPM)	2794,1	2654,8	2528,7	2414,0	2309,3	2213,3	2125,0	2043,4	1967,9
Producción de Agua (BWPM)	2570,3	2442,1	2326,1	2220,6	2124,3	2036,0	1954,7	1879,7	1810,3
Producción Total (BFPM)	6062,9	5760,5	5486,9	5238,1	5010,9	4802,6	4611,0	4434,0	4270,1
Ingresos por venta (US\$)	228381,0	216992,8	206686,5	197315,0	188756,6	180909,9	173689,6	167023,6	160850,4
Costo de energía (US\$/BO)	1089,7	1035,4	986,2	941,5	900,6	863,2	828,7	796,9	767,5
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	58536,0	55617,0	52975,5	50573,5	48379,9	46368,7	44518,1	42809,5	41227,3
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	539,8	512,8	488,5	466,3	446,1	427,6	410,5	394,7	380,2
Egresos totales (US\$)	60165,4	57165,2	54450,1	51981,3	49726,6	47659,5	45757,3	44001,2	42374,9
Utilidad antes del impuesto (US\$)	168215,6	159827,5	152236,4	145333,7	139030,0	133250,4	127932,3	123022,4	118475,5
Impuesto de renta (US\$)	4625,9	4395,3	4186,5	3996,7	3823,3	3664,4	3518,1	3383,1	3258,1
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	64791,3	61560,5	58636,6	55977,9	53549,9	51323,8	49275,5	47384,3	45633,0
Utilidad despues del impuesto (US\$)	163589,7	155432,3	148049,9	141337,1	135206,7	129586,0	124414,1	119639,3	115217,4
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-3958526,0	-3803093,8	-3655043,9	-3513706,9	-3378500,2	-3248914,2	-3124500,0	-3004860,7	-2889643,4

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30	AÑO 31	AÑO 32	AÑO 33	AÑO 34
Producción petróleo (BOPM)	2372,2	2290,5	2214,3	2143,0	2076,2	2013,4	1954,3	1898,5	1845,9
Regalías (BOPM)	474,4	458,1	442,9	428,6	415,2	402,7	390,9	379,7	369,2
Producción sin Regalías (BOPM)	1897,7	1832,4	1771,5	1714,4	1661,0	1610,7	1563,4	1518,8	1476,7
Producción de Agua (BWPM)	1745,7	1685,6	1629,6	1577,1	1527,9	1481,7	1438,2	1397,2	1358,4
Producción Total (BFPM)	4117,9	3976,2	3843,9	3720,1	3604,1	3495,1	3392,4	3295,7	3204,3
Ingresos por venta (US\$)	155117,3	149778,9	144795,7	140133,4	135762,1	131655,2	127789,6	124144,5	120701,5
Costo de energía (US\$/BO)	740,1	714,7	690,9	668,6	647,8	628,2	609,7	592,3	575,9
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	39757,9	38389,6	37112,3	35917,4	34797,0	33744,3	32753,5	31819,3	30936,8
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	366,6	354,0	342,2	331,2	320,9	311,2	302,0	293,4	285,3
Egresos totales (US\$)	40884,6	39458,2	38145,4	36917,2	35765,6	34683,7	33665,3	32705,0	31798,0
Utilidad antes del impuesto (US\$)	114252,7	110320,7	106650,3	103216,3	99996,5	96971,6	94124,3	91439,5	88903,5
Impuesto de renta (US\$)	3141,9	3033,8	2932,9	2838,4	2749,9	2666,7	2588,4	2514,6	2444,8
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	44006,5	42492,0	41078,3	39755,6	38515,5	37350,4	36253,7	35219,6	34242,8
Utilidad despues del impuesto (US\$)	111110,8	107286,8	103717,4	100377,8	97246,6	94304,9	91535,9	88924,9	86458,7
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-2778532,6	-2671245,7	-2567528,3	-2467150,5	-2369903,9	-2275599,1	-2184063,2	-2095138,3	-2008679,6

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 35	AÑO 36	AÑO 37	AÑO 38	AÑO 39	AÑO 40	AÑO 41	AÑO 42	AÑO 43
Producción petróleo (BOPM)	1796,1	1748,9	1704,1	1661,6	1621,1	1582,5	1545,8	1536,0	1526,1
Regalías (BOPM)	359,2	349,8	340,8	332,3	324,2	316,5	309,2	307,2	305,2
Producción sin Regalías (BOPM)	1436,8	1399,1	1363,3	1329,2	1296,9	1266,0	1236,6	1228,8	1220,9
Producción de Agua (BWPM)	1321,7	1287,0	1254,1	1222,8	1193,0	1164,6	1137,6	1122,3	1107,1
Producción Total (BFPM)	3117,8	3035,9	2958,2	2884,3	2814,1	2747,2	2683,4	2658,3	2633,2
Ingresos por venta (US\$)	117444,4	114358,5	111430,6	108648,9	106002,7	103482,3	101079,0	100436,6	99794,3
Costo de energía (US\$/BO)	560,4	545,6	531,7	518,4	505,8	493,8	482,3	479,2	476,2
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	30102,0	29311,0	28560,6	27847,6	27169,4	26523,4	25907,4	25742,7	25578,1
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	277,6	270,3	263,4	256,8	250,5	244,6	238,9	235,7	232,5
Egresos totales (US\$)	30939,9	30127,0	29355,6	28622,8	27925,7	27261,7	26628,6	26457,7	26286,7
Utilidad antes del impuesto (US\$)	86504,5	84231,5	82075,0	80026,1	78077,0	76220,6	74450,5	73979,0	73507,5
Impuesto de renta (US\$)	2378,9	2316,4	2257,1	2200,7	2147,1	2096,1	2047,4	2034,4	2021,5
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	33318,8	32443,3	31612,7	30823,5	30072,8	29357,8	28676,0	28492,1	28308,2
Utilidad despues del impuesto (US\$)	84125,6	81915,2	79817,9	77825,4	75929,9	74124,6	72403,1	71944,6	71486,1
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-1924554,0	-1842638,8	-1762820,9	-1684995,5	-1609065,6	-1534941,0	-1462537,9	-1390593,4	-1319107,3

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 44	AÑO 45	AÑO 46	AÑO 47	AÑO 48	AÑO 49	AÑO 50	AÑO 51	AÑO 52
Producción petróleo (BOPM)	1516,3	1506,5	1496,7	1486,8	1477,0	1467,2	1457,4	1447,5	1437,7
Regalías (BOPM)	303,3	301,3	299,3	297,4	295,4	293,4	291,5	289,5	287,5
Producción sin Regalías (BOPM)	1213,1	1205,2	1197,3	1189,5	1181,6	1173,8	1165,9	1158,0	1150,2
Producción de Agua (BWPM)	1091,8	1076,6	1061,4	1046,1	1030,9	1015,6	1000,4	985,2	969,9
Producción Total (BFPM)	2608,2	2583,1	2558,0	2533,0	2507,9	2482,8	2457,8	2432,7	2407,7
Ingresos por venta (US\$)	99151,9	98509,5	97867,1	97224,7	96582,3	95939,9	95297,5	94655,1	94012,7
Costo de energía (US\$/BO)	473,1	470,0	467,0	463,9	460,8	457,8	454,7	451,6	448,6
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	25413,4	25248,8	25084,1	24919,5	24754,8	24590,2	24425,5	24260,9	24096,2
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	229,3	226,1	222,9	219,7	216,5	213,3	210,1	206,9	203,7
Egresos totales (US\$)	26115,8	25944,9	25774,0	25603,1	25432,2	25261,2	25090,3	24919,4	24748,5
Utilidad antes del impuesto (US\$)	73036,0	72564,6	72093,1	71621,6	71150,1	70678,7	70207,2	69735,7	69264,2
Impuesto de renta (US\$)	2008,5	1995,5	1982,6	1969,6	1956,6	1943,7	1930,7	1917,7	1904,8
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	28124,3	27940,4	27756,6	27572,7	27388,8	27204,9	27021,0	26837,1	26653,3
Utilidad despues del impuesto (US\$)	71027,5	70569,0	70110,5	69652,0	69193,5	68735,0	68276,5	67818,0	67359,5
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-1248079,8	-1177510,7	-1107400,2	-1037748,2	-968554,7	-899819,7	-831543,2	-763725,2	-696365,7

