

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA  
NORTE, MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL.**

**JOSE MANUEL GUTIERREZ GONZALEZ  
KELLY JOHANA GONZALEZ ARIAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA  
NORTE, MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL.**

**JOSE MANUEL GUTIERREZ GONZALEZ  
KELLY JOHANA GONZALEZ ARIAS**

Trabajo presentado como requisito para optar el título de:  
**Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director  
**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ**  
Ingeniero de petróleos, M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis sinceros agradecimientos:

A Dios por ser mi guía, darme fortaleza para continuar y lograr mis metas.

A mis padres, hermanos, tíos, primos y mi novio por el apoyo permanente e incondicional.

Al Ingeniero Fernando Calvete, por ser nuestra guía, por su colaboración, dedicación, direccionamiento y su tiempo en este proyecto.

A los Ingenieros de la Jefatura del Valle Magdalena de HOCOL S.A y a las compañías asociadas Ecopetrol , Perenco y Cepcolsa por permitirnos la realización de este proyecto.

Al Ingeniero Ricardo Ramirez Carrero por permitirme y facilitarme la continuidad en la especialización.

A mi compañero de Proyecto de grado por el trabajo en equipo y los aportes realizados que contribuyeron al desarrollo de este proyecto

**KELLY JOHANA GONZALEZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser mi guía y compañía durante la Especialización.

A mis padres, hermanos y familiares por apoyarme en todo momento.

A mi esposa Saira Fernanda y a mis hijos, quienes me brindaron su amor y apoyo incondicional para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A los Ingenieros Jairo Ortiz, Ricardo Castaño y Oscar Diaz por darme la oportunidad de crecer profesionalmente.

A HOCOL S.A y a las compañías asociadas Ecopetrol, Perenco y Cepcolsa por permitirme la realización de este proyecto

Al Ingeniero Fernando Calvete, por ser nuestro guía, por su colaboración, dedicación, direccionamiento y su tiempo en este proyecto.

A Kelly Johana por ser una excelente compañera de trabajo de grado y amiga.

**JOSE MANUEL GUTIERREZ GONZALEZ**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION .....	13
1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE .....	15
1.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA:.....	15
1.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE .....	15
1.3 MODELO ESTRUCTURAL .....	17
1.4 ASPECTOS GEOLOGICOS.....	18
1.4.1 Reservorio: Formación Monserrate .....	18
1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO: .....	21
1.6 MECANISMOS DE EMPUJE: .....	22
1.7 POZOS Y METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: .....	26
1.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE: .....	27
1.9 FACILIDADES TEMPRANAS LA CAÑADA NORTE:.....	28
1.10 HISTORICO DE PRODUCCIÓN.....	29
2. ANÁLISIS NODAL .....	31
2.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL.....	31
2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL:.....	32
2.3 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN .....	33
3. METODOLOGIA PARA APLICAR LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE, MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL.....	36
3.1 RECOPIACION Y ANALISIS DE INFORMACION:.....	37
3.2 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO .....	39
3.3 PROCEDIMIENTO USADO PARA LA SIMULACION EN Wellflo™ .....	39
3.3.1 Cotejo del comportamiento actual del pozo .....	40
3.3.2 Carga de la data para la simulación.....	40
3.3.3 Calibración de la correlación de flujo multifásico en tuberías. ....	51
3.3.4 Sensibilización a presión de fondo fluyendo .....	54

3.3.5	Modelo en superficie.....	55
3.4	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	56
3.4.1	Diámetro del Tubing del Pozo LCN 07M.....	56
3.4.2	Diámetro en la línea de flujo .....	57
3.4.3	Diámetro del Choque .....	58
3.4.4	Diámetro de las perforaciones (SPF)- Pozo LCN 07M .....	60
3.4.5	Remoción del daño .....	61
4	ANALISIS DE RESULTADOS.....	62
4.1	ANALISIS DE RESULTADOS POZO PRODUCTOR LCN 07M CAMPO LA CAÑADA NORTE. ....	62
4.1.1	Diámetro del Tubing del Pozo.....	62
4.1.2	Efecto del diámetro en la línea de flujo .....	63
4.1.3	Diámetro del Choque .....	64
4.1.4	Diámetro de las perforaciones (SPF).....	67
4.1.5	Remoción del daño .....	67
5	ANALISIS ECONOMICO.....	69
5.1.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN .....	70
5.2	BENEFICIO .....	73
5.3	RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO.....	74
6	CONCLUSIONES.....	76
7	RECOMENDACIONES .....	78
	BIBLIOGRAFIA.....	79

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 2.</b> Características del yacimiento y propiedades del fluido.....	22
<b>Tabla 3.</b> Características de los diferentes mecanismos de producción. ....	25
<b>Tabla 4.</b> Pozos y métodos de levantamiento artificial.....	26
<b>Tabla 5.</b> Test Point LCN- 7M. ....	40
<b>Tabla 7.</b> Determinación del ERROR (%) .....	43
<b>Tabla 8.</b> Comparación de viscosidad del aceite en el PVT y las calculadas por medio del Wellflo™ .....	44
<b>Tabla 9.</b> Determinación del ERROR (%). Viscosidad del aceite. ....	44
<b>Tabla 10.</b> Comparación de viscosidad del gas en el PVT y las calculadas por medio del Wellflo™ .....	44
<b>Tabla 11.</b> Determinación del ERROR (%). Viscosidad del gas.....	45
<b>Tabla 12.</b> Correlaciones. ....	45
<b>Tabla 13.</b> Sensibilización del choque LCN-07M. ....	60
<b>Tabla 14.</b> Diámetro interno del tubing y Caudal. ....	63
<b>Tabla 15.</b> Diámetro de la línea de flujo y Caudal. ....	64
<b>Tabla 16.</b> Diámetro del choque y Caudal. ....	65
<b>Tabla 17.</b> Skin y Caudal de aceite.....	68
<b>Tabla 18.</b> Inversión Estimulación Orgánica LCN-07. ....	71
<b>Tabla 19.</b> Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin actual=3,4 .....	72
<b>Tabla 20.</b> Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin=2,55.....	72
<b>Tabla 21.</b> Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin=1,7.....	73
<b>Tabla 22.</b> Beneficios de Producción incremental.....	74
<b>Tabla 23.</b> Resultados del análisis económico. ....	75

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación geográfica del Campo La Cañada Norte.....	15
<b>Figura 4.</b> Registros de pozo de LCN 07M y LCN 14.....	19
<b>Figura 6.</b> Correlación estructural de los pozos La Cañada Norte 8ST, 1ST, 14, 7M y 4. ...	21
<b>Figura 7.</b> Eficiencia de recobro % OOIP. ....	25
<b>Figura 8.</b> Estado Mecánico LCN-07M. Pozo en flujo Natural.....	27
<b>Figura 9.</b> Potencial operativo Campo La Cañada Norte. Formación Monserrate. ....	30
<b>Figura 10.</b> Componentes básicos del sistema de análisis nodal. ....	33
<b>Figura 11.</b> Visualización de los parámetros del yacimiento en la ventana de layer parameter. ....	41
<b>Figura 12.</b> Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo™... ..	41
<b>Figura 13.</b> Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™. ....	42
<b>Figura 14.</b> Correlaciones en Wellflo™. ....	45
<b>Figura 15.</b> Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™. ....	46
<b>Figura 16.</b> Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™. ....	47
<b>Figura 17.</b> Visualización de la incorporación de los datos del pozo.....	47
<b>Figura 18.</b> Visualización del esquema simulador del pozo. ....	48
<b>Figura 19.</b> Modelo IPR. ....	49
<b>Figura 20.</b> Curva IPR para el pozo LCN-7M. ....	50
<b>Figura 21.</b> IPR teórica (azul) y real Pozo (roja) LCN-07M.....	51
<b>Figura 22.</b> Gradiente Dinámico.....	52
<b>Figura 23.</b> Visualización de la selección de la correlación de flujo multifásico en tuberías. ....	52
<b>Figura 24.</b> Efecto al remover el daño al Pozo LCN-07M.....	53
<b>Figura 25.</b> Inflow y outflow para el pozo LCN-7M. ....	54
<b>Figura 26.</b> Sensibilización de la presión.....	54
<b>Figura 27.</b> Caudal de operación Vs Presión en fondo de pozo. ....	55
<b>Figura 28.</b> Caudal Vs Presión de operación del separador .....	56
<b>Figura 29.</b> Efecto al variar el diámetro del Tubing Pozo LCN-07M. ....	57
<b>Figura 30.</b> Efecto al variar el diámetro en la Línea de flujo - Pozo LCN-07M. ....	58
<b>Figura 31.</b> Efecto al variar el diámetro del choque. Pozo LCN-07M. ....	59
<b>Figura 32.</b> Presión de operación Vs restricciones de flujo.....	59
<b>Figura 33.</b> Efecto al variar el diámetro de las perforaciones (SPF) - Pozo LCN-07M. ....	60
<b>Figura 34.</b> Efecto de remover el daño en el pozo LCN-7M.....	61
<b>Figura 35.</b> Sensibilización al diámetro interno del tubing (in).....	63
<b>Figura 36.</b> Sensibilización al diámetro de la línea de flujo. ....	64
<b>Figura 37.</b> Sensibilización al diámetro del choque. ....	65
<b>Figura 38.</b> Comportamiento producción pozo LCN-07M.....	66
<b>Figura 39.</b> Sensibilización al diámetro de las perforaciones (SPF). ....	67
<b>Figura 40.</b> Sensibilización al skin.....	68
<b>Figura 41.</b> Pronostico de Producción .....	74

## RESUMEN

**TITULO:** PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE, MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL.

**AUTORES:** Kelly Johana González Arias y José Manuel Gutiérrez González\*\*.

**PALABRAS CLAVES:** Análisis Nodal, ALS, Flujo Natural.

### DESCRIPCION:

En el campo La Cañada Norte la formación productora de los pozos activos es Caballos, es importante resaltar que en este campo se tienen prospectos de producción de hidrocarburos proveniente de la formación Monserrate, con propiedades de los fluidos (API, BSW, viscosidad) y propiedades de la roca muy diferentes a las que están actualmente en producción, siendo necesario implementar a los estudios ya realizados en campo, un análisis nodal donde se determine restricciones de flujo y de esta manera proponer acciones que contribuyan a la optimización de la producción, el mejoramiento de la eficiencia de flujo y permitir definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como pronosticar su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

El campo La Cañada cuenta con 10 pozos activos (5 en flujo natural, 4 con sistema de levantamiento ESP y 1 con BM) cuya producción está asociada a la formación Caballos y Monserrate y dos pozos inyectores a la formación caballos. A finales del año 2012 y comienzos del 2013, se perforaron dos pozos; debido a los bajos resultados de producción en la formación Caballos, uno de los pozos se eligió como candidato ideal para efectuar prueba, liquidación y evaluación de la formación Monserrate.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: CALVETE GONZALEZ, Fernando Enrique.

## ABSTRACT

**TITLE:** PROPOSAL FOR THE PRODUCTION OPTIMIZATION OF CAÑADA NORTE FIELD THROUGH NODAL ANALYSIS<sup>\*</sup>.

**AUTHORS:** Kelly Johana González Arias y José Manuel Gutiérrez González<sup>\*\*</sup>.

**KEYWORDS:** Nodal Analysis, ALS, Natural Flow.

### DESCRIPTION:

In the field La Cañada Norte the main producing formation on the currently active wells is Caballos formation. It is noteworthy that this field has additional prospects for hydrocarbon production, as from the Monserrate formation, with fluid properties (API, BSW, viscosity) and geological features that are very different to the reservoir rocks that are currently in production. Therefore, there is a need to implement new studies in the field, as nodal analysis where flow restrictions effects can be determined and thus, actions can be proposed in order to contribute to production optimization, improvement of flow efficiency and allowance to define the optimal diameter of the production tubing, choke and discharge lines whereby wells flow and to predict their productive behavior for different operating conditions.

Field La Cañada has 10 active wells (5 in natural flow, 4 using artificial lifting system ESP and 1 using mechanical pumps). Their production is associated with the caballos formation along with Monserrate formation. There are also two injection wells with targets within the caballos formation. In late 2012 and early 2013, two new wells were drilled and due to the low production results in the caballos formation, one of these wells was used for testing and evaluation of Monserrat formation.

---

<sup>\*</sup> Monograph of Specialization.

<sup>\*\*</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Hydrocarbon Production Specialization. Director: CALVETE GONZALEZ, Fernando Enrique

## INTRODUCCION

Para un campo petrolero es muy importante maximizar la producción en cada uno de los pozos; labor que no es sencilla debido al sin número de variables que están presentes y afectan la caída de la tasa de producción. Es por esto que para el Campo La Cañada Norte resulta atractivo hacer una evaluación y propuesta mediante el software Wellflo™ de su sistema completo desde fondo y superficie.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

De tal forma, la estructura del presente proyecto se desarrolló en cuatro capítulos. En el primer capítulo se ha enfocado en aspectos generales del Campo La Cañada Norte que lo componen la ubicación geográfica, reseña histórica del campo, modelo estructural, aspectos geológicos, caracterización del yacimiento, mecanismos de empuje, pozos y métodos de levantamiento artificial, facilidades de superficie e histórico de producción. En segundo capítulo de Análisis Nodal lo componen el concepto de análisis nodal, componentes del análisis nodal, puntos de análisis y condiciones de operación.

El tercer capítulo Metodología para aplicar la optimización de producción del Campo La Cañada mediante el análisis nodal lo componen la recopilación y análisis de información, selección de pozos candidatos, procedimiento usado para simulaciones en Wellflo™, cotejo del comportamiento actual del pozo, carga de la data para la simulación, calibración de la correlación de flujo multifasico en tuberías, modelo en superficie, optimización del sistema de producción.

En el cuarto capítulo de análisis de resultado lo compone análisis de resultado del pozo productor LCN-07M, diámetro del tubing del pozo, efecto del diámetro en la línea de flujo, diámetro del choque, diámetro de las perforaciones y remoción del daño de formación.

En el quinto capítulo lo compone los hallazgos, conclusiones y recomendaciones del proyecto.

Como resultado de este proyecto se presentan oportunidades que pueden permitir mejorar el manejo e incremento de producción cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

# 1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE

## 1.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA:

El Campo La Cañada Norte se encuentra localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en el Departamento del Huila, municipio de Paicol, aproximadamente 132,5 Km al sur-oriente de la ciudad de Neiva, se accesa por la vía Neiva-Paicol-La Cañada Norte.