Fuente: Autores

Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 53	AÑO 54	AÑO 55	AÑO 56	AÑO 57	AÑO 58	AÑO 59	AÑO 60	AÑO 61
Producción petróleo (BOPM)	1427,9	1418,1	1408,3	1398,4	1388,6	1378,8	1369,0	1359,1	1349,3
Regalías (BOPM)	285,6	283,6	281,7	279,7	277,7	275,8	273,8	271,8	269,9
Producción sin Regalías (BOPM)	1142,3	1134,5	1126,6	1118,7	1110,9	1103,0	1095,2	1087,3	1079,4
Producción de Agua (BWPM)	954,7	939,4	924,2	909,0	893,7	878,5	863,2	848,0	832,8
Producción Total (BFPM)	2382,6	2357,5	2332,5	2307,4	2282,3	2257,3	2232,2	2207,1	2182,1
Ingresos por venta (US\$)	93370,3	92728,0	92085,6	91443,2	90800,8	90158,4	89516,0	88873,6	88231,2
Costo de energía (US\$/BO)	445,5	442,4	439,4	436,3	433,2	430,2	427,1	424,0	421,0
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	23931,6	23766,9	23602,3	23437,6	23273,0	23108,3	22943,7	22779,0	22614,4
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	200,5	197,3	194,1	190,9	187,7	184,5	181,3	178,1	174,9
Egresos totales (US\$)	24577,6	24406,7	24235,8	24064,8	23893,9	23723,0	23552,1	23381,2	23210,3
Utilidad antes del impuesto (US\$)	68792,8	68321,3	67849,8	67378,3	66906,9	66435,4	65963,9	65492,4	65021,0
Impuesto de renta (US\$)	1891,8	1878,8	1865,9	1852,9	1839,9	1827,0	1814,0	1801,0	1788,1
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	26469,4	26285,5	26101,6	25917,7	25733,9	25550,0	25366,1	25182,2	24998,3
Utilidad despues del impuesto (US\$)	66901,0	66442,4	65983,9	65525,4	65066,9	64608,4	64149,9	63691,4	63232,9
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-629464,8	-563022,3	-497038,4	-431513,0	-366446,0	-301837,6	-237687,7	-173996,4	-110763,5

Fuente: Autores

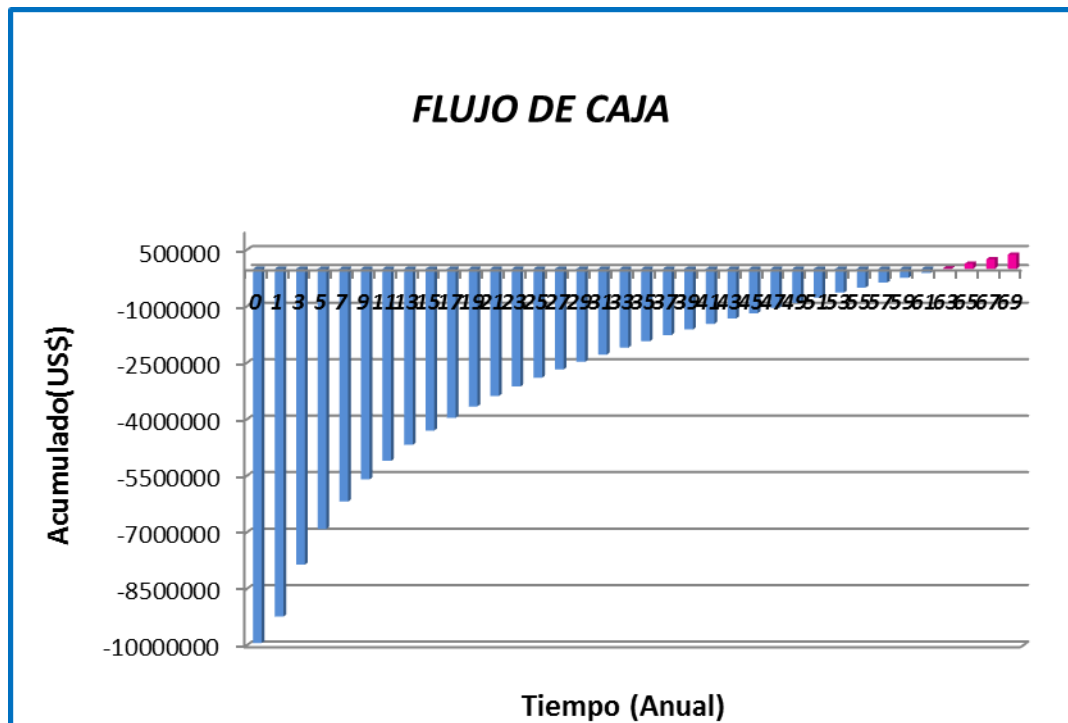
Tabla 29. Continuación

DETALLE	AÑO 62	AÑO 63	AÑO 64	AÑO 65	AÑO 66	AÑO 67	AÑO 68	AÑO 69	AÑO 70
Producción petróleo (BOPM)	1339,5	1329,7	1319,8	1310,0	1300,2	1290,4	1280,5	1270,7	1260,9
Regalías (BOPM)	267,9	265,9	264,0	262,0	260,0	258,1	256,1	254,1	252,2
Producción sin Regalías (BOPM)	1071,6	1063,7	1055,9	1048,0	1040,1	1032,3	1024,4	1016,6	1008,7
Producción de Agua (BWPM)	817,5	802,3	787,0	771,8	756,6	741,3	726,1	710,8	695,6
Producción Total (BFPM)	2157,0	2131,9	2106,9	2081,8	2056,8	2031,7	2006,6	1981,6	1956,5
Ingresos por venta (US\$)	87588,8	86946,4	86304,0	85661,6	85019,3	84376,9	83734,5	83092,1	82449,7
Costo de energía (US\$/BO)	417,9	414,9	411,8	408,7	405,7	402,6	399,5	396,5	393,4
Costo de levantamiento de fluidos (US\$/BF)	22449,7	22285,1	22120,4	21955,8	21791,1	21626,5	21461,8	21297,2	21132,5
Costo tratamiento de agua (US\$/BF)	171,7	168,5	165,3	162,1	158,9	155,7	152,5	149,3	146,1
Egresos totales (US\$)	23039,3	22868,4	22697,5	22526,6	22355,7	22184,8	22013,8	21842,9	21672,0
Utilidad antes del impuesto (US\$)	64549,5	64078,0	63606,5	63135,1	62663,6	62192,1	61720,6	61249,1	60777,7
Impuesto de renta (US\$)	1775,1	1762,1	1749,2	1736,2	1723,2	1710,3	1697,3	1684,4	1671,4
Egresos mas impuesto de renta (US\$)	24814,5	24630,6	24446,7	24262,8	24078,9	23895,0	23711,2	23527,3	23343,4
Utilidad despues del impuesto (US\$)	62774,4	62315,9	61857,3	61398,8	60940,3	60481,8	60023,3	59564,8	59106,3
Inversion (US\$)									
Acumulado (US\$)	-47989,1	14326,7	76184,1	137582,9	198523,3	259005,1	319028,4	378593,2	437699,5

Fuente: Autores

A continuación se muestra una figura del flujo de caja desarrollado para un periodo de sesenta y tres años.

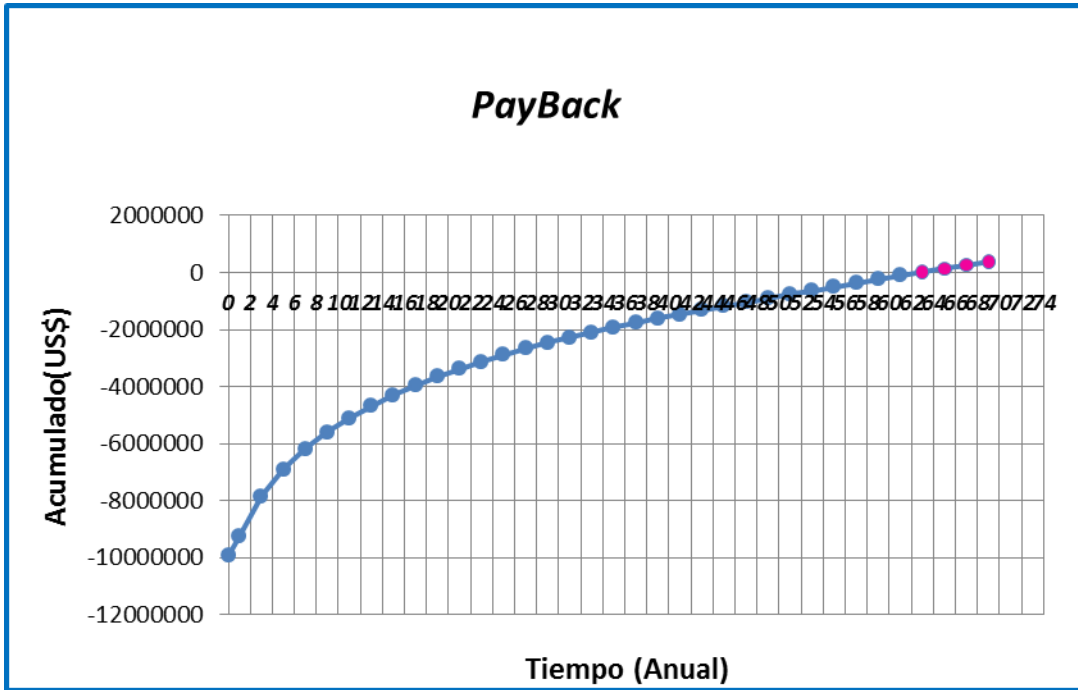
Figura 32 Flujo de caja.



Fuentes: Autores

Posteriormente, se calcula el Payback Time utilizando los datos de flujo de caja acumulado, lo cual se muestra en la figura 33.

Figura 33 PayBack Time.



Fuentes: Autores.

Como se puede apreciar de la gráfica anterior, el plazo para el desembolso inicial de la inversión que posiblemente tendrá el proyecto es a los 63 años, por lo tanto no se debe de invertir ya que según la empresa el proyecto toma viabilidad cuando este desembolso se alcanza al año o antes del mismo.

Para los dos escenarios se planteó que la recuperación de la inversión se obtuviera a los 63 años, 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		
Inversión (USD)	9934786,3		
Incremento inicial de Petróleo (BOPD)	71		
Producción acumulada (Bbls)	220104,7		
Pay Out (Anual)	42		
Periodo evaluación (Anual)	25	50	70
TIO	11%	11%	11%
VPN (USD)	-3399078,64	-1903932,42	1153631,28
TIR	-3,48%	-0,55%	0,21%
TVR (%)	-0,01	-0,86	-0,001
Relación (Beneficio - Costo)	0,74	0,86	0,9

Fuentes: Autores.

Como se observa en la tabla anterior y con cada uno de los resultados obtenidos el proyecto no es viable en ninguno de los tres periodos, ya que se tiene: El VPN para los años 25, 50 es negativo lo cual genera pérdidas 3399078,64; 1903932,42 dólares respectivamente y aunque para los 70 años este valor es positivo 1153631,28, es necesario analizar los otros indicadores de rentabilidad, donde los datos de producción incremental sensibilizados corresponden a (71 BOPD), así mismo se puede resaltar que los valores correspondientes para la relación Beneficio/costo deben ser superiores a (1) lo cual tampoco ocurrió.

CONCLUSIONES

- Debido a que cada día es más difícil encontrar yacimientos con grandes reservas surge la necesidad de buscar métodos que permitan optimizar la producción de los campos con los que se cuenta actualmente y para ello uno de los más utilizados es el análisis Nodal.
- El mejor escenario para la optimización en el estudio dio lugar al disminuir la presión de cabeza para cada uno de los pozos, obteniéndose 55,68 Barriles diarios adicionales con respecto a la producción de crudo inicial; cabe mencionar que aunque es el mejor no es viable.
- Con la densidad optima de las perforaciones de 4 y 8 TPP se obtienen 14,57 barriles adicionales en la estación Tres de campo Llanito, por encima de este último valor la optimización de la producción no es significativa.
- No es representativo hacer algún cambio de diámetro de Tubing para ninguno de los pozos, ya que no se logra ninguna optimización, lo que quiere decir que el diámetro que está actualmente de 2 7/8 es apto para las condiciones de operación.
- Realizar variaciones en las líneas de flujo para el estudio en superficie refleja que las condiciones actuales de operación son las mejores ya que la optimización no es representativa
- Se dio cumplimiento a la optimización de la producción de la Estación Tres del campo Llanito por medio del método de análisis nodal (escenarios propuestos) y utilizando el simulador PIPESIM, el cual facilito su aplicación.

- El análisis financiero muestra que este proyecto no es viable con ninguno de sus escenarios propuestos, sin embargo, es necesario realizarlo ya que es el que permite determinar la viabilidad del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Hacer un control de calidad estricto sobre los datos suministrados por cada pozo, para verificar que esta información sea coherente, completa y suficiente para su futura utilización, ya que esta constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis de ingeniería.
- Es indispensable tener un manejo acertado de la información que requiere el software para realizar cualquier tipo de análisis y por ende recomendaciones de cambio dependiendo del comportamiento de cada uno de los pozos.
- Es necesario tener en cuenta que si un proyecto quiere ser competitivo para Ecopetrol la eficiencia debe superar el 50%, por lo que se recomienda realizar primero los trabajos que demandan alto potencial de recuperación (mayores a 10 BPOD incremental).

BIBLIOGRAFIA

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.

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 Fisicoquímica. 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. SPE 54126

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. [On-line]. 2009. www.oilproduction.net.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal-ESP OIL. [On-line]. 2008. 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. 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. 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: Información de densidad óptima de perforaciones.