**Figura 1.** Ubicación geográfica del Campo La Cañada Norte.



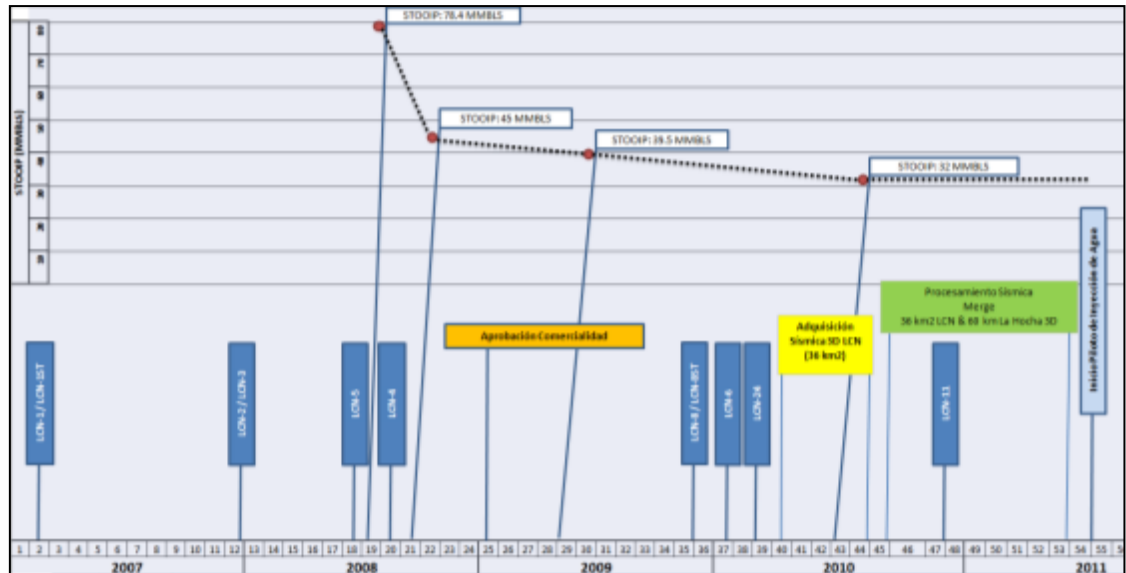
**Fuente:** HOCOL S.A. Manual de Operación Campo La Cañada Norte, Neiva, 2013.

## 1.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE

El campo la Cañada Norte (LCN) es operado por la empresa Hocol S.A bajo contrato de asociación con Ecopetrol (50%), Perenco (15%) y Cepcolsa (16,665%); fue descubierto en el año 2007 con el pozo LCN-1ST e inicio

operaciones en Agosto de 2009, donde se realizó una prueba de producción extensa en el pozo LCN-05, y un mes después en el pozo LCN-01.<sup>1</sup>

**Figura 2.** Generalidades-antecedentes.



**Fuente:** HOCOL S.A. Gerencia Valle Magdalena.

La formación Productora corresponde a caballos y Monserrate a una profundidad promedio de 3500ft y 1500Ft respectivamente.

Los pozos perforados en el campo y su estado se especifican en la siguiente tabla.

<sup>1</sup> HOCOL S.A. Manual de Operación Campo La Cañada Norte, Neiva, 2013.

**Tabla 1.** Pozos perforados Campo La Cañada a agosto de 2013.

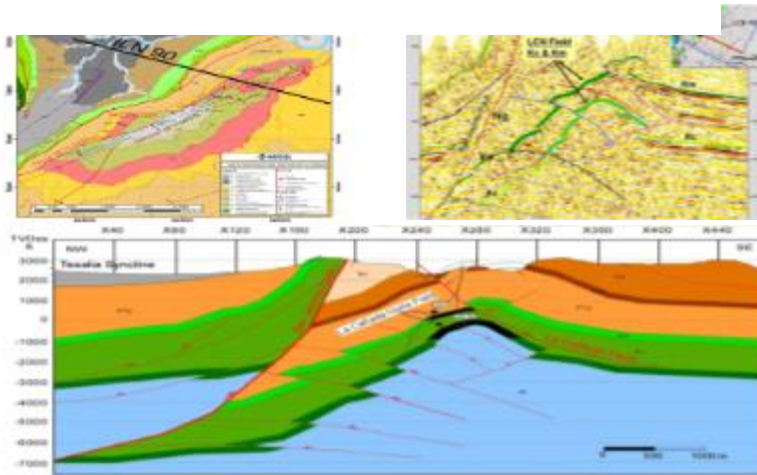
<i>Fase</i>	<i>Pozo</i>	<i>Sistema</i>	<i>Estado</i>	<i>Formación</i>	<i>Plataforma</i>	<i>Profundidad (ft)</i>	<i>Fecha de Perforación</i>	
<b>EXPLORATORIO</b>	LCN-1	Flujo Natural	Operando	Caballos	LCN-1	3300	16-10-06	06-12-06
	LCN-2KC	Flujo Natural	Operando	Caballos	LCN-2KC	3514	14-10-07	15-11-07
	LCN-3KM	ESP	Cerrado	Caballos	LCN-2KC	4880	29-11-07	11-12-07
	LCN- 4	ESP	Operando	Caballos	Plataforma D	3961	26-07-08	15-07-08
	LCN-5 Kc	ESP	Operando	Caballos	Plataforma C	3320	26-06-08	30-07-08
	CUMBIA-1		Abandonado	Caballos	CUMBIA-1		16-01-08	30-03-08
<b>DESARROLLO</b>	LCN-06	Flujo Natural	Operando	Caballos	LCN-1	3580	09-01-10	31-01-10
	LCN-07	Flujo Natural	Operando	Monserate	LCN-32A	4785	06-11-12	13/12/2012
	LCN-08	Flujo Natural	Operando	Caballos	LCN-02	3600	30-11-09	25-12-09
	LCN-09		Cerrado	Caballos	LCN-07	4112	14-08-13	11-09-13
	LCN-10	Flujo Natural	Operando	Caballos	LCN-04	4450	12-07-13	04-08-13
	LCN-11		Stand by	Caballos	LCN-04	3935	06-11-10	06-12-10
	LCN-14	ESP	Operando	Caballos	LCN-32A	3900	27-09-12	13/10/2012
	LCN-24	Inyector	Operando	Caballos	LCN-07	3675	14-02-10	10-03-10
	PCN-1	Exploratorio de agua	Abandonado	Guaduala	PCN-1	492	06-05-10	15-05-10

**Fuente:** HOCOL S.A, Perforación Pozos HOCOL S.A, Bogotá, 2013.

### 1.3 MODELO ESTRUCTURAL

De acuerdo a la interpretación, la estructura del Campo La Cañada Norte, está conformada por un anticlinal con alta compartimentalización, aunque la zona productora fue dividida en cuatro compartimentos, con un posible upside asociado a los bloques perforados por La Cañada Norte 1 (Segmento W) y La Cañada Norte 4 (Bloque 5).

**Figura 3.** Modelo estructural La Cañada Norte.



**Fuente:** HOCOL S.A. Presentación MME, Bogotá, 12 de Abril de 2012.

## 1.4 ASPECTOS GEOLOGICOS

### 1.4.1 Reservorio: Formación Monserrate <sup>2</sup>

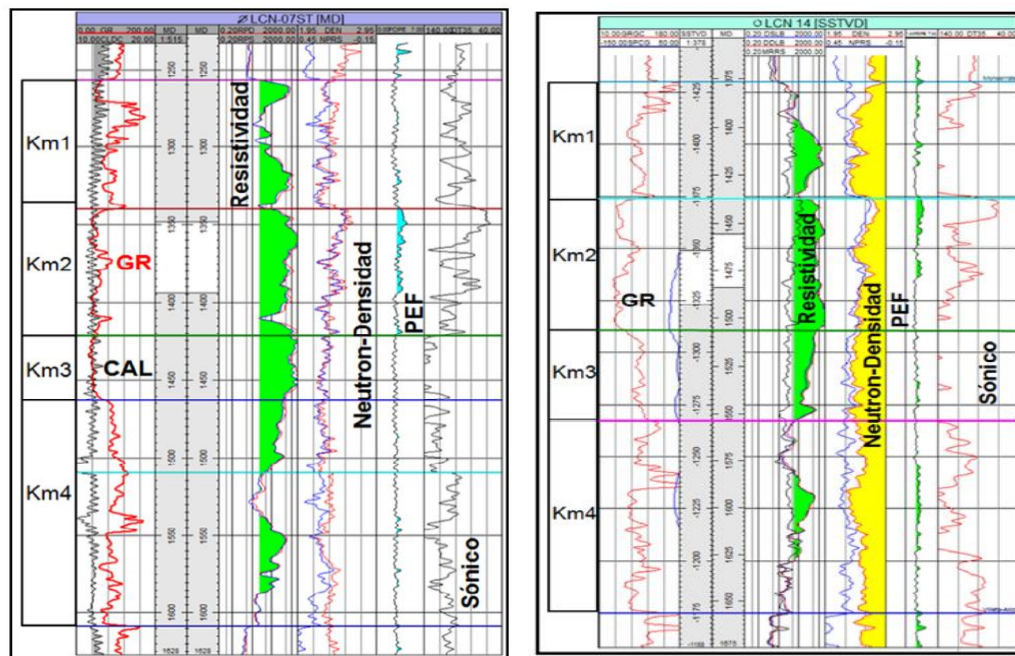
Durante la perforación de los pozos La Cañada Norte 14 y 7M la Formación Monserrate mostró shows de aceite (calificados como buenos), shows de gas con valores que estuvieron entre el 6 y 20% y aparición de aceite en las shakers.

Dentro de la evaluación geológica realizada la Formación Monserrate fue dividida de la misma manera como ha sido definida en el Campo La Hocha, con las unidades operacionales Km1, Km2, Km3 y Km4.

---

<sup>2</sup> HOCOL S.A. Programa de Workover La Cañada Norte 7ST, Bogotá, Agosto 2013.

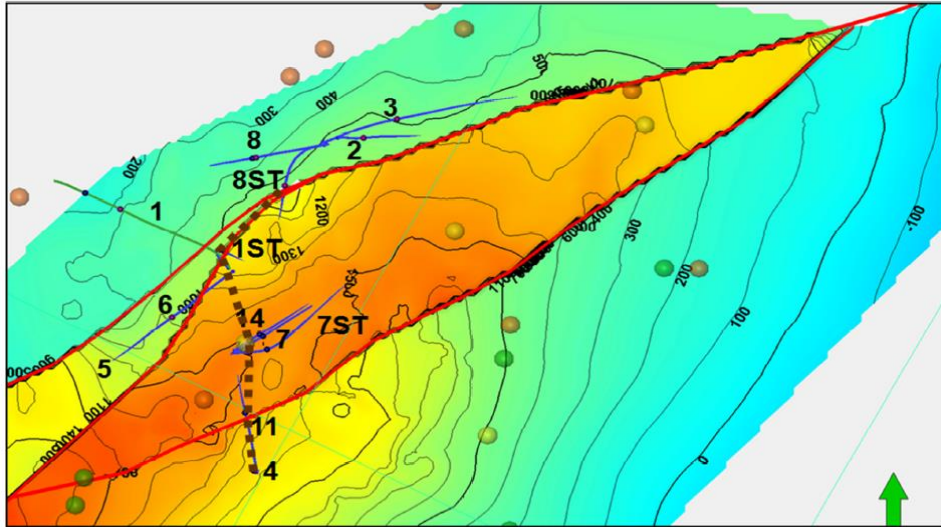
**Figura 2.** Registros de pozo de LCN 07M y LCN 14.



**Fuente:** HOCOL S.A, Programa de Workover La Cañada Norte 7M, Bogotá, Agosto 2013.

La correlación estructural de estos dos pozos muestra que perforaron un compartimiento diferente al de los demás pozos del campo y se interpreta como una estructura tipo "pop up" limitada por fallas que coincide con un prospecto identificado durante la fase exploratoria del bloque que fue denominado Puya.

**Figura 5.** Mapa estructural del Campo La Cañada Norte al tope de la formación Monserrate.



**Fuente:** HOCOL S.A. Presentación MME, Bogotá, 12 de Abril de 2012

En la correlación estructural se puede observar la diferencia en la respuesta de los registros de resistividad entre los pozos La Cañada Norte 7M y 14 versus el 1ST que tuvo prueba de producción en Monserrate y los pozos 4 y 8ST que indican presencia de agua en el mismo intervalo, permitiendo interpretar que adicional a las evidencias observadas durante la perforación y la información de los registros de los pozos, se observa que la respuesta de la resistividad responde a un contenido diferente de fluidos con respecto a los demás pozos del campo.

**Figura 3.** Correlación estructural de los pozos La Cañada Norte 8ST, 1ST, 14, 7M y 4.



**Fuente:** HOCOL S.A. Presentación MME, Bogotá, 12 de Abril de 2012

### 1.5 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO:

En la **Tabla 2** se muestran las características del yacimiento y propiedades del fluido, los cuales son el insumo para aplicar la metodología del análisis nodal expuesta en el capítulo 3 de este proyecto.

**Tabla 1.** Características del yacimiento y propiedades del fluido.

Propiedades del yacimiento	Valor o descripción
Presión de Yacimiento (psia)	581
Presión de Burbuja (psia)	376
Temperatura del reservorio (°F)	86
Permeabilidad promedio (mD)	100
Porosidad promedio	0,13
Saturación de aceite	0,86
Espesor de la formación (ft)	123
Radio del pozo (ft)	0,367
Skin adimensional	2
Mecanismo de producción	Gas en solución
Propiedades del fluido	Valor o descripción
API @ 60°F	29
Rs @ Pb (scf / Bbl)	125
Rs @ 100 psia(scf / STB)	62
Bo @ Pi (RB / STB)	1,069
Bo @ Pb (RB / STB)	1,070
Viscosidad del Aceite @ Pi (cp)	8,195
Viscosidad del Aceite @ Pb (cp)	7,935
Salinidad del agua (ppm)	30000

**Fuente:** HOCOL S.A. Data Campo La Cañada Norte. Características del yacimiento y propiedades del fluido, 2013.

### 1.6 MECANISMOS DE EMPUJE:

La producción inicial de hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de este y normalmente se conoce como producción primaria. El petróleo y

el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar.