GALA 1N					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	16,9869402	17,4263675	17,4985983	17,532966	17,5504712
440	17,4793544	17,5112531	17,5170746	17,5189815	17,520243
880	17,4975588	17,205239	17,1452159	17,1345295	17,1230739
1320	17,0415536	16,5083252	16,3830221	16,3796102	16,3589638
1760	16,1113386	15,4205117	15,2304934	15,2542236	15,2279126
2200	14,706914	13,9417986	13,6876296	13,7583696	13,7299204
2640	12,8282796	12,0721857	11,7544308	11,8920482	11,8649872
3080	10,4754355	9,81167315	9,43089705	9,65525948	9,63311302
3520	7,64838174	7,16026091	6,71702824	7,04800339	7,03429779
3960	4,34711826	4,11794899	3,61282443	4,07027995	4,06854154
4421,6	0,37409256	0,50613206	1,23313686	0,54818374	0,56279026

GALA 8					
Pwf	Q = 2TPP	Q = 4TPP	Q = 8TPP	Q = 12 TPP	Q = 16TPP
0	20,3288837	21,0531261	21,1796706	21,2307928	21,2599659
600	20,9134393	21,1576636	21,2052458	21,2174919	21,2272518
1200	20,947699	20,8042674	20,7726992	20,769192	20,7635174
1800	20,4316626	19,9929375	19,8820307	19,8858931	19,868763
2400	19,3653303	18,723674	18,5332404	18,5675951	18,5429884
3000	17,748702	16,9964768	16,7263283	16,814298	16,7861936
3600	15,5817777	14,811346	14,4612944	14,626002	14,5983787
4200	12,8645574	12,1682814	11,7381387	12,0027069	11,9795436
4800	9,59704115	9,06728319	8,5568611	8,94441272	8,92968836
5400	5,7792289	5,50835131	4,91746171	5,45111953	5,44881298
6123	0,44769005	0,61146777	0,93313686	0,66379957	0,68174248

GALA 12					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	27,3539633	28,703001	28,9643635	29,0390307	29,0941271
375	28,2571993	28,6675504	28,7634009	28,7694868	28,785987
625	27,8954408	27,831181	27,8138548	27,8152574	27,8127102
875	26,7625496	26,3446231	26,2118518	26,2414011	26,2251535
1125	24,8585259	24,2078767	23,957392	24,047918	24,0233168
1625	18,7370803	17,9838182	17,491102	17,8020712	17,7768034
1875	14,5196586	13,8965061	13,2792717	13,7497076	13,7321268
2125	9,5311042	9,15900546	8,41498452	9,0777171	9,07317014
2375	3,77141716	3,7713163	2,89824055	3,78609978	3,79993352
2500	0,6023989	0,83365102	0,73313686	0,90793106	0,93296022

GALA 13					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	7,36619923	7,57898031	7,61459102	7,63077788	7,63928417
450	7,57894352	7,61623309	7,62316893	7,62529875	7,62677847
900	7,58894143	7,48586672	7,46427753	7,46084867	7,45679671
1350	7,39619295	7,18788121	7,13791684	7,13742765	7,1293389
2250	6,40245683	6,08905276	5,98278754	6,01367279	6,00199512
3150	4,59773516	4,31974775	4,15778104	4,25403416	4,24474712
3600	3,39125475	3,18366653	2,99407384	3,13575843	3,12990903
4050	1,98202795	1,87996616	1,66289733	1,85851175	1,8575949
4554,2	0,16222111	0,22012418	0,34567	0,23858304	0,24496862

GALA 14					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	78,8466152	80,2873492	80,5143743	80,6337716	80,6906421
510	81,1287465	80,6799123	80,6017464	80,5721168	80,5545174
1020	81,2225822	79,2819798	78,9035549	78,8165955	78,7411408
2040	74,8453665	71,1146283	70,1504808	70,2239531	70,0826315
3060	59,7149682	55,7852948	54,2551522	54,8558445	54,7151143
3570	48,8673255	45,4348847	43,6291424	44,6309904	44,5154777
4080	35,8313872	33,2939791	31,217569	32,7122697	32,6385891
4590	20,6071532	19,3625779	17,020432	19,0996824	19,0844486
5140	1,73638875	2,33186874	1,23313686	2,5210864	2,5875036

GALA 15					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	29,4028999	31,0614515	31,404302	31,4777482	31,54589
280	30,2699688	31,2055489	31,4261158	31,439919	31,4779267

560	30,2586682	30,6040358	30,6982854	30,6903356	30,7041627
840	29,3689982	29,2569123	29,2208108	29,228998	29,224598
1400	24,9545495	24,3258337	24,0169289	24,1710604	24,1480666
1680	21,4297708	20,7418787	20,2905217	20,5744603	20,5510998
1960	17,0266227	16,4123132	15,8144702	16,2661061	16,2483324
2520	5,58521796	5,51635078	4,61343454	5,51413512	5,52539562
2720	0,64752132	0,90214995	1,23313686	0,98417972	1,0115808

GALA 17					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	3,81374643	4,00443886	4,04160047	4,0519736	4,05976654
280	3,92425265	4,0239652	4,04590053	4,04877852	4,05281374
560	3,92846423	3,95380971	3,96019034	3,96010324	3,96111617
840	3,82638115	3,7939724	3,78446992	3,78594777	3,78467385
1120	3,61800343	3,54445326	3,51873924	3,52631212	3,52348677
1680	2,88236402	2,77636951	2,71724716	2,75060024	2,74687833
2240	1,72154602	1,64955846	1,55571411	1,63296761	1,63129085
2520	0,98169504	0,9516302	0,83993222	0,94593101	0,94637997
2816	0,08398771	0,11630507	0,00064644	0,12668855	0,13018437

LLANITO 9					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	11,3258738	11,7227482	11,791822	11,8200424	11,8360186
160	11,6526366	11,7805116	11,8053367	11,8118166	11,8169236
320	11,668907	11,5800417	11,5605426	11,5583247	11,5548113
480	11,3746848	11,1213388	11,0574396	11,0595666	11,0496816
800	9,85476309	9,42923335	9,27630714	9,32625177	9,31037038
960	8,62906347	8,19583091	7,99827765	8,09169506	8,07618878
1010	8,32456789	7,12347656	7,23654789	7,67548392	6,96732414
1120	7,09287137	6,70419533	6,46193932	6,61187216	6,59898986
1280	5,24618677	4,95432659	4,66729215	4,88678306	4,87877363
1440	3,08900968	2,94622469	2,61433613	2,91642777	2,91554007
1622,5	0,2494225	0,34047593	0,30307128	0,36956411	0,37954514
LLANITO 11					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	15,5399663	16,2219949	16,3484541	16,3908666	16,4185778
230	15,9971302	16,2978229	16,360693	16,3721543	16,3842588

460	15,9945337	15,9880048	15,9864429	15,9863942	15,9861344
690	15,5321768	15,2925405	15,2257038	15,2335861	15,2242046
920	14,6100595	14,2114302	14,0784756	14,1137303	14,0984692
1380	11,3865435	10,8922711	10,6245521	10,7728749	10,7555819
1610	9,08514486	8,65422245	8,31785685	8,55187541	8,53843009
1840	6,3239858	6,03052765	5,62467254	5,96382805	5,95747275
2070	3,10306632	3,02118675	2,5449992	3,00873283	3,01270991
2245,13	0,34222677	0,47115222	0,02031385	0,51247498	0,52649388

LLANITO 18					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	70,6743402	73,2678117	73,724257	73,9047981	74,0093871
600	72,7182591	73,6267713	73,8054168	73,8495943	73,8859358
1200	72,80685	72,3569065	72,2567281	72,2467512	72,2289383
1800	70,9401129	69,4582175	69,0781909	69,0962688	69,0383946
2400	67,1180479	64,9307041	64,2698054	64,398147	64,3143048
3000	61,3406549	58,7743664	57,8315714	58,1523859	58,0566688
4800	32,276508	30,5324074	28,7377787	30,1292665	30,0824837
5400	18,6778031	17,8607724	15,780151	17,6929481	17,690663
6056,57	1,55641595	2,12799303	1,23313686	2,31069908	2,37325607

LLANITO 21					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	12,7926181	13,3081515	13,4012127	13,4352878	13,4561578
150	13,1626018	13,3733441	13,4159529	13,425238	13,433697
300	13,178589	13,1426261	13,134372	13,1337871	13,1323591
450	12,8405796	12,6159975	12,5564699	12,560935	12,5521442
600	12,1485737	11,7934583	11,6822467	11,7066819	11,693052
900	9,70257225	9,26064812	9,04483674	9,15397206	9,13823651
1050	7,94857668	7,55037716	7,28165003	7,45551546	7,44251308
1200	5,84058456	5,5441956	5,22214215	5,47565772	5,46791254
1350	3,37859588	3,24210346	2,86631311	3,21439885	3,21443488
1514	0,28172367	0,38652244	0,04234117	0,42006619	0,43149808

LLANITO 29					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	24,437603	24,4771283	24,4828752	24,4864462	24,4879736
300	25,1549887	24,5922932	24,502357	24,459778	24,438161

600	25,1555383	24,1305257	23,9479832	23,8894512	23,8503682
900	24,4392517	23,0918257	22,8197537	22,7754656	22,724595
1500	20,8561701	19,2836286	18,8417276	18,9165185	18,859108
1800	17,9893751	16,5141315	15,9919311	16,171557	16,1193941
2100	14,4057439	13,167702	12,5682789	12,8829367	12,8416999
2700	5,08797316	4,74404566	3,99940746	4,67472014	4,67237083
2941	0,53817376	0,71091462	1,23313686	0,76559046	0,78525488

LLANITO 44					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	100,800911	103,055091	103,418283	103,599702	103,689125
220	103,696769	103,567856	103,544884	103,536747	103,531668
440	103,873437	101,846801	101,442272	101,358488	101,279323
880	96,069198	91,7032359	90,5494082	90,6560526	90,4899715
1100	88,088292	83,2807254	81,7591569	82,131877	81,9529644
1320	77,3881949	72,6243963	70,7396927	71,4923961	71,3210699
1540	63,9689066	59,7342486	57,4910154	58,7376099	58,5942879
1760	47,8304271	44,6102822	42,0131251	43,8675184	43,7726186
1980	28,9727566	27,2524972	24,3060218	26,8821216	26,8560617
2249	2,21987421	2,99313589	1,23313686	3,23913658	3,32499505

LLANITO 45					
Pwf	Q- 2 TPP	Q- 4 TPP	Q- 8 TPP	Q- 12 TPP	Q- 16 TPP
0	21,6556286	21,8938816	21,9300633	21,9506805	21,96
560	22,2941205	21,9955089	21,9453868	21,9244015	21,9127964
1120	22,2861571	21,5719736	21,4376079	21,402153	21,3746257
2240	20,3308638	19,1494154	18,8527431	18,869747	18,8253833
2800	18,3835339	17,1503925	16,7756572	16,8595895	16,8143115
3360	15,7897487	14,626207	14,175469	14,3534625	14,3122727
3920	12,5495079	11,576859	11,0521784	11,3513658	11,3192668
4480	8,66281173	8,00234842	7,40578552	7,85329952	7,83529387
5040	4,12966008	3,90267528	3,23629027	3,85926362	3,8603539
5442	0,47690811	0,63588671	0,53313686	0,6863075	0,70419044

LLANITO 77					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	86,6160146	87,2018016	87,2889833	87,3407501	87,3635397
130	89,1571341	87,6128425	87,3596112	87,2469331	87,1872227

260	89,1637531	85,9735579	85,389288	85,2186979	85,0963121
390	86,6358716	82,2839477	81,3780138	81,2560444	81,0908079
520	81,5734896	76,5440121	75,3257885	75,3589727	75,1707101
780	63,845224	58,9131641	57,0984848	57,7615745	57,5867336
910	51,1793404	47,0222518	44,9234064	46,0612481	45,9228549
1040	35,9789563	33,081014	30,7073769	32,4265033	32,3443826
1276	1,90748929	2,53269235	1,23313686	2,73078604	2,80148315

LLANITO 81					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	11,1622619	11,6425404	11,7310075	11,7613443	11,7808415
410	11,4856888	11,699315	11,7434944	11,7520767	11,7606724
820	11,4980376	11,4953734	11,4947464	11,4947167	11,4946107
1230	11,1993084	11,0307156	10,9847632	10,9892644	10,9826563
1640	10,5895011	10,3053415	10,2135451	10,2357196	10,2248091
2050	9,66861581	9,31925112	9,18109186	9,23408256	9,22106918
2460	8,43665243	8,07244453	7,88740359	7,98435312	7,97143655
3280	5,03949153	4,79668262	4,51632191	4,74061712	4,73449315
3690	2,874294	2,7677273	2,4389285	2,74661057	2,74718236
4123,63	0,24581938	0,33814637	0,23313686	0,36772886	0,37777577

LLANITO 91					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	34,3841963	36,1990675	36,5615687	36,6528352	36,7271824
600	35,5194664	36,1565254	36,3105395	36,3153536	36,3410268
1000	35,0700958	35,1077714	35,1183126	35,1171402	35,1186358
1400	33,6557511	33,2427034	33,1061865	33,1403463	33,1242818
1800	31,2764326	30,5613214	30,2741611	30,3849718	30,3579648
2600	23,6228737	22,7496153	22,1504126	22,5384812	22,5094416
3000	18,3486334	17,6192913	16,8586895	17,447365	17,4272354
3400	12,1094191	11,6726531	10,7470672	11,5776683	11,5730662
3600	8,6279468	8,39321633	7,38379376	8,3508523	8,35649544
4009	0,75722124	1,05136706	1,23313686	1,14598341	1,1777291

LLANITO 97					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	76,9539613	77,8181881	77,9495781	78,0242733	78,0580881
440	79,1866762	78,1963957	78,0305251	77,9605109	77,9220056

880	79,2637299	76,8230077	76,3666858	76,2424324	76,1482786
1320	77,1851224	73,6980243	72,95806	72,8700375	72,736907
1980	70,0253464	65,7263076	64,573647	64,7096023	64,5492662
2420	62,5575858	58,2223354	56,8030553	57,2014169	57,0437834
3300	41,1550811	37,9596047	36,0275128	37,2220973	37,1198842
3740	27,2203369	25,2008461	23,022562	24,7509632	24,7014678
4414	1,69470804	2,26015434	1,23313686	2,43949812	2,5030856

LLANITO 102					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	23,2694783	23,3535442	23,3658764	23,3734097	23,3766668
210	23,9516098	23,4638849	23,3851843	23,3487521	23,3299678
420	23,955	23,026865	22,8598909	22,8080598	22,7725845
630	23,2796489	22,0424843	21,7899961	21,7513326	21,704517
840	21,9255564	20,5107429	20,1755001	20,1785707	20,1257653
1050	19,8927226	18,4316409	18,0164027	18,089774	18,0363294
1260	17,1811474	15,8051781	15,3127041	15,4849424	15,4362093
1680	9,72177315	8,91017035	8,27150276	8,72717488	8,70391642
1890	4,97397403	4,64162543	3,93400013	4,57423892	4,57174366
2064,5	0,51244889	0,6782812	1,23313686	0,73079039	0,74961864

LLANITO 103					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	45,1699192	45,9356508	46,0554769	46,1194849	46,1496616
640	46,476913	46,1604214	46,1057265	46,0845268	46,0721358
1280	46,5317459	45,3619841	45,1358094	45,0818824	45,0364643
1920	45,3344178	43,5403387	43,1457257	43,1115518	43,042647
2560	42,8849287	40,6954855	40,1354754	40,1735349	40,0906839
3840	34,2294675	31,9361551	31,054475	31,3944423	31,3123206
4480	28,0234954	26,021678	24,9837249	25,5533666	25,4859203
5120	20,5653623	19,083993	17,8928081	18,7446046	18,7013742
5760	11,8550683	11,1231	9,78172473	10,9681563	10,9586824
6454	0,99474834	1,33415674	1,23313686	1,44196661	1,47987936

LLANITO 104					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	24,1863607	24,6595385	24,7346161	24,7734855	24,792193
400	24,8878897	24,7794766	24,7604439	24,7534004	24,7491431