Cuando no existe ni acuífero ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional. El uso de gas natural o inyección de agua es llamado producción secundaria y su principal propósito es mantener la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados. Dicha inyección normalmente modifica la presión de rocío y por lo tanto desplaza el diagrama de fases.

Existen otros procesos de desplazamiento llamado recuperación terciaria y mejor referida como recobro realzado (Enhanced Oil Recovery, EOR) los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios resultan inefectivos. Adicional a la adición de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por bajo potencial de recobro. En este caso el término terciario está mal empleado. En algunos yacimientos es ventajoso iniciar un proceso secundario o terciario antes de terminar la producción primaria. En estos casos el término recobro mejorado (improved oil recovery, IOR) se ha convertido en popular y algunos consideran que la diferencia entre EOR e IOR es que esta última involucra un proceso de reingeniería y caracterización del yacimiento.

En muchos yacimientos pueden operar varios mecanismos de producción, pero generalmente predomina uno o dos. Durante la vida del yacimiento la predominancia puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente. Por ejemplo, un yacimiento volumétrico podría producir inicialmente por expansión de fluidos, cuando este se ha depletado lo suficiente la producción hacia los pozos podría deberse a drenaje gravitacional ayudado por un mecanismo de bombeo. Más tarde, un proceso de inyección de agua puede usarse para adicionar mayor empuje a los hidrocarburos. En este caso el ciclo de los mecanismos es expansión-gravitacional y desplazamiento de drenaje.

En general la producción de los yacimientos se debe a los siguientes mecanismos:

1. Hidráulico, cuando se presenta agua proveniente de un acuífero adyacente.
2. Gas en Solución. Los fluidos gaseosos ayudan a producir la fase líquida cuando el gas intenta liberarse del seno del crudo.
3. Capa de gas (No hay distribución uniforme de los fluidos).
4. Expansión líquida y de roca (hasta el punto de burbuja).
5. Gravedad o segregación gravitacional, el cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura.
6. Empuje combinado<sup>3</sup>

---

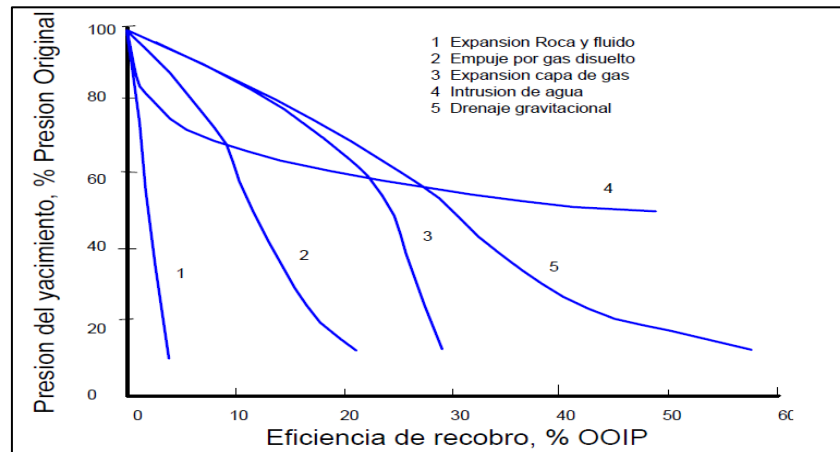
<sup>3</sup>ESCOBAR MACUALO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento, Universidad Surcolombiana, 2012.

**Tabla 2.** Características de los diferentes mecanismos de producción.

Mecanismo	Presión de yacimiento	GOR	$W_p$	Eficiencia	Otros
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y cte	No, excepto alto $S_w$	1-10 % Prm. 3 %	
Gas en solución	Declina rápida y continuo	1o. Alto, incrementa y cae	No, excepto alto $S_w$	5-35 % Prm. 20 %	Requiere bombeo temprano
Capa de gas	Cae lenta y continuo	Crece cont. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40 % Prm. 25% $\alpha >$	Ruptura temprana de gas indica m
Empuje de agua	Permanece alta. P depende de caudal	Permanece bajo si P es alta	Pozos bajos tienen $W_p$ que crece	35-80 % Prm. 50 %	N de BM crece si $We = 0$
Segregac. gravitacional	Declina rápida y continuo	Bajo en form. poco inclinado. Alto en form. inclinadas	Despreciable	40-80 % Prm. 60 %	

**Fuente:** ESCOBAR MACUALO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento, Universidad Surcolombiana, 2012.

**Figura 4.** Eficiencia de recobro % OOIP.



**Fuente:** ESCOBAR MACUALO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento, Universidad Surcolombiana, 2012.

El mecanismo de producción del campo es gas en solución y el sistema de recobro secundario más adecuado es la Inyección de agua.

### 1.7 POZOS Y METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL:

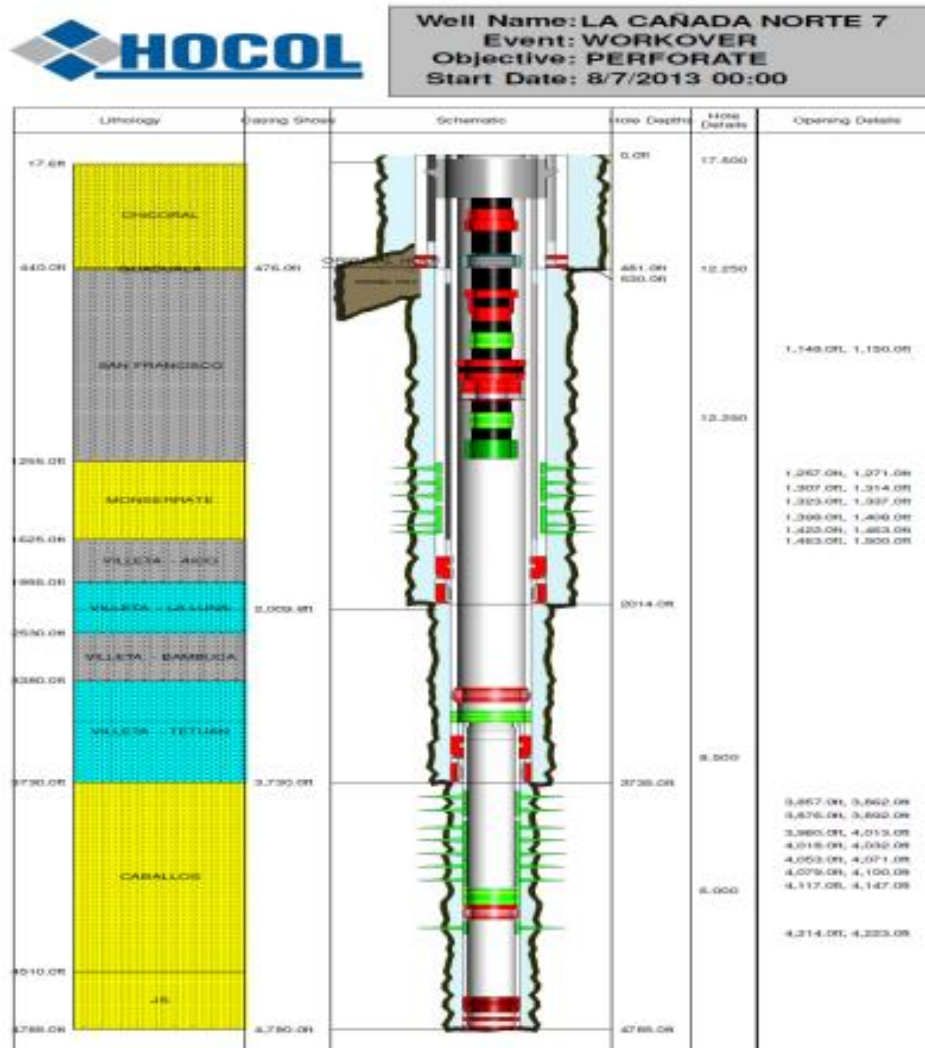
EL Campo La Cañada Norte (LCN) actualmente cuenta con un total de diez (10) pozos productores, de los cuales cinco (05) se encuentran en flujo natural (NF) representando el 50% de la totalidad, los pozos restantes utilizan sistema de levantamiento artificial por Bombeo electro sumergible (BES) equivalente al 40% y Bombeo Mecánico (BM) equivalente al 10%.

**Tabla 3.** Pozos y métodos de levantamiento artificial.

MECANISMO DE PRODUCCIÓN	POZO
F.N.	LCN-01
F.N.	LCN-02
ESP	LCN-03
ESP	LCN-04
ESP	LCN-05
ESP	LCN-06
F.N.	LCN-07M
F.N.	LCN-08
F.N.	LCN-10
BM.	LCN-14

**Fuente:** HOCOL S.A. Potencial operativo LCN, Neiva, Diciembre de 2014.

**Figura 5.** Estado Mecánico LCN-07M. Pozo en flujo Natural.



**Fuente:** HOCOL S.A. Estado Mecánico Pozo LCN-07M, Bogotá, 2013.

### 1.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE:

Desde el punto de vista operacional, el manejo de orgánicos, en los diferentes pozos, en flujo natural y con ALS, es uno de los principales focos de atención en esta operación. A pesar de contar con unas facilidades tempranas se tiene un cumplimiento 100 % de condiciones de venta, el trasiego y recepción de este crudo en el campo LH, ha permitido apalancar la operación del Oleoducto La

Hocha-Los Mangos, cumpliendo con parámetros de venta acorde al reglamento del Oleoducto.

Dentro de los proyectos claves desarrollados por la compañía HOCOL S.A se tiene la campaña de perforación, construcción de CPF, programa de inyección de agua con captación en la quebrada la motilona.

### **1.9 FACILIDADES TEMPRANAS LA CAÑADA NORTE<sup>4</sup>:**

Las instalaciones de producción de las facilidades Tempranas La Cañada Norte están compuestas, básicamente, de lo siguiente:

- Múltiple de recibo.
- Separador General.
- Sistema de prueba de pozos: Separador de prueba y tanques verticales de prueba (LCN-ABJ-101, LCN-ABJ-107, LCN-ABJ-108, LCN-ABJ-109).
- Sistema de Calentamiento: 2 calderas una operativa y una en stand by (LCN-NAC-101 y LCN-NAC-102), 2 intercambiadores de calor (LCN- MAP-101 y LCN-MAP-102).
- Sistema de lavado para desalado: mezclador, bomba de 6,6 HP, dos tanques horizontales de 500 bbls para almacenamiento de agua dulce, cargadero con su respectiva bomba de 6,6 HP.
- Sistema de tratamiento para deshidratación: tres Gun barrels (LCN-ABK-101, LCN-ABK-102 y LCN-ABK-103).
- Sistema de bombeo de producción a tanques de almacenamiento verticales: dos tanques horizontales (LCN-ABE-101 y LCN-ABE-102), dos bombas de 10 HP.
- Sistema de almacenamiento: 5 tanques verticales (LCN-ABJ-102, LCN-ABJ-103, LCN-ABJ-104, LCN-ABJ-105 y LCN-ABJ-106), 4 tanques

---

<sup>4</sup> HOCOL S.A. Manual de Operaciones Campo La Cañada Norte, Neiva, 2013.

verticales de prueba (LCN-ABJ-101, LCN-ABJ-107, LCN-ABJ-108, LCN-ABJ-109). Cada Tanque con capacidad para 500 bbls.

- Sistema de bombeo a carro tanques: dos bombas más back up de 10 HP cada una y cargadero con cuatro bahías.
- Sistema para manejo de agua de producción: skimmer, bomba de 6,6 HP y dos tanques de almacenamiento horizontales de 500 bbls (LCN-ABE-101 y LCN-ABE-102), cargadero con su respectiva bomba de 6,6 HP.
- Sistema de suministro de aire: dos compresores de 3 HP cada uno.
- Sistema de almacenamiento de agua potable.
- Sistema de comunicación satelital voz y datos: compuesto de dos puntos de internet y una línea telefónica
- Caseta oficina
- Caseta laboratorio
- Caseta bodega
- Sistema de generación: dos generadores de 375 Kw cada uno, insonorizados y sistema de almacenamiento de combustible de 4000 gal.
- Sistema de iluminación perimetral: compuesto de 10 postes y 20 lámparas de 400 Vatios cada una.
- Sistema de protección de descargas atmosféricas: compuesto de un pararrayos.


Las facilidades Tempranas La Cañada Norte han sido diseñadas y construidas para manejar eficientemente la producción de los actuales pozos productores del Campo La Cañada.

### **1.10 HISTORICO DE PRODUCCIÓN**

La producción actual de la formación Monserrate en el campo La Cañada Norte es de 220 BFPD, 220 BOPD presentando un corte de agua promedio de 0,1; la producción de gas es de 44,000 FCSD.

**Figura 6.** Potencial operativo Campo La Cañada Norte. Formación Monserrate.

ASOCIACION SAN JACINTO RIO PAEZ  
CAMPO LA CAÑADA NORTE



POTENCIAL OPERATIVO LCNM										DICIEMBRE DE 2014				
SISTEMA	HZ	GLPM / RECORRIDO	Batería	ITEM	WELL	CHOQUE	BFPD	BS&W (%)	BOPD	Diferencia Potencial Operativo - Pronostico de Yacimientos	G.O.R.	THP	CHP	GAS
F.N.			LA CAÑADA NORTE	7	LCN-07M	24/64"	220	0,10	220	220	200	75	N/A	44.000
<b>SUB-TOTALES LA CAÑADA NORTE MONSERRATE</b>							<b>220</b>	<b>0,10</b>	<b>220</b>	<b>220</b>	<b>200</b>			<b>44.000</b>
POZOS FACILIDAD LA CAÑADA NORTE MONSERRATE F.N. = 1														
POTENCIAL OPERATIVO LA CAÑADA NORTE MONSERRATE = 220 BOPD														
POTENCIAL GAS = 44.000 FCSD														
POTENCIAL AGUA = 0 BWPD														

**Fuente:** HOCOL S.A. Potencial operativo Campo La Cañada Norte, Neiva, Diciembre de 2014.

## 2. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal<sup>5</sup> es una herramienta que nos permite evaluar y simular un sin número de parámetros, de nuestro interés podemos señalar los siguientes:

- Determinar el daño
- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.
- Determinar los sistemas de levantamiento y las facilidades de superficie.