800	24,9126686	24,3449857	24,2332504	24,2086478	24,1865462
1200	24,2606976	23,3560661	23,1530356	23,1392278	23,1044023
1600	22,9319766	21,8127175	21,5197996	21,5451404	21,5027114
2000	20,9265057	19,7149401	19,3335422	19,4263855	19,3814735
2400	18,2442848	17,0627338	16,5942636	16,7829633	16,7406885
3200	10,849593	10,0950346	9,45664239	9,92211643	9,90047759
3600	6,13712225	5,77954174	5,05829985	5,70469186	5,70105159
4015	0,53264081	0,71621255	0,08949811	0,774565	0,79501026

LLANITO 105					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	16,6564739	16,750603	16,7645402	16,7729008	16,7765576
520	17,1397411	16,8320124	16,7819479	16,7591922	16,7473084
1040	17,1564132	16,536379	16,4240996	16,3898484	16,366084
1560	16,7064903	15,8637026	15,6909952	15,6648697	15,6328842
2080	15,7899722	14,8139835	14,5826348	14,5842559	14,5477092
3120	12,5571508	11,5834165	11,2401457	11,3561231	11,3214335
3640	10,2408474	9,4025688	9,00601707	9,20860418	9,18033269
4160	7,457949	6,8446782	6,3966324	6,7054502	6,68725663
4680	4,20845548	3,90974474	3,41199167	3,84666117	3,84220532
5216,5	0,36681491	0,48650513	0,00430575	0,52441962	0,5379732

LLANITO 107					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	101,677415	103,827881	104,172044	104,346699	104,431884
700	104,672975	104,311004	104,246633	104,223784	104,209547
1400	104,642649	102,311306	101,844038	101,750445	101,659583
2800	95,5043363	90,8634503	89,6072954	89,7524965	89,5767733
3500	86,3963504	81,4152918	79,773148	80,227887	80,0439273
4200	74,2624779	69,484313	67,4618166	68,3528539	68,183454
5600	40,9170736	38,1738941	35,4076014	37,5515172	37,4796255
6300	19,7055418	18,7944542	15,6647176	18,6252135	18,6362703
6813	2,23917691	3,01558081	1,23313686	3,26249213	3,34881306
LLANITO 115					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	27,0664441	27,5925626	27,6759836	27,7192397	27,740037
450	27,8519489	27,7265757	27,7045794	27,6964246	27,691502

900	27,8784797	27,2388744	27,1130523	27,0852858	27,0603879
1350	27,1460366	26,1294588	25,9014025	25,8858234	25,8466947
1800	25,6546195	24,3983288	24,0696298	24,0980375	24,0504223
2250	23,4042284	22,0454845	21,6177343	21,7219279	21,6715709
3150	16,6265243	15,4746528	14,8535749	15,204738	15,1661306
3600	12,0992114	11,2566655	10,541311	11,0636577	11,0395418
4050	6,81292442	6,41696378	5,60892429	6,33425372	6,33037383
4512	0,59606705	0,80139941	1,23313686	0,86666662	0,88953866

LLANITO 116					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	38,0302111	38,7795657	38,8985534	38,9600492	38,9896806
280	39,1516928	38,9594683	38,9255728	38,9132279	38,9056801
560	39,1370765	38,208492	38,0240546	37,9854675	37,9493333
840	37,986362	36,5266367	36,1939988	36,1767682	36,1206401
1120	35,6995495	33,9139025	33,4354054	33,4871298	33,4196005
1400	32,2766389	30,3702893	29,7482744	29,9165523	29,8462145
1680	27,7176303	25,8957972	25,1326057	25,4650358	25,4004822
2240	15,1913188	14,1541763	13,1156556	13,9191857	13,8919784
2720	0,8375151	1,12631514	1,23313686	1,2181205	1,25028053

LLANITO 121					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	40,7249415	41,8621155	42,0513266	42,1386325	42,1840422
420	41,9081053	42,0648724	42,0938819	42,1029426	42,1091563
840	41,9445295	41,3204576	41,1902807	41,1691539	41,14465
1680	38,5771587	36,9901129	36,5446082	36,6072805	36,5467759
2100	35,1733638	33,404183	32,8025371	32,9791957	32,9134081
2520	30,6228293	28,8710813	28,1143093	28,4530121	28,39042
2940	24,925555	23,390808	22,4799249	23,0287299	22,9778113
3360	18,0815411	16,9633629	15,8993838	16,7063489	16,6755822
3780	10,0907875	9,5887462	8,37268612	9,48586917	9,48373266
4202,44	0,89685943	1,21584483	0,00626396	1,31750173	1,352714

LLANITO 124					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	76,9802795	79,4467628	79,8677343	80,0493585	80,1483159
570	79,2101496	79,8344588	79,95319	79,9867796	80,0116348

1140	79,2970318	78,445023	78,2620419	78,2375025	78,2039136
1710	77,2409259	75,2784554	74,79429	74,8015272	74,7251523
2280	73,041832	70,3347561	69,5499343	69,6788536	69,575351
3420	58,2146803	55,115962	53,7314115	54,3734118	54,2626283
3990	47,5866224	44,8408672	43,1572444	44,1906436	44,0997068
4560	34,8155765	32,7886407	30,8064735	32,3211771	32,2657453
5130	19,9015426	18,9592823	16,6790988	18,7650125	18,7607438
5736	1,69528763	2,30745472	0,03690795	2,50281421	2,57011285

LLANITO 125					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	232,479208	239,585259	240,786887	241,318437	241,603061
680	239,304119	240,712361	240,978262	241,055362	241,111328
1360	239,308463	236,191397	235,52484	235,433504	235,31086
2720	218,855446	210,205275	207,68361	208,113438	207,783718
3400	198,398085	188,740116	185,295802	186,41523	186,057045
4080	171,120156	161,626891	157,263198	159,358238	159,021636
4760	137,021659	128,865602	123,585797	126,942463	126,677491
5440	96,1025945	90,4562471	84,2636016	89,1679043	89,024612
6665,69	5,11974142	6,95852313	0,02734794	7,545035	7,74747575

LLANITO 126					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	41,8235286	43,2073289	43,4451023	43,5458146	43,6013991
400	43,0654374	43,4031229	43,4681993	43,4856032	43,4990557
800	43,021985	42,5319153	42,424395	42,4124366	42,3931205
1600	39,0789967	37,5884949	37,1360819	37,2272382	37,1704743
2000	35,1794608	33,5162822	32,8915732	33,1152063	33,0537635
2400	29,9945637	28,3770678	27,5801631	27,9902193	27,9334607
2800	23,5243054	22,1708517	21,2018515	21,8522771	21,8095661
3200	15,7686859	14,897634	13,7566385	14,7013799	14,6820797
3600	6,72770528	6,55741458	5,24452412	6,5375275	6,55100131
3831	0,92105291	1,25491526	0,01171748	1,36149852	1,39816433

LLANITO 130					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	115,920091	121,369975	122,405785	122,724051	122,946156
400	119,265476	121,96761	122,545409	122,637891	122,746996
800	119,429448	119,888692	120,000663	120,002377	120,020702
1200	116,412008	115,133222	114,771549	114,817507	114,767272
2000	100,832887	97,5926243	96,2602121	96,7997041	96,6790059
2800	72,528115	69,3458168	67,0113989	68,5844815	68,4821994
3200	53,6036096	51,2075843	48,3604385	50,6528379	50,5930933
3600	31,4976913	30,3927994	27,0251091	30,1718396	30,176852
4054	2,55283429	3,52507404	1,23313686	3,83707634	3,94250949

LLANITO 132					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	156,70691	163,016007	164,154569	164,571832	164,827229
320	161,227477	163,819505	164,343105	164,457754	164,561796
640	161,454129	161,033795	160,937482	160,930488	160,913797
960	157,386867	154,658877	153,937701	153,990035	153,883229
1600	136,370597	131,141414	129,155663	129,86957	129,674394
2240	98,1786675	93,2671168	89,9969908	92,0963579	91,935289
2560	72,6418306	68,9461553	65,0264172	68,0899715	67,9918859
2880	42,811079	41,0359851	36,4616852	40,6703984	40,6659156
3245,8	3,45105641	4,73464293	0,03021921	5,14548434	5,28550819

LLANITO 133					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	38,4334843	38,8216527	38,8803436	38,914092	38,9292582
350	39,5392507	39,0141766	38,9268999	38,8892677	38,8688769
700	39,6024476	38,3605018	38,1306955	38,0654533	38,0175921
1400	36,6011332	34,5145556	34,0100045	34,0208541	33,9423115
1750	33,5366219	31,3222842	30,6855179	30,8000693	30,7183159
2100	29,4295411	27,283814	26,5182706	26,7802945	26,7034166
2450	24,2798909	22,399145	21,5082625	21,9615295	21,8976137

2800	18,0876713	16,6682771	15,6554938	16,3437744	16,3009072
3150	10,8528822	10,0912104	8,95996425	9,92702913	9,91329708
3568	0,84639613	1,12753752	0,0216175	1,21668361	1,24834297
YUMA 1					
Pwf	Q- 2TPP	Q- 4TPP	Q- 8TPP	Q- 12 TPP	Q- 16TPP
0	8,96133929	8,98605993	8,98967251	8,99189567	8,99285241
290	9,22093495	9,0299053	8,99928137	8,98485521	8,97750462
580	9,23100957	8,87269944	8,80887775	8,78830796	8,77462114
870	8,99156315	8,51444234	8,41846166	8,4022539	8,38420198
1160	8,50259568	7,95513402	7,82803308	7,82669306	7,80624714
1450	7,76410718	7,19477446	7,03759203	7,06162542	7,04075661
1740	6,77609763	6,23336367	6,04713851	6,10705098	6,08773039
2030	5,53856705	5,07090165	4,8566725	4,96296975	4,94716849
2320	4,05151542	3,7073884	3,46619402	3,62938173	3,61907091
2610	2,31494276	2,14282391	1,87570306	2,10628691	2,10343764
2918	0,19734986	0,26099146	0,037896	0,2811396	0,28837344

ANEXO B: INFORMACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN DE CURVAS OUTFLOW

GALA 1N			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	25	18	12
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2654	3126	2896
Presión de descarga (psi)	2216,08	2310,18	2071,11
Presión de entrada a la bomba (psi)	1341,6	1491,9	622
Nivel de fluido (ft)	2456,75	1827,58	3694,62
Presión en cabezal de pozo (ft)	65	100	110
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	39603	39881	08/30/20011

GALA 8			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	45	33	18
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	1987	1998	2168
Presión de descarga (psi)	2126,15	2211,66	2101,35
Presión de entrada a la bomba (psi)	83	310,5	257,7
Nivel de fluido (ft)	4054	4296,94	4607,9
Presión en cabezal de pozo (ft)	130	200	80
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	09/23/08	11/14/09	02/15/12

GALA 12			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	39	27	21
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3210	3102	3298
Presión de descarga (psi)	2630,22	2426,28	2536,42
Presión de entrada a la bomba (psi)	658	148,6	237,8
Nivel de fluido (ft)	5375,16	5876,48	6439,09
Presión en cabezal de pozo (ft)	240	170	90
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/23/08	11/24/10	10/16/2011

GALA 13			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	8,9	7,2	5
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3347	3519	3601
Presión de descarga (psi)	2733,81	2810,3	2856,01
Presión de entrada a la bomba (psi)	132,2	182	174,4
Nivel de fluido (ft)	7366,08	7335,23	7387,47
Presión en cabezal de pozo (ft)	40	110	160
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	04/13/08	03/27/10	01/10/2012

GALA 14			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	86	79	71
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3781	3802	3286
Presión de descarga (psi)	2813,42	2772,92	2432
Presión de entrada a la bomba (psi)	787,5	1407,3	192,2
Nivel de fluido (ft)	5413,06	4875,66	4735,6
Presión en cabezal de pozo (ft)	65	100	130
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	04/15/08	07/21/09	02/21/2012

GALA 15			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	37	21	18
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	1281	2985	3286
Presión de descarga (psi)	1529	2485,71	2571,04
Presión de entrada a la bomba (psi)	2317,9	2230,1	2115,5
Nivel de fluido (ft)	967,31	948	935
Presión en cabezal de pozo (ft)	60	170	190
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	05/20/08	05/23/08	03/15/2010

GALA 17			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	4,3	2,4	2,2
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3097	3810	3729
Presión de descarga (psi)	2677,53	2924,44	2848,44
Presión de entrada a la bomba (psi)	133,12	454,1	171,4
Nivel de fluido (ft)	6796,54	6200,51	6945,93
Presión en cabezal de pozo (ft)	68	200	124
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	02/28/08	09/01/2010	01/28/12

LLANITO 09			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	86	79	71
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3490	3537	3549
Presión de descarga (psi)	2446,51	2466,51	2469,6
Presión de entrada a la bomba (psi)	417,1	483,5	769,7
Nivel de fluido (ft)	4806,87	4606,64	4385,62
Presión en cabezal de pozo (ft)	80	100	80
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	02/19/2008	05/23/2009	12/26/2011

LLANITO 11			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	19	16,8	12
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2461	2539	2498
Presión de descarga (psi)	2067,79	2106,79	2074,73
Presión de entrada a la bomba (psi)	359,6	410,8	282,6
Nivel de fluido (ft)	4084,9	4203,1	4444,53
Presión en cabezal de pozo (ft)	60	100	65
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	09/06/2008	12/01/2009	03/13/2012

LLANITO 18			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	77	71,8	68
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2198	2450	2345
Presión de descarga (psi)	2426,96	2494,98	2344,04
Presión de entrada a la bomba (psi)	843,7	1412,7	1164,4
Nivel de fluido (ft)	1216,73	2041,47	2029,31
Presión en cabezal de pozo (ft)	180	225	100
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/09/2008	11/10/2009	12/26/2011

LLANITO 21			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	15,4	10,8	8,5
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2235	2401	2397
Presión de descarga (psi)	1752	1773,3	1745,91
Presión de entrada a la bomba (psi)	93,3	45,3	422,9
Nivel de fluido (ft)	4048,63	4170,52	3260,25
Presión en cabezal de pozo (ft)	80	80	100
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	07/25/2008	11/15/2009	09/23/2011

LLANITO 29			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	35	25,6	21,2
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3825	4074	4062
Presión de descarga (psi)	2554,95	2716,54	2707,35
Presión de entrada a la bomba (psi)	1987	1346	2452,54
Nivel de fluido (ft)	650	820	570,24
Presión en cabezal de pozo (ft)	69	70	60
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	08/24/2008	10/15/2010	05/12/2011

LLANITO 44			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	110	102,6	99,7
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3809	3811	3882
Presión de descarga (psi)	2738,77	2722,92	2762,93
Presión de entrada a la bomba (psi)	1201,09	540,6	662,1
Nivel de fluido (ft)	4182,75	5364,83	5737,91
Presión en cabezal de pozo (ft)	130	110	150
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	02/27/2011	11/05/2011	03/10/2012

LLANITO 45			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	25,2	21,87	18,7
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	4056	4098	4028
Presión de descarga (psi)	2922,75	2932,75	2836,45
Presión de entrada a la bomba (psi)	323,2	94,8	1737,7
Nivel de fluido (ft)	6467,78	7404,78	2872,78
Presión en cabezal de pozo (ft)	80	70	90
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	05/25/2010	03/03/2011	03/07/2012