### 2.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

---

<sup>5</sup> CARVAJAL, Holger Javier. Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el Campo FANNY 18B operado por ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD: Ecuador, 2012.

## **2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL:**

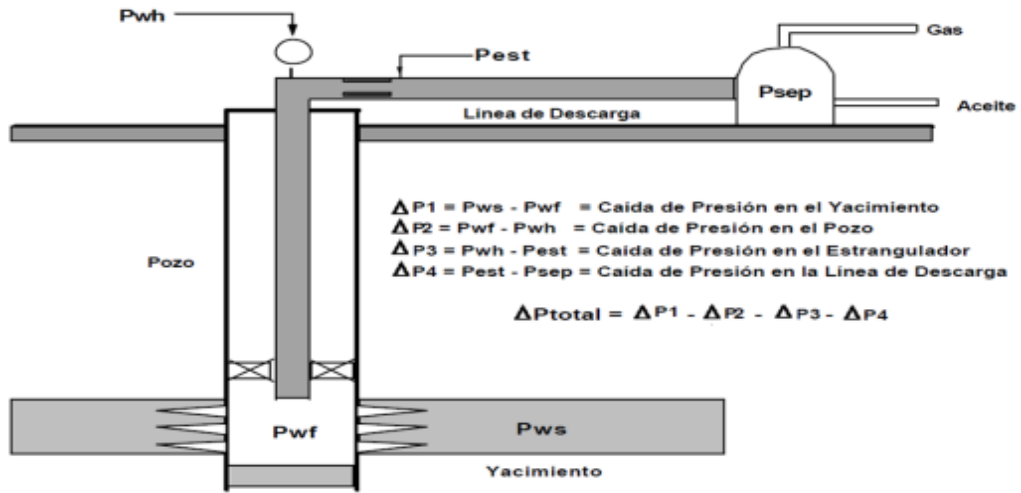
El procedimiento del análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes como en pozos que cuentan con un sistema artificial de producción, debido a las necesidades energéticas, y a los incentivos derivados del precio de los hidrocarburos.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para pronosticar el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 6). Entonces, variando el caudal y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

**Figura 7.** Componentes básicos del sistema de análisis nodal.



**Fuente:** CARREÓN SIERRA, Roberto. Diseño conceptual de la infraestructura de explotación del campo costero, et al 2002, 4,8. Disponible en [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mip/carreon\\_s\\_r/capitulo4.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf)

### 2.3 PUNTOS DE ANÁLISIS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (Pws) y la presión de separación en la superficie (Psep).

Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida.

Los resultados del análisis del sistema no solamente permitirán la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino que también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento. Por lo tanto, el resultado neto es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos claves del sistema:

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

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total de una propuesta, dando así una solución confiable.

Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada.

### **3. METODOLOGIA PARA APLICAR LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE, MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL.**

Con la finalidad de identificar las restricciones de flujo y proponer las condiciones que permitan optimizar la producción, mejorar la eficiencia de flujo, definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de producción, así como pronosticar el comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación, se plantea realizar el Análisis Nodal utilizando la herramienta wellflo™, el cual es un software de análisis que nos permite diseñar, modelar, optimizar e identificar restricciones en el sistema de producción, desde fondo de pozo, red de recolección y condiciones de separación, ya sean en pozos en flujo Natural (NF) o con sistema de levantamiento Artificial (ALS).

Es necesario mencionar que se tomó la decisión de emplear los nodos para aplicar análisis nodal, el punto medio de las perforaciones y el cabezal del pozo para evaluación del sistema; lo cual permite observar el comportamiento de la producción teniendo en cuenta los siguientes parámetros para sensibilizarlos, diámetro de la tubería de producción, diámetro del choque la variación de la presión en cabeza y los diámetros de las líneas de producción.

Para hacer sistemática la aplicación de la técnica de análisis nodal al pozo LCN-7M, la metodología propuesta está dividida en secciones que corresponde a:

- Recopilación y análisis de la información del pozo. Es conveniente realizar una selección de la información en función de la data necesaria para desarrollar el estudio.

- Selección del pozo candidato al que se les aplicará el estudio. Se evaluará el pozo que dispongan de la información requerida para utilizar el simulador Wellflo™
- Utilización del simulador Wellflo™ para obtener el comportamiento detallado del sistema de producción del pozo LCN-7M. Se realiza la construcción del modelo, la carga de data y los respectivos ajustes de las propiedades del fluido.
- Optimización del sistema de producción utilizando el simulador Wellflo™, aplicándolo a los nodos funcionales, el punto medio de las perforaciones (diámetro del tubing) y el cabezal del pozo (presión de cabeza y diámetro de las líneas de flujo).
- Aplicación del estudio y análisis de resultados para el pozo LCN-07M, redes de recolección y condiciones de separación; realizando la respectiva interpretación y de esta manera establecer las recomendaciones.
- Estudio económico para evaluar la viabilidad (costo/beneficio) de implementar los cambios posibilitando eliminar las restricciones y optimizar el sistema de producción.

### **3.1 RECOPIACION Y ANALISIS DE INFORMACION:**

Para desarrollar el estudio integrado, se recopiló la información necesaria y requerida por el software de simulación Wellflo™. La información fue obtenida de varias fuentes como libros de pruebas, profesionales del área de yacimientos y operaciones de HOCOL S.A; una vez analizada, se organizó de la siguiente forma:

- Pozo y tipo de flujo

- Productor
- Método de levantamiento Artificial
- Parámetros del fluido.
  - Gravedad API del crudo
  - Gravedad específica del crudo
  - Gravedad específica del gas
  - Gravedad específica del agua
  - Salinidad del agua
- Pruebas PVT
- Historial de producción
- Historial de fallas
- Información de Yacimiento.
  - Presión estática,  $P_s$
  - Presión de fondo fluyendo,  $P_{wf}$
  - Temperatura del yacimiento
  - Permeabilidad
  - Profundidad media perforaciones
  - Radio del pozo
  - Corte de agua
  - Relación gas/crudo
  - Geometría del área de drenaje
    - Forma de drenaje
    - Radio externo
    - Área de drenaje
  - Permeabilidad relativa
- Pozo, desviación y equipo de subsuelo.
  - Estado mecánico
  - Tubing
  - Revestimiento

- Restricciones
- Survey
- Datos de superficie.
  - Terreno
  - Equipo de superficie
  - Longitudes y diámetros de las líneas de flujo
  - Presión y temperatura del separador.

### **3.2 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO**

Para el caso de este estudio, el análisis nodal será aplicado al pozo LCN- 7M cuya producción está asociada a la formación Monserrate; es importante resaltar que resulta atractivo hacer una evaluación del sistema de producción aplicando la metodología del análisis nodal, contribuyendo a estudios posteriores y a la toma de decisiones.

### **3.3 PROCEDIMIENTO USADO PARA LA SIMULACION EN Wellflo™**

Una vez recolectada y validada la data, se procede a la etapa de simulación del pozo en estudio. Para lograr esto se utilizara el simulador Wellflo™, el cual reproduce el comportamiento de cada pozo por separado; para futuros estudios se establecen fases para la simulación:

- Carga de la data para la simulación.
- Cotejo del comportamiento actual del pozo.
- Calibración de las propiedades del fluido.
- Calibración de la correlación de flujo multifásico

- Sensibilización a presión de fondo fluyendo
- Modelo en superficie.

### 3.3.1 Cotejo del comportamiento actual del pozo

En esta etapa se inicia la incorporación de la información y el uso del software “Wellflo™”.

Para el desarrollo es necesario conocer un test point, el cual se define como el valor de caudal Q (STB/día), asociado a un valor de Pwf (psi), el test point del pozo candidato fue tomado de los reportes de producción del Campo La Cañada Norte. En la tabla 5 se define el test point del caso base que se desarrollara con el pozo LCN-7M para ilustrar el procedimiento.

**Tabla 4.** Test Point LCN- 7M.

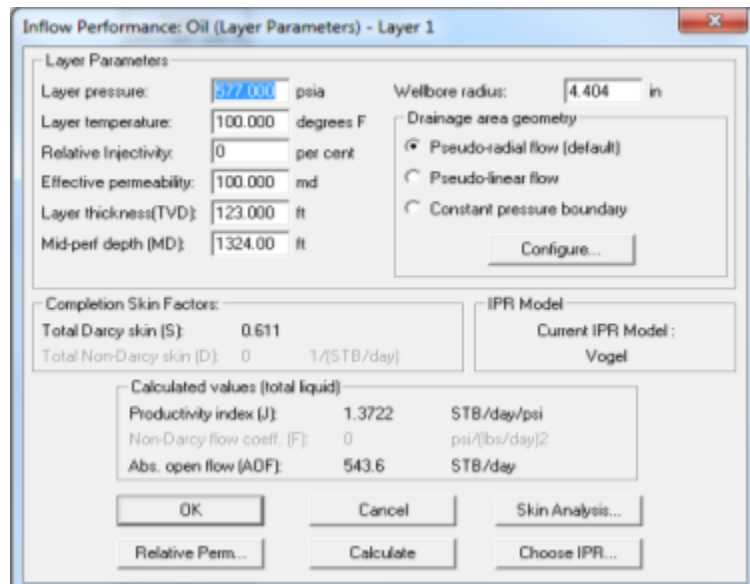
POZO	FECHA	BFPD	BSW (%)	BOPD	Pwf (psi)
LCN-07M	Noviembre 16 de 214	220	0,03	220	297

**Fuente:** HOCOL S.A. Informe de pruebas por pozo, Noviembre 2014.

### 3.3.2 Carga de la data para la simulación

**Parámetros del Yacimiento:** Por medio de la opción Layer Parameter se ingresa: presión, temperatura, permeabilidad efectiva, Espesor neto de arena, punto medio de los perforados, etc. Ver figura 11.

**Figura 8.** Visualización de los parámetros del yacimiento en la ventana de layer parameter.



**Fuente:** Software Wellflo™

**Parámetros del fluido y estimación de las propiedades PVT del fluido con las correlaciones adecuadas:** En la opción Oil Fluid parameter se ingresa: datos del fluido producido (API, Gravedad específica del gas, salinidad del agua, gravedad específica del agua, etc. Ver figura 12.

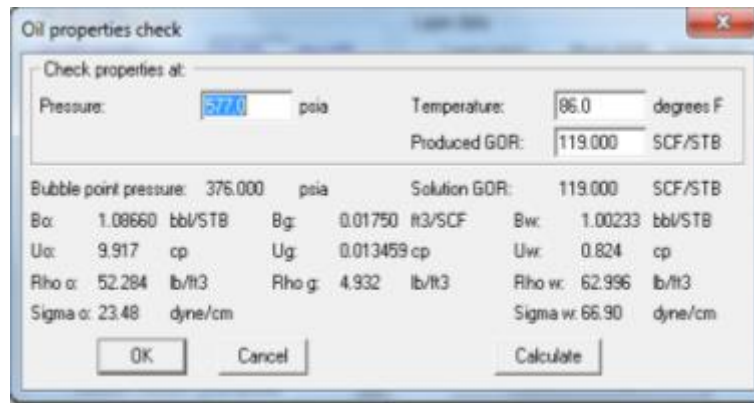
**Figura 9.** Visualización de la incorporación de los parámetros del fluido en Wellflo™.



**Fuente:** Software Wellflo™

**Calibración de las propiedades del fluido.** Se procede a ingresar en la sección “Data Preparation”, seleccionar en “Reservoir Control” y dependiendo de la propiedad (Presión de burbuja (Pb), Factor volumétrico del crudo (Bo), viscosidad del crudo ( $\mu_o$ ), viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) y el Factor de Compresibilidad del gas (Z)); Se selecciona una correlación y se pulsa el botón “Check”, para verificar cada una. Ver figura 13.

**Figura 10.** Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™.



**Fuente.** Software Wellflo™

Al realizar una comparación y determinación del porcentaje de error entre las propiedades PVT y las calculadas por el Wellflo™ mediante correlaciones, se obtiene lo siguiente:

**Propiedades PVT: Punto de burbuja (Pb), Relación de gas en solución (Rs), Factor volumétrico del aceite (Bo).**

**Tabla 6.** Comparación de las principales propiedades PVT y las calculadas por medio del Wellflo™.

PROPIEDAD	PVT	WELLFLO					
		GLASO	LASATER	STANDING	VASQUEZ-BEGGS	PETROSKY-FARSHAD	MACARY
Punto de burbuja Pb (Psi)	376	376	374,953	376	376	376	696,856
Relación de gas en solución Rs @ Pb (scf/bbl)	125	119	119	119	119	119	96,798
Factor volumétrico del aceite Bo @Pb (bbl/stb)	1,07	1,086	1,085	1,085	1,084	1,068	1,115

**Fuente:** HOCOL S.A, Reservoir fluid study for Hocol La Cañada Norte 7M, Core Laboratories, Colombia, Noviembre de 2013.

**Tabla 5.** Determinación del ERROR (%)

PROPIEDAD	ERROR (%)					
	GLASO	LASATER	STANDING	VASQUEZ-BEGGS	PETROSKY-FARSHAD	MACARY
Punto de burbuja Pb (Psi)	0	0,278	0	0	0	85,334
Relación de gas en solución Rs @ Pb (scf/bbl)	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	22,561
Factor volumétrico del aceite Bo @Pb (bbl/stb)	1,551	1,494	1,452	1,281	0,168	4,181

### Propiedades PVT: Viscosidad del aceite $\mu$ (cp)

**Tabla 6.** Comparación de viscosidad del aceite en el PVT y las calculadas por medio del Wellflo™.

PROPIEDAD	PVT	PROPIEDAD EN WELLFLO			
		BEAL +CHEW ET AL	BEGGS ET AL	ASTM+ CHEW ET AL *	ASTM+BEGGS ET AL *
Viscosidad del aceite $\mu$ (cp)	8,1954	9,917	8,1	7,445	4,853

**Fuente:** HOCOL S.A. Reservoir fluid study for Hocol La Cañada Norte 7M, Core Laboratories, Colombia, Noviembre de 2013.

**Tabla 7.** Determinación del ERROR (%). Viscosidad del aceite.

PROPIEDAD	ERROR (%)			
	BEAL +CHEW ET AL	BEGGS ET AL	ASTM+ CHEW ET AL *	ASTM+BEGGS ET AL *
Viscosidad del aceite $\mu$ (cp)	21,00690631	1,16406765	9,156356	40,7838544

### Propiedades PVT: Viscosidad del gas $\mu$ g (cp)

**Tabla 8.** Comparación de viscosidad del gas en el PVT y las calculadas por medio del Wellflo™.

PROPIEDAD	PVT	PROPIEDAD EN WELLFLO	
		CARR ET AL	LEE ET AL
Viscosidad del gas $\mu$ g (cp)	0,0113	0,013669	0,013459

**Fuente:** HOCOL S.A. Reservoir fluid study for Hocol La Cañada Norte 7, Core Laboratories, Colombia, Noviembre de 2013.

**Tabla 9.** Determinación del ERROR (%). Viscosidad del gas.

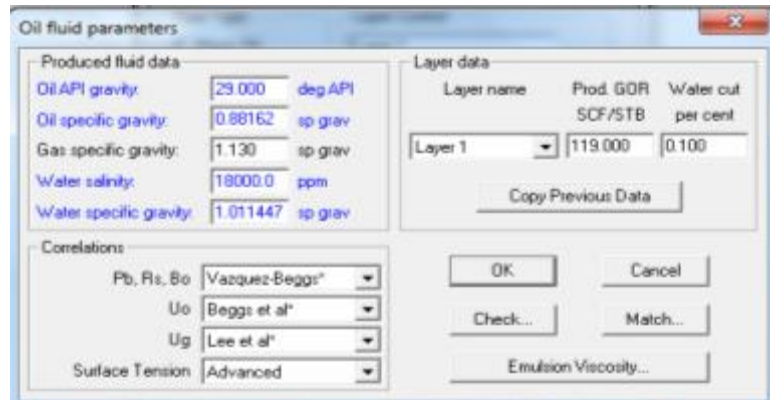
PROPIEDAD	ERROR (%)	
	CARR ET AL	LEE ET AL
Viscosidad del gas $\mu\text{g}$ (cp)	20,96460177	19,10619469

Las correlaciones que se recomiendan utilizar para la determinación de las propiedades PVT del campo la Cañada Norte son:

**Tabla 10.** Correlaciones.

PROPIEDAD	PVT
Punto de burbuja $P_b$ (Psi)	Vasquez-Beggs
Relación de gas en solución $R_s @ P_b$ (scf/bbl)	Vasquez-Beggs
Factor volumétrico del aceite $B_o @ P_b$ (bbl/stb)	Vasquez-Beggs
Viscosidad del aceite $\mu_o$ (cp)	Beggs et al
Viscosidad del gas $\mu_g$ (cp)	Lee et al

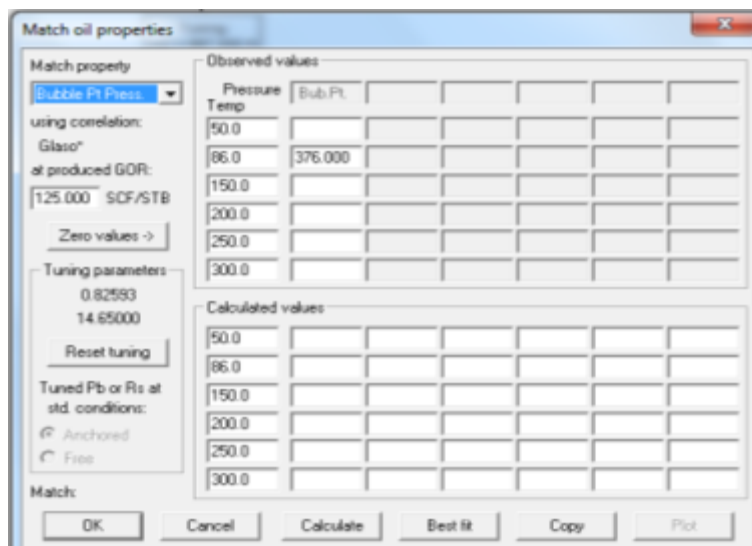
**Figura 11.** Correlaciones en Wellflo™.



**Fuente:** Software Wellflo™

Posteriormente, se ingresa el verdadero valor de la presión de burbuja en la sección “Match”, utilizando el Rsi y temperatura del PVT representativo, y posteriormente “Best Fit” para ajustar la correlación seleccionada y reproducir el valor real de Presión de burbuja (Wellflo™ marcará con un asterisco la correlación ajustada).

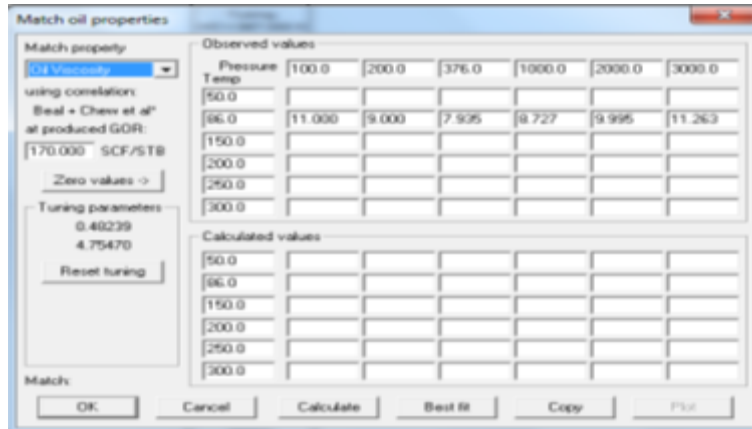
**Figura 12.** Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™.



**Fuente:** Software Wellflo™

Similarmente para el resto de las propiedades (Factor volumétrico del crudo ( $B_o$ ), viscosidad del crudo ( $\mu_o$ ), viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) y Factor de Compresibilidad del gas ( $Z$ )), se seleccionan las correlaciones adecuadas y luego se ajustan siguiendo el mismo procedimiento.

**Figura 13.** Visualización de la calibración de las propiedades del fluido en Wellflo™.



**Fuente.** Software Wellflo™

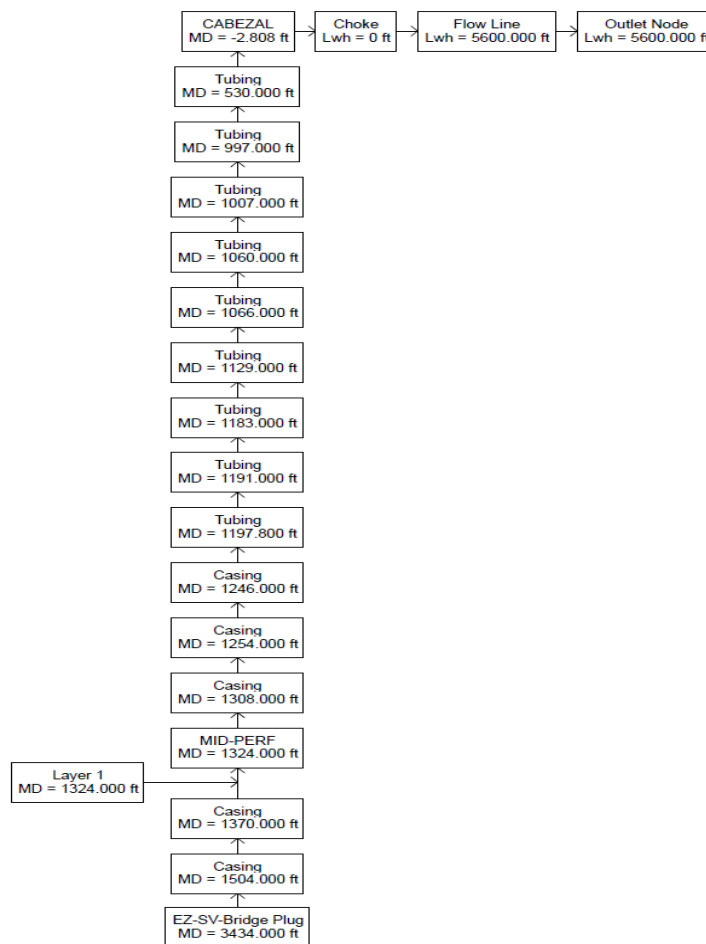
**Datos del pozo:** Se define de forma gráfica el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta el separador, definiendo las restricciones al flujo existente en el diseño de tuberías de producción (Tipo de pozo, desviación, completamiento, equipo, etc.). Ver figura 17 y Figura 18.

**Figura 14.** Visualización de la incorporación de los datos del pozo.

MD (ft)	OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
1197.000	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.184	90.000	Tubing	Tubing
1308.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		89.399	Casing	Casing
1324.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		89.312	Casing	MID-PERF
1370.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		89.061	Casing	Casing
1504.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		88.330	Casing	Casing
3434.000	7.000	29.338	6.184	0.00120		88.041	Casing	EZ-SV Bridge Plug

**Fuente.** Software Wellflo™

**Figura 15.** Visualización del esquema simulador del pozo.



**Fuente:** Software Wellflo™

**Graficar curva IPR:** Teniendo en cuenta que ya se han ingresado los datos de yacimiento y fluido, es posible conocer la capacidad de aporte de la formación, IPR.

Para la determinación de la IPR el simulador Wellflo™ cuenta con los modelos: Straight Line, Vogel, Fetkovich, Norm. Pseudo Pressure, Norm. Pseudo pressure (external).

Staight Line: Este utiliza un índice de productividad constante (J), suponiendo que el flujo de entrada es directamente proporcional al Drawdown.<sup>6</sup>

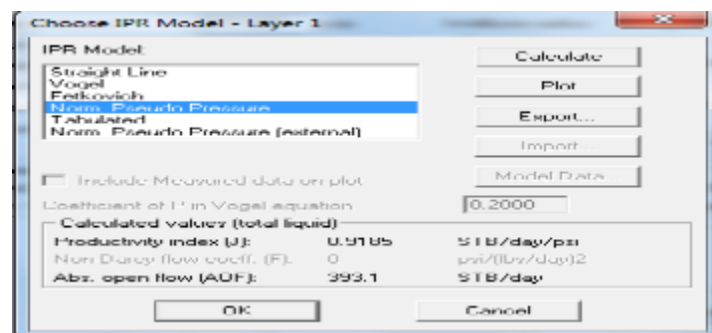
Fetkovich: demostró que los pozos de petróleos, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de influjos similares.

Vogel: Estimar curvas IPR a distintos estados de agotamiento del yacimiento fue realizado por Vogel en 1967 basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución.<sup>7</sup>

Norm. Pseudo Pressure: Este incorpora las propiedades del fluido de cada fase - petróleo, gas (por debajo del  $P_b$ ) y agua, las permeabilidades relativas ( $k_{ro}$ ,  $k_{rg}$ ,  $k_{rw}$ ) de cada fase en la saturación apropiada, toda el rango de presiones desde la atmosférica hasta la presión de la capa. El valor de (J) se calcula <sup>6</sup>

Norm. Pseudo pressure (external): Se utiliza para importar un archivo de Pseudo-presión normalizada generada externamente en formato \* .psp2 \* .psp<sup>6</sup>.

**Figura 16.** Modelo IPR.



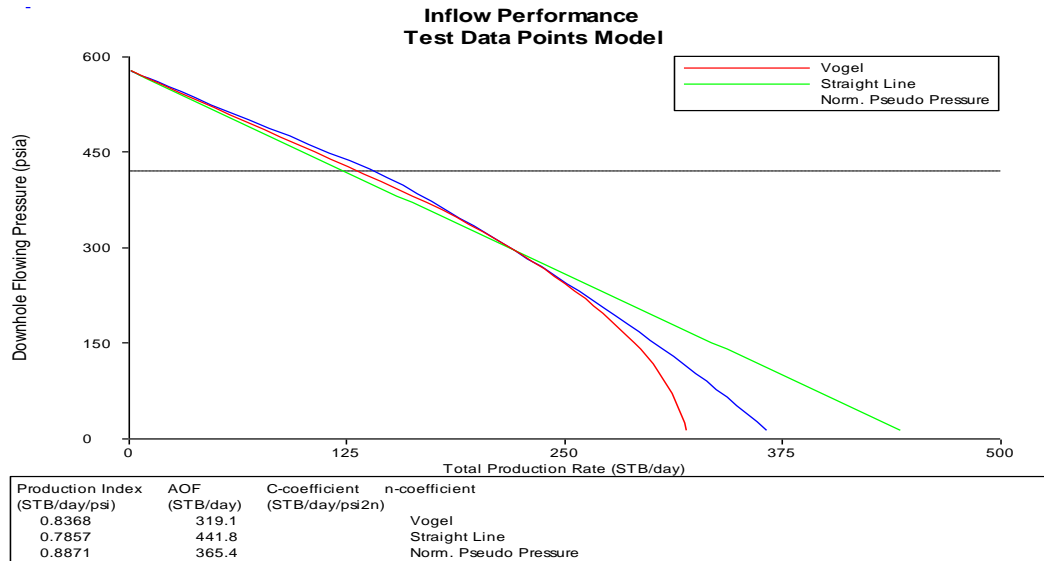
**Fuente:** Software Wellflo™

<sup>6</sup> Wellflo™

<sup>7</sup> ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Workshop International, Lima, 2008.

Luego de realizar las diferentes simulaciones utilizando los cuatro primeros modelos, se determinó que el modelo más apropiado es el de Vogel teniendo en cuenta el ajuste de los datos de producción.

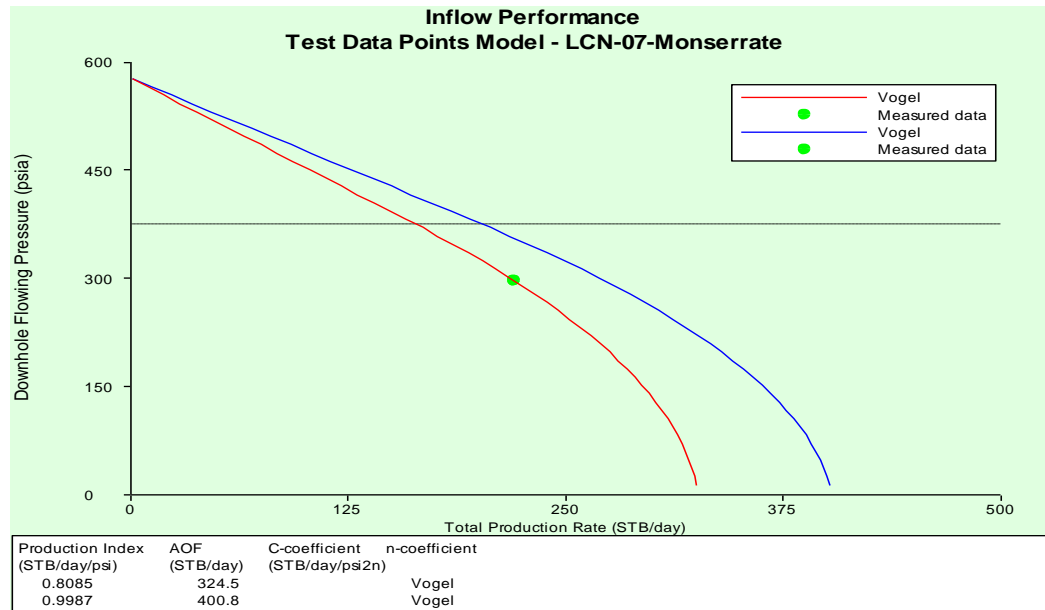
**Figura 17.** Curva IPR para el pozo LCN-7M.



**Fuente.** Software Wellflo™

Como se observa en la figura 21, el pozo se encuentra produciendo por debajo del punto de burbuja (saturado); a condiciones de yacimiento el pozo presenta un IP (Índice de Productividad) de 0.9987 STB/day con un AOF de 400.8 STB/day, mientras que a condiciones reales (Test Point) presenta un IP (índice de productividad) de 0.8085 STB/day con un AOF de 324.5 STB/day.

**Figura 18.** IPR teórica (azul) y real Pozo (roja) LCN-07M.



**Fuente.** Software Wellflo™

### 3.3.3 Calibración de la correlación de flujo multifásico en tuberías.

Para tener en cuenta las pérdidas de fricción generadas en el recorrido del fluido desde el fondo hasta cabeza de pozo, Wellflo™ permite evaluar la caída de presión, con diferentes correlaciones para el cálculo de pérdidas de presión por fricción en tuberías. Se pueden graficar varias correlaciones para observar cual modela mejor el comportamiento de las perdidas por fricción del pozo. El parámetro de comparación que utiliza el software son los datos de gradiente de presión y temperatura, los cuales se obtuvieron de un gradiente dinámico a diferentes profundidades del pozo LCN-7M.

**Figura 19.** Gradiente Dinámico.

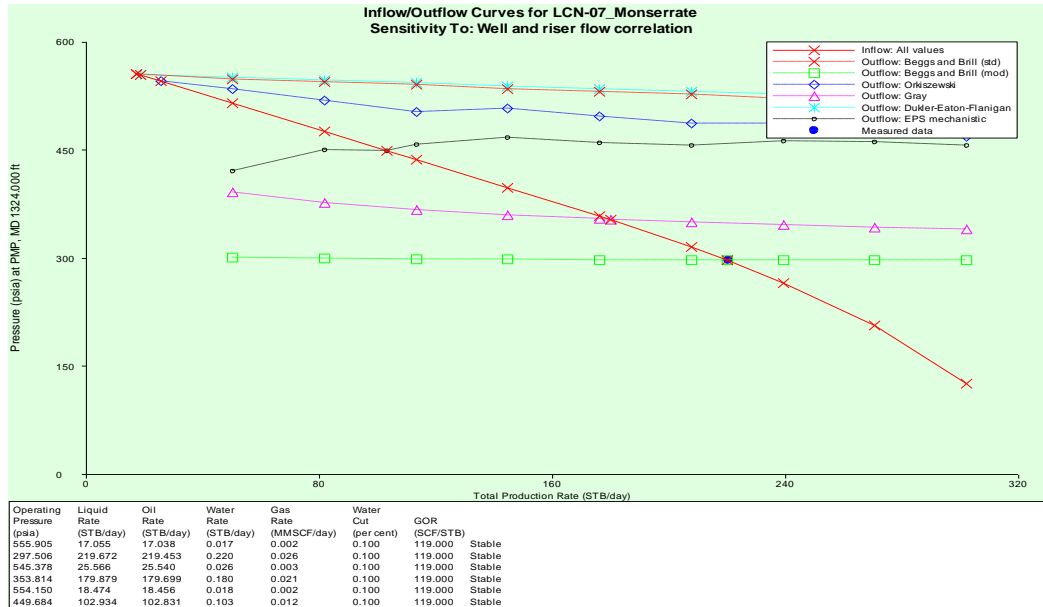
PROF. MD (FT)	PROF. TVD (FT)	Δ PROFUNDIDAD (FT)	PRESIÓN (psia)	TEMPERATURA (F)	Δ PRESIÓN (psia)	GRADIENTE DE PRESIÓN (psia/ft)
1157,000	1143,98		549,03	87,331		
648,500	648,32	495,66	371,387	83,472	177,64	0,358
148,500	148,47	499,85	279,375	81,637	92,01	0,184
0,000	0	148,47	278,356	81,71	1,02	0,007

DEPTH FT (MD)	Presión Final (psia)	Temperatura (F)
1157	549,03	87,331

**Fuente.** HOCOL S.A, Toma de gradiente dinámico, LCN 07M, PBU, Campo La Cañada Norte, 25 de febrero de 2014.

La correlación para el caso específico de LCN-7M que mejor modelo el comportamiento fue la de Beggs and Brill (mod), como se observa en la figura 23.

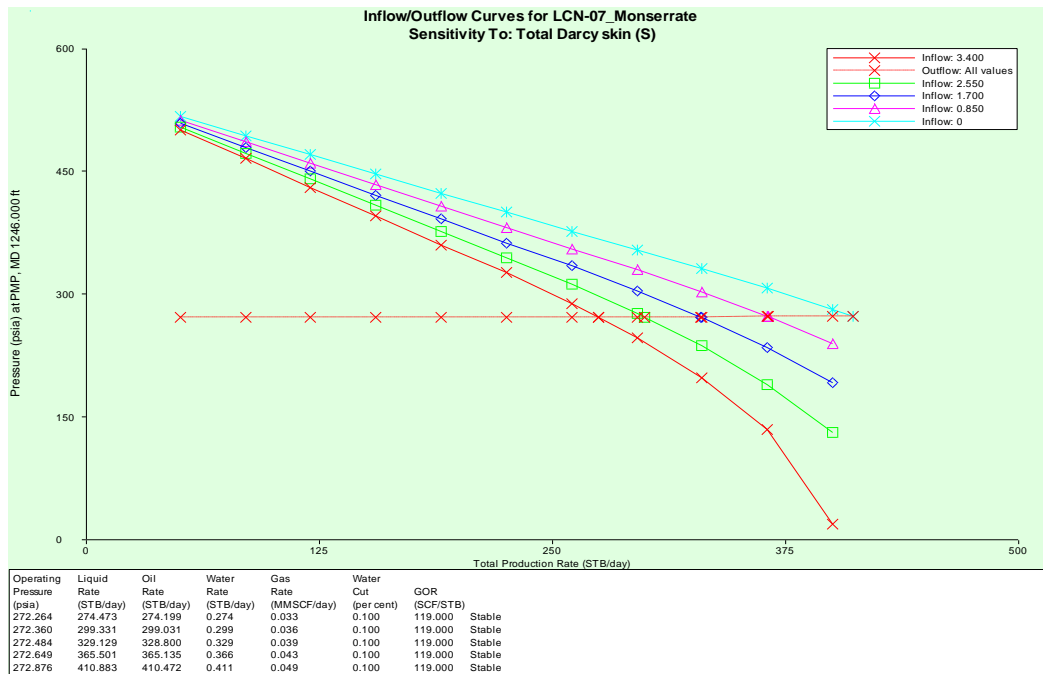
**Figura 20.** Visualización de la selección de la correlación de flujo multifásico en tuberías.



**Fuente.** Software Wellflo™

**Selección del nodo solución:** Con la opción Nodal Análisis se determina el nodo solución según los parámetros que se desee analizar. En este proyecto se escogió como nodo solución el fondo del pozo esperando observar la variación al remover el daño.

**Figura 21.** Efecto al remover el daño al Pozo LCN-07M.



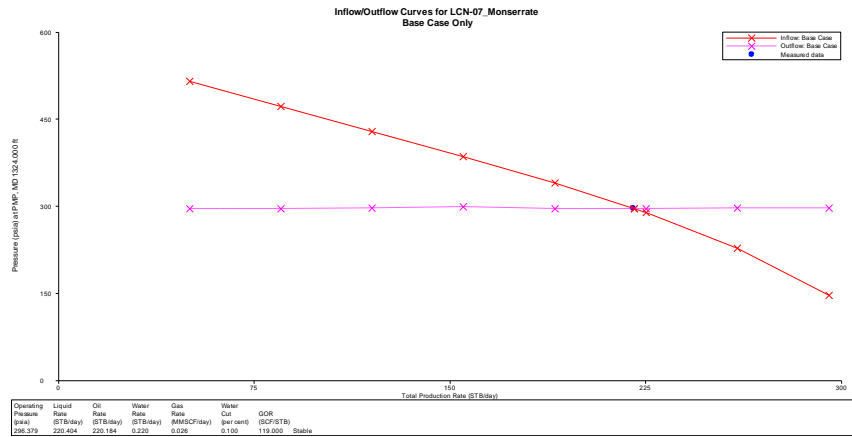
**Fuente.** Software Wellflo™

Como se observa en la figura 24 a medida que se remueve el daño de formación aumenta el caudal de producción significativamente.

**Inflow y outflow:** Se grafica el Inflow y Outflow verificando que el punto donde se cruzan las dos curvas sea similar al test point proveniente de la prueba de producción.

Como se observa en la figura 25, el test point se asemeja al esperado, lo que indica que la simulación esta correcta.

**Figura 22. Inflow y outflow para el pozo LCN-7M.**

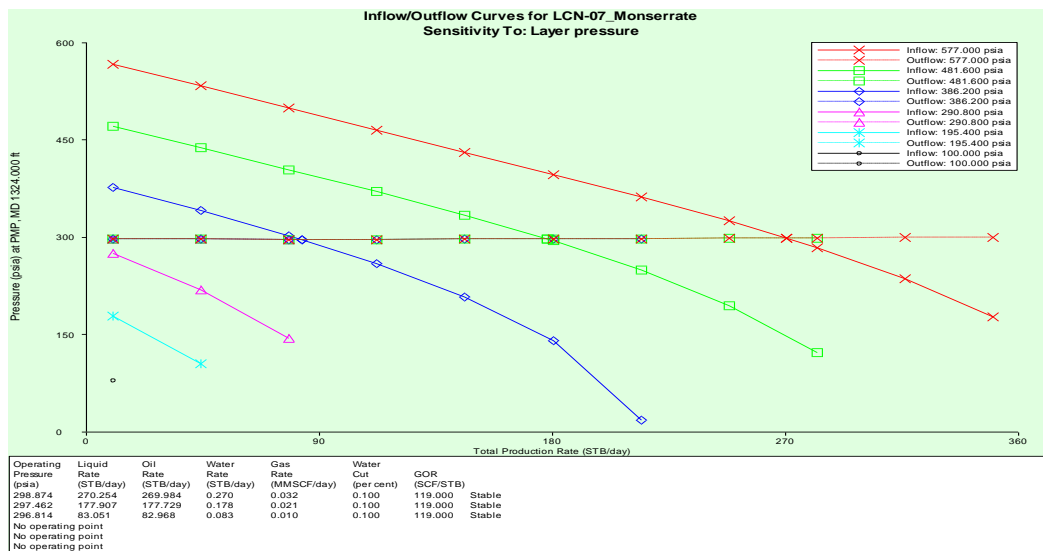


Fuente. Software Wellflo™

### 3.3.4 Sensibilización a presión de fondo fluyendo

Al realizar la sensibilización de la presión, se obtiene que la presión de fondo fluyendo (pwf) a la que el pozo dejara de fluir naturalmente es 291 psi, siendo necesario implementar sistema de levantamiento artificial (ALS). Ver figura 26.

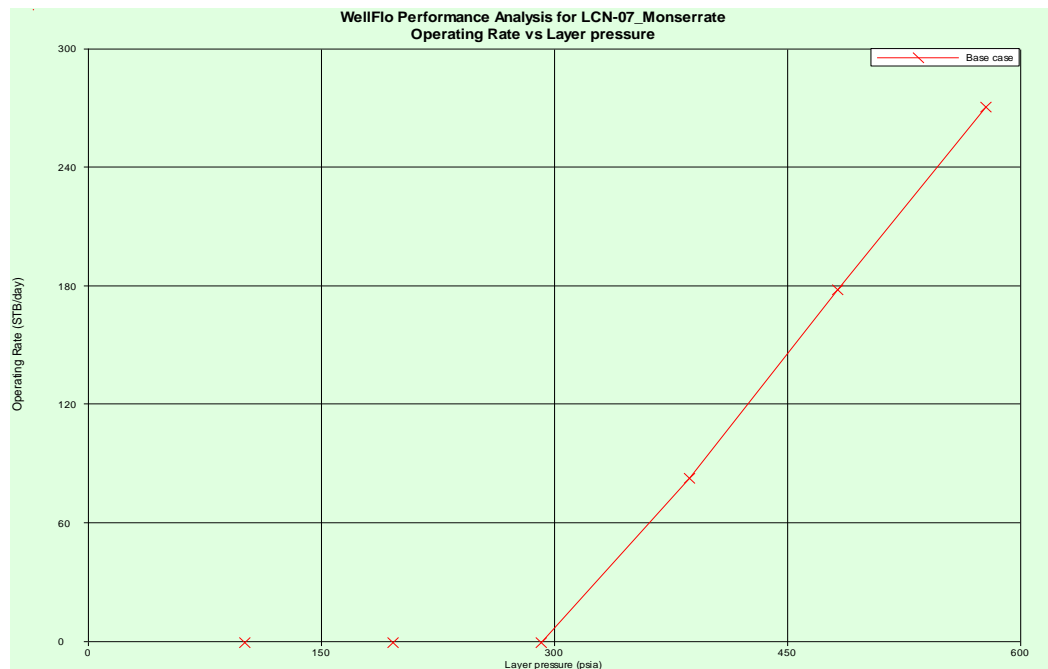
**Figura 23. Sensibilización de la presión.**



Fuente. Software Wellflo™

Se recomienda mantener una presión de yacimiento superior a 291psi.

**Figura 24.** Caudal de operación Vs Presión en fondo de pozo.

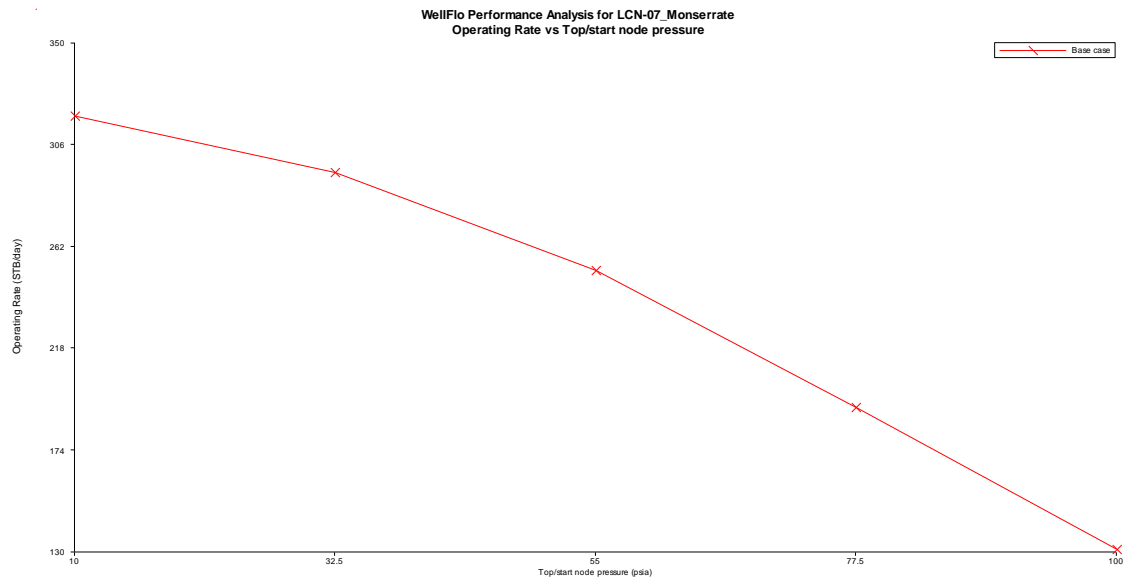


**Fuente.** Software Wellflo™

### 3.3.5 Modelo en superficie

Como se observa en la figura 28 se varió la presión en el separador de 60 psi hasta 10 psi sin obtener variaciones significativas; en este caso se considera que el la presión de 20 psi es adecuado para el valor de producción actual.

**Figura 25.** Caudal Vs Presión de operación del separador



**Fuente.** Software Wellflo™

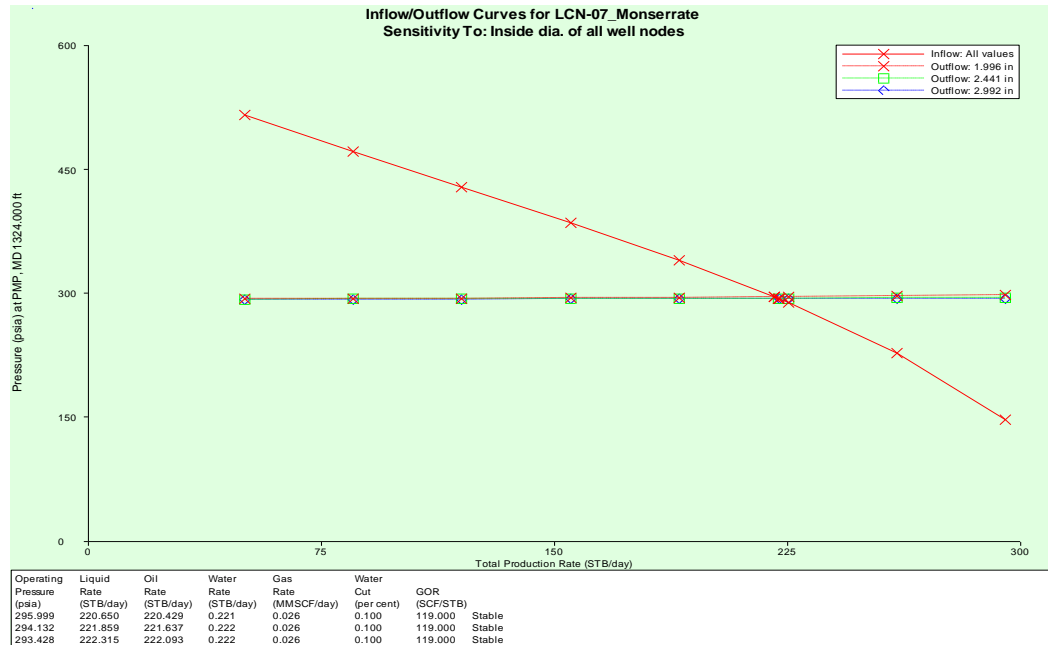
### 3.4 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Al simular y cotejar el comportamiento del pozo, posteriormente se realiza la sensibilización a los diferentes componentes del sistema (diámetro del tubing, de la línea de flujo, choke, y daño) y se plantea las nuevas condiciones operativas.

#### 3.4.1 Diámetro del Tubing del Pozo LCN 07M

Como se observa en la figura 29 se sensibilizó el diámetro interno del Tubing desde 2-3/8" hasta 3-1/2" sin obtener variaciones significativas; en este caso se considera que el diseño del diámetro (3-1/2") de la tubería de producción es adecuado para el manejo de producción actual o producción incremental si a futuro se realizaran trabajos para mejorar la productividad del pozo.

**Figura 26.** Efecto al variar el diámetro del Tubing Pozo LCN-07M.

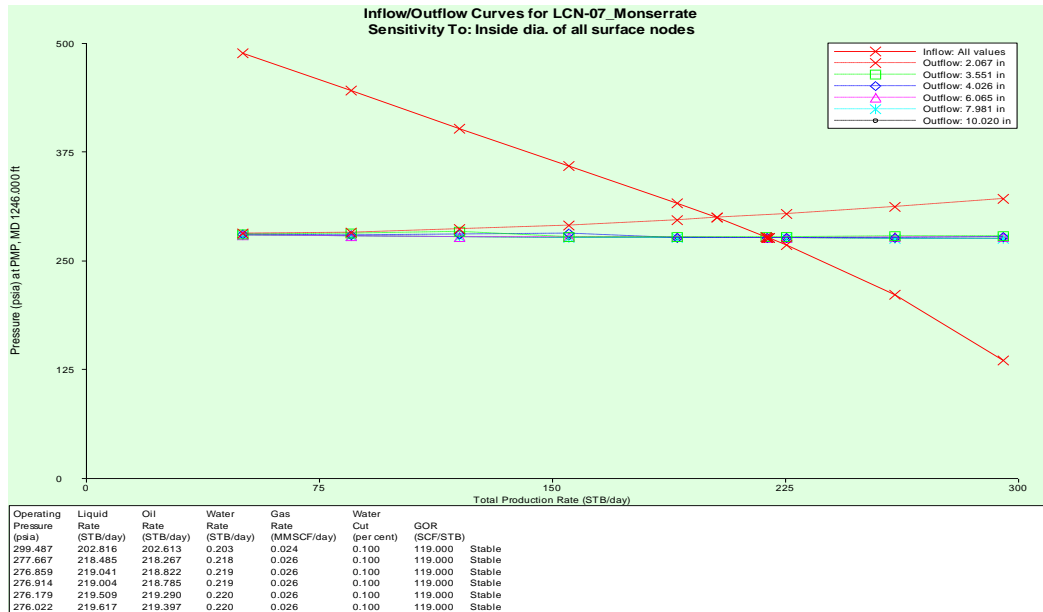


**Fuente.** Software Wellflo™

### 3.4.2 Diámetro en la línea de flujo

Como se observa en la figura 30 se sensibilizó el diámetro de la línea de flujo desde 2" hasta 10" sin obtener variaciones significativas; en este caso se considera que el diseño del diámetro actual (4") de la Línea de flujo es adecuado para el valor de producción actual y si se llegase a realizar trabajos para mejorar la productividad del pozo.

**Figura 27.** Efecto al variar el diámetro en la Línea de flujo - Pozo LCN-07M.

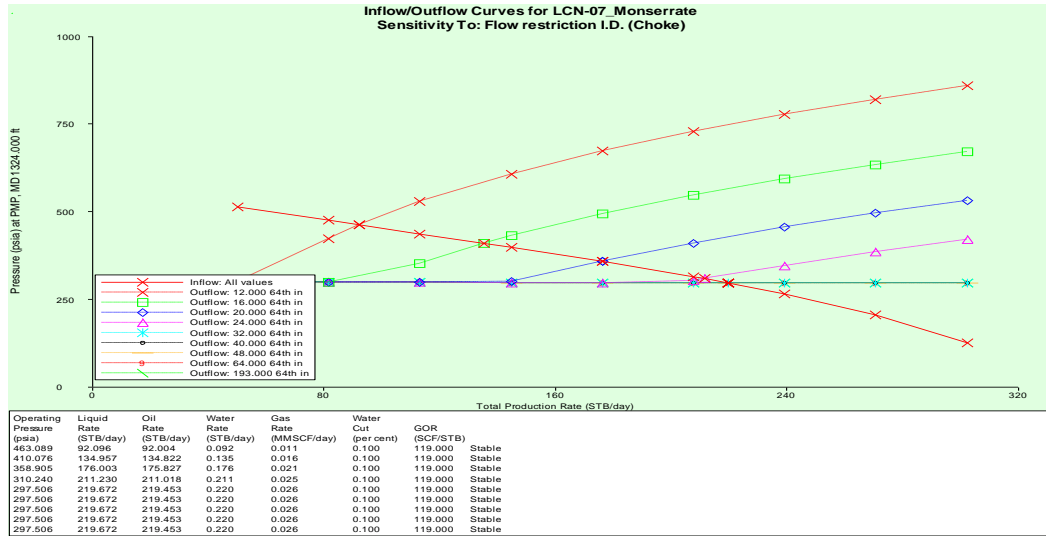


**Fuente.** Software Wellflo™

### 3.4.3 Diámetro del Choque

Como se observa en la figura 31 se sensibilizó el diámetro del choque actual (24/64th in) a valores mayores observando un incremento de 9 STB/day; Con choques superiores al actual, no se observa cambios en la tasa de producción. Es de tener en cuenta que al variar el choque a diámetros mayores el mantenimiento de presión del pozo se verá afectado por lo que se recomienda realizar pruebas de producción a diferentes choques para evaluar la afectación de la presión. Valores de choque inferiores al actual reducen considerablemente la Tasa de producción.

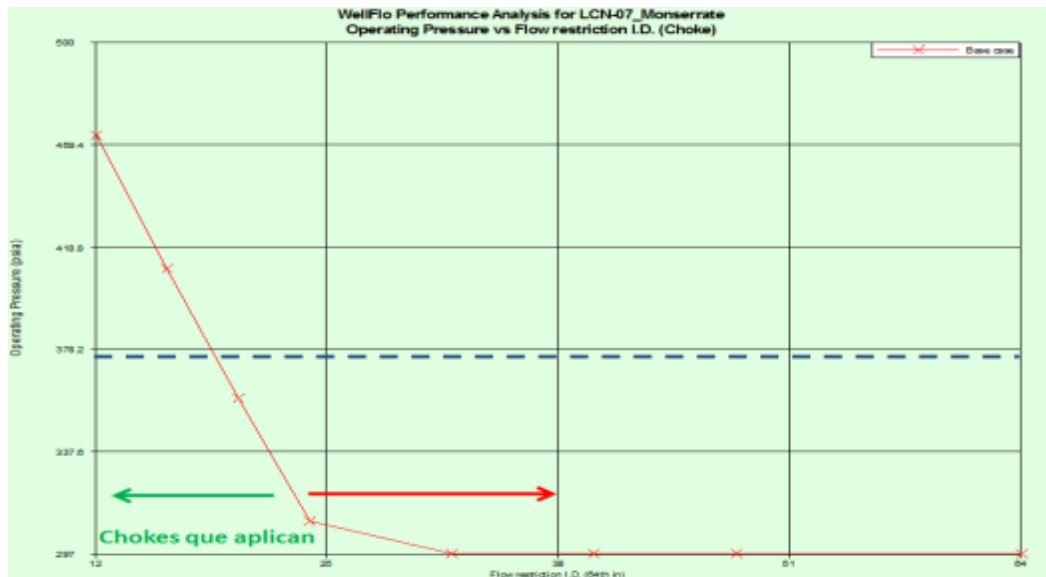
**Figura 28.** Efecto al variar el diámetro del choque. Pozo LCN-07M.



**Fuente.** Software Wellflo™

Se determina la tasa de flujo y si el flujo es Sub-Critico (0) o Crítico (1), para el caso se obtuvieron los siguientes resultados:

**Figura 29.** Presión de operación Vs restricciones de flujo.



**Fuente.** Software Wellflo™

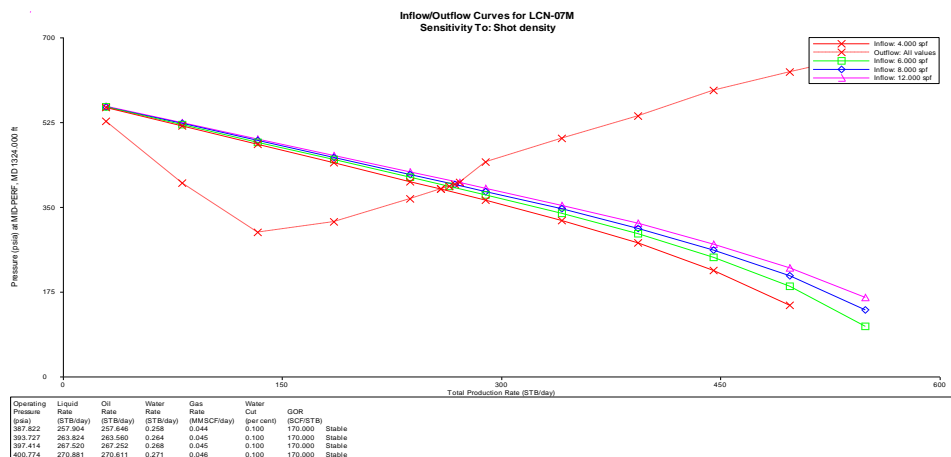
**Tabla 11.** Sensibilización del choque LCN-07M.

SENSIBILIZACION CHOKE LCN-07-MONSERRATE				
CHOKE WELLFLO/64"	bbf/day	Pwf	THP	CONDICION DE FLUJO
12	92	463	114	Subcritico
16	135	409	97	Subcritico
20	176	359	83	Subcritico
24	211	310	70	Subcritico
32	220	297	67.5	Subcritico
40	220	297	67.5	Subcritico
48	220	297	67.5	Subcritico
64	220	297	67.5	Subcritico

### 3.4.4 Diámetro de las perforaciones (SPF)- Pozo LCN 07M

Como se observa en la figura 33 se varió el diámetro de las perforaciones actuales a diámetros mayores sin obtener variaciones significativas; en este caso se considera que el diseño del diámetro actual (4.625") de los perforados es apropiado.

**Figura 30.** Efecto al variar el diámetro de las perforaciones (SPF) - Pozo LCN-07M.

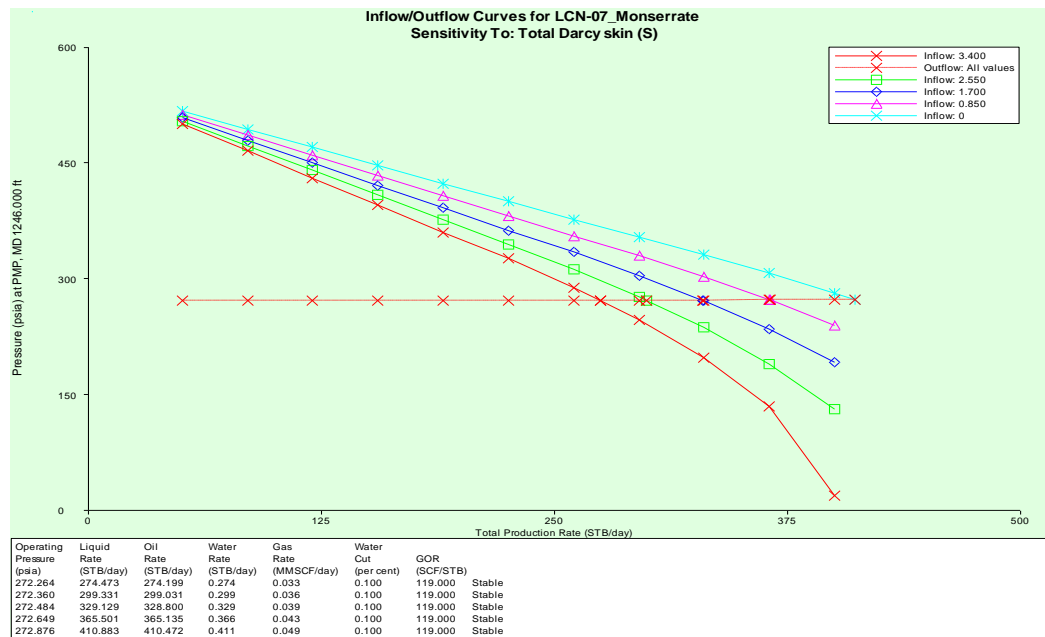


Fuente. Software Wellflo™

### 3.4.5 Remoción del daño

Como se observa en la figura 34 a medida que se remueve el daño de formación actual (3,4) con la realización de tratamiento orgánico, estimulación química se lograría obtener un aumento del caudal de producción significativamente.

**Figura 31.** Efecto de remover el daño en el pozo LCN-7M.



Fuente. Software Wellflo™

## **4 ANALISIS DE RESULTADOS**

Para mejor interpretación de los resultados, el análisis se ha esquematizado de acuerdo a la sensibilización realizada a los diferentes componentes del sistema (diámetro del tubing, de la línea de flujo, choke, y daño), comparando la producción actual y la optimización obtenida con el análisis nodal.

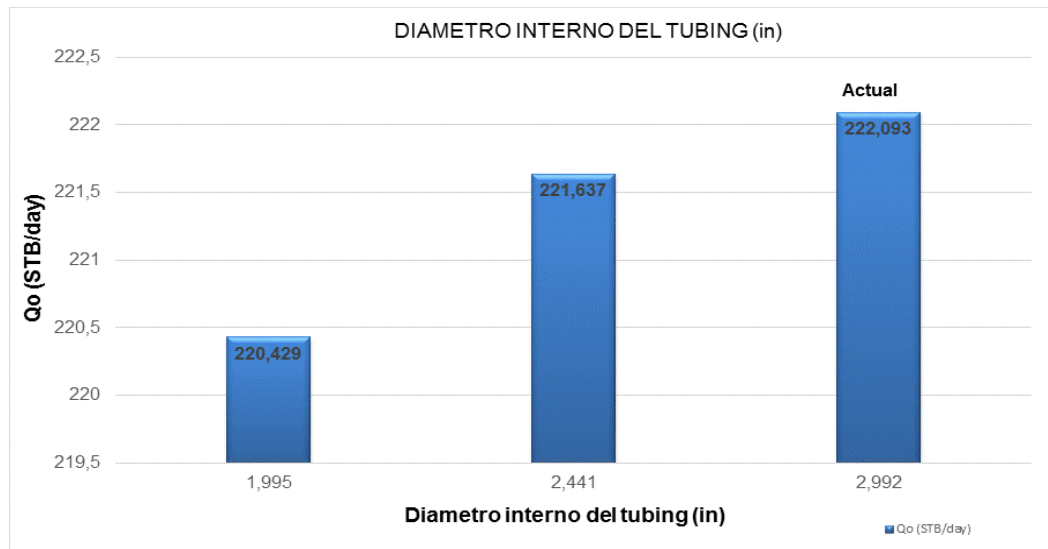
### **4.1 ANALISIS DE RESULTADOS POZO PRODUCTOR LCN-7M CAMPO LA CAÑADA NORTE.**

A continuación se muestran los resultados obtenidos por medio de la simulación en Wellflo™ y la aplicación de la metodología documentada en el capítulo 3, sensibilizando el diámetro del tubing, de la línea de flujo, choke, y daño, con el fin de determinar restricciones de flujo, comparar el desempeño real del sistema de producción con el desempeño potencial y de esta manera proponer acciones que pueden contribuir a la optimización de la producción y costos operativos del Campo LCN.

#### **4.1.1 Diámetro del Tubing del Pozo**

La figura 35 muestra los resultados obtenidos de la sensibilización realizada al pozo LCN-07M; el pozo cuenta con las dimensiones adecuadas (3 ½) para las condiciones actuales de producción o producción incremental si a futuro se realizaran trabajos para mejorar la productividad del pozo.

**Figura 32.** Sensibilización al diámetro interno del tubing (in).



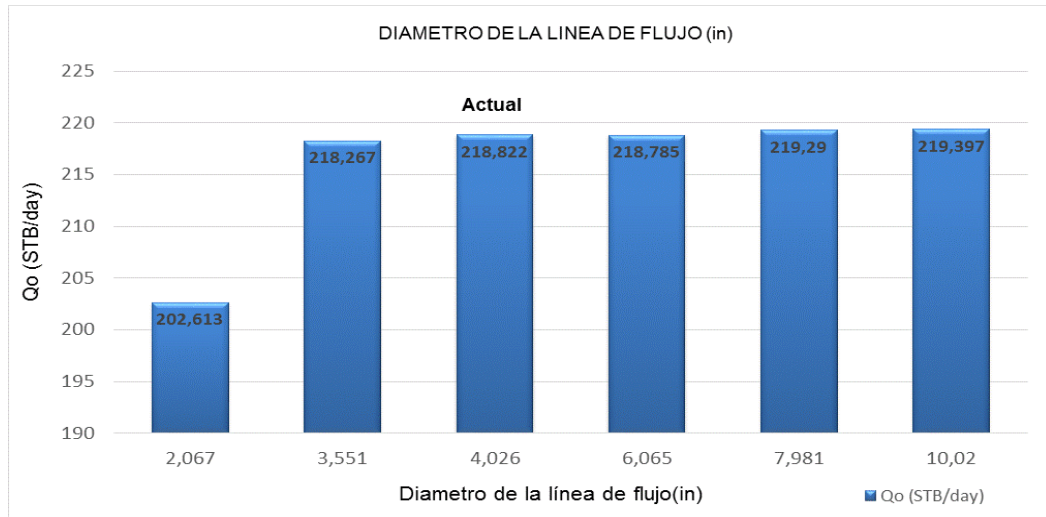
**Tabla 12.** Diámetro interno del tubing y Caudal.

DIÁMETRO DEL TUBING (in)	DIÁMETRO INTERNO DEL TUBING (in)	Qo (STB/DAY)
2 3/8	1,995	220,429
2 7/8	2,441	221,637
3 1/2	2,992	222,093

#### 4.1.2 Efecto del diámetro en la línea de flujo

La figura 36 muestra la sensibilización realizada al diámetro de la línea de flujo al pozo LCN 07M, determinándose que las líneas de superficie de 4" tienen las dimensiones adecuadas, ya que un mayor diámetro no reflejan un aumento considerable de la producción y no sería económicamente viable realizar cambio de 4" a 8".

**Figura 33.** Sensibilización al diámetro de la línea de flujo.



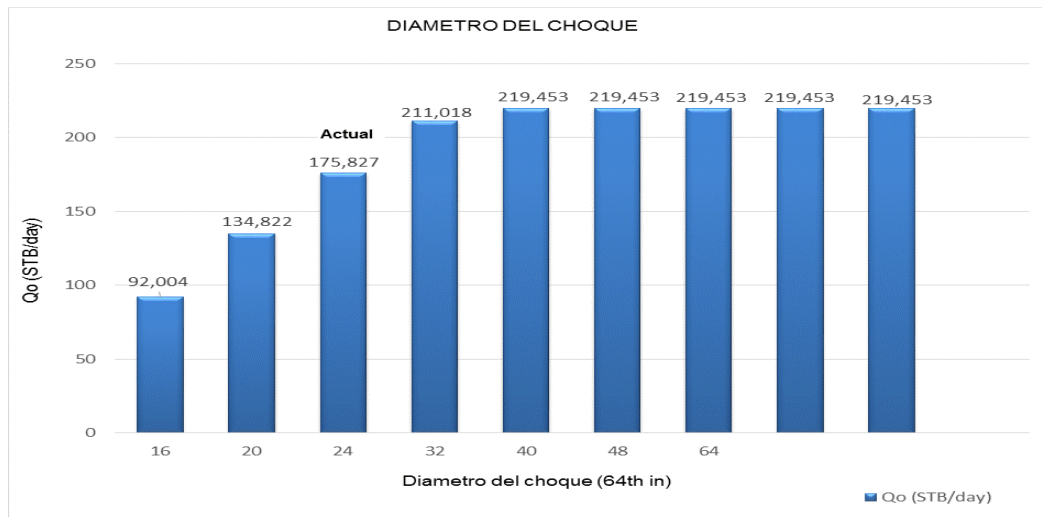
**Tabla 13.** Diámetro de la línea de flujo y Caudal.

DIAMETRO DE LA LÍNEA DE FLUJO (in)	Qo (stb/day)
2,067	202,613
3,551	218,267
4,026	218,822
6,065	218,785
7,981	219,29
10,02	219,397

#### 4.1.3 Diámetro del Choque

La figura 37 muestra la sensibilización realizada al diámetro del choque del pozo LCN-7M, determinándose que con el choque de 26/64th in se obtiene el máximo caudal de 215,877 STB/DAY. Es importante considerar el GOR, un aumento drástico puede traer la depleción prematura del yacimiento.

**Figura 34.** Sensibilización al diámetro del choque.



**Tabla 14.** Diámetro del choque y Caudal.

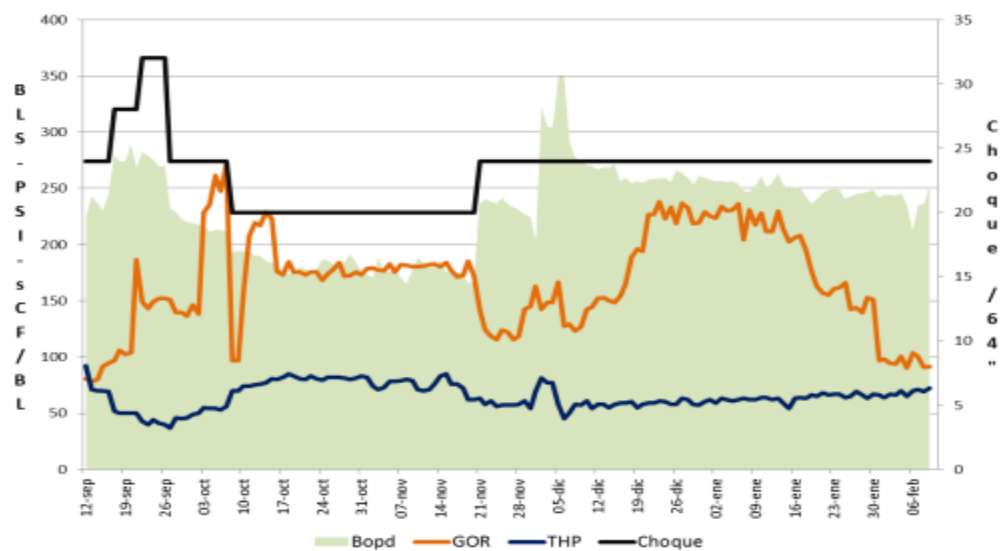
DIÁMETRO DEL CHOQUE (64TH IN)	Qo (STB/DAY)
16	129,706
18	150,289
20	169,584
24	203,501
26	215,897
28	215,897
32	215,898
40	215,898
48	215,898
64	215,898

Teniendo como referencia la prueba extensa realizada del 12 de septiembre al 15 de febrero de 2014, periodo de prueba de producción del pozo en flujo natural en las facilidades de well testing; donde se probó utilizando aperturas de choque entre 24/64” a 32/64”. No se abrió más el choque debido a que el pozo empezaba a desestabilizarse; motivo por el cual se realizaron 2 periodos de flujo prolongado utilizando choques de 20 y de 24/64”.

Se inició la prueba de acuerdo al cronograma planeado con choque de 24/64” por un periodo de 5 días con una producción promedio de 236 bopd, luego se abrió a 28/64” por 5 días y una producción promedio de 277 bopd, y seguido a esto se abrió a 32/64” también por 5 días y la producción promedio fue de 275 bopd. Teniendo en cuenta