LLANITO 77			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	91,87	88,8	84,45
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3345	3456	3241
Presión de descarga (psi)	2250,93	2315,19	2177,82
Presión de entrada a la bomba (psi)	1077,6	365,2	814,9
Nivel de fluido (ft)	2600,25	3750,08	3525,09
Presión en cabezal de pozo (ft)	80	50	50
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/28/2010	09/20/2011	03/13/2012

LLANITO 81			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	15,6	12	10
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2548,7	2567	2568,9
Presión de descarga (psi)	2485,41	2479,41	2439,81
Presión de entrada a la bomba (psi)	100	637,2	308,9
Nivel de fluido (ft)	1230,1	4827,63	5595,51
Presión en cabezal de pozo (ft)	120	110	70
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/29/2008	08/15/2010	03/01/2012

LLANITO 91			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	38,76	34,67	30,98
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	1809,9	1799	2598
Presión de descarga (psi)	2222,04	2000,63	2447,14
Presión de entrada a la bomba (psi)	387,2	641,1	334,7
Nivel de fluido (ft)	4798,87	4745,12	5646,38
Presión en cabezal de pozo (ft)	140	150	110
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	05/15/2008	12/13/2009	03/01/2012

LLANITO 97			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	81,9	75,87	70,65
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	4027	1487	3722
Presión de descarga (psi)	2861,69	1120,203	2618,77
Presión de entrada a la bomba (psi)	583,2	459,6	95,7
Nivel de fluido (ft)	5483,92	5721,66	6977,62
Presión en cabezal de pozo (ft)	140	110	80
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	02/14/2008	12/13/2009	03/04/2012

LLANITO 102			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	27,8	24,9	19,8
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3316	3389	3549
Presión de descarga (psi)	2226,34	2266,015	2369,46
Presión de entrada a la bomba (psi)	463,3	401,1	1390,3
Nivel de fluido (ft)	4155,85	4540,91	2075,14
Presión en cabezal de pozo (ft)	120	120	50
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/09/2008	04/10/2009	11/27/2010

LLANITO 103			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	48,67	45,7	40,9
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3389	3698	3687
Presión de descarga (psi)	2662	2807,53	2774,27
Presión de entrada a la bomba (psi)	482,1	198,9	235,3
Nivel de fluido (ft)	5427,19	6719,52	6559,57
Presión en cabezal de pozo (ft)	160	140	90
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/23/2008	12/20/2009	02/27/2012

LLANITO 104			
<i>Parámetros</i>	<i>Test 1</i>	<i>Test 2</i>	<i>Test 3</i>
Caudal (Bbls/d)	28,2	23,6	20,87
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2519	2697	2585
Presión de descarga (psi)	1981,3	2041,3	1951,3
Presión de entrada a la bomba (psi)	1016	1043,5	363
Nivel de fluido (ft)	1920,72	1886,7	7410,98
Presión en cabezal de pozo (ft)	110	170	80
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/03/2008	03/06/2009	03/01/2010

LLANITO 105			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	19,76	15,1	12,86
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3201	3143	3329
Presión de descarga (psi)	2221,41	2161,41	2261,91
Presión de entrada a la bomba (psi)	721,4	918,05	1662,3
Nivel de fluido (ft)	3705,38	3167,72	1197,95
Presión en cabezal de pozo (ft)	200	140	140
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/13/2008	01/13/2009	08/23/2009

LLANITO 107			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	109,4	98,7	92,3
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2897	3037	2701
Presión de descarga (psi)	2491,99	2530,88	2294,65
Presión de entrada a la bomba (psi)	379,2	246,3	195,9
Nivel de fluido (ft)	4148,26	6314,14	5161,26
Presión en cabezal de pozo (ft)	100	80	70
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/19/2008	12/07/2010	03/07/2012

LLANITO 115			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	30,6	26,8	23,5
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3299	3858	3867
Presión de descarga (psi)	2501,27	2815,03	2818,1
Presión de entrada a la bomba (psi)	93,4	20,2	119,2
Nivel de fluido (ft)	6423,07	8041,01	7029,75
Presión en cabezal de pozo (ft)	50	60	70
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/08/2008	06/30/2010	01/16/2012

LLANITO 116			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	40,8	38,78	37,65
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3591	3886	3895
Presión de descarga (psi)	2587,67	2745,35	2750,35
Presión de entrada a la bomba (psi)	207,8	229,2	62
Nivel de fluido (ft)	6262,43	6774,34	7421,59
Presión en cabezal de pozo (ft)	50	50	55
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	01/18/2008	12/23/2010	02/15/2012

LLANITO 121			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	45,3	41,58	37,98
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3609	3492	3504
Presión de descarga (psi)	2786,07	2589,88	2589,88
Presión de entrada a la bomba (psi)	184,1	960,3	988,4
Nivel de fluido (ft)	6599,99	3557,17	3617,03
Presión en cabezal de pozo (ft)	70	100	100
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	09/17/2008	12/29/2010	03/16/2012

LLANITO 124			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	83,53	80,1	76,4
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2560	2632	2794
Presión de descarga (psi)	2471,14	2497,5	2600
Presión de entrada a la bomba (psi)	1241,06	537,9	467,7
Nivel de fluido (ft)	1673,3	4651,02	5533,58
Presión en cabezal de pozo (ft)	145	120	145
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	10/30/2008	01/20/2010	03/01/2012

LLANITO 125			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	243,98	238	232,12
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2110	2179	3259
Presión de descarga (psi)	2233,32	2244,32	2949,87
Presión de entrada a la bomba (psi)	1362,6	1756,2	455,7
Nivel de fluido (ft)	970,6	1527,2	2130,28
Presión en cabezal de pozo (ft)	60	75	90
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	05/04/2010	12/04/2010	03/13/2012

LLANITO 126			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	47,2	40,8	37,98
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3135	3126	2847
Presión de descarga (psi)	2605,05	2542,24	2313,35
Presión de entrada a la bomba (psi)	911,8	231,8	2101,2
Nivel de fluido (ft)	3587,76	6203,87	504,45
Presión en cabezal de pozo (ft)	270	40	70
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/18/2009	06/17/2010	05/26/2011

LLANITO 130			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	122,4	118,6	115,3
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2180	2360	2415
Presión de descarga (psi)	2330	2298	2160
Presión de entrada a la bomba (psi)	1049,5	247,2	169,4
Nivel de fluido (ft)	2660,6	4240,15	521892
Presión en cabezal de pozo (ft)	60	50	40
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/21/2009	08/10/2010	03/16/2012

LLANITO 132			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	183,5	169,34	137,32
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	2679	2791,5	2802
Presión de descarga (psi)	2314,02	2344,02	2330,21
Presión de entrada a la bomba (psi)	666,8	781,4	188,2
Nivel de fluido (ft)	697,48	201,25	5725,92
Presión en cabezal de pozo (ft)	70	100	100
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	03/10/2010	07/18/2010	03/16/2012

LLANITO 133			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	42,6	38,76	33,43
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	3513	3986	4006
Presión de descarga (psi)	2458,8	2727,44	2724,84
Presión de entrada a la bomba (psi)	903,4	70,4	63,7
Nivel de fluido (ft)	3031,26	7085,46	7150,85
Presión en cabezal de pozo (ft)	50	70	85
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	08/11/2009	01/02/2010	02/15/2012

YUMA 1			
Parámetros	Test 1	Test 2	Test 3
Caudal (Bbls/d)	11,2	8,7	7,6
Diámetro del pistón (in)	1,25	1,25	1,25
Carga de fluido (lb)	4354,7	4503	4178
Presión de descarga (psi)	2920,17	3008,98	2790,215
Presión de entrada a la bomba (psi)	699,3	216,4	1095,8
Nivel de fluido (ft)	5669,32	6967,94	4216,87
Presión en cabezal de pozo (ft)	5	100	65
Gravedad API (°)	19,5	19,5	19,5
Fecha	06/27/2008	08/26/2008	02/24/2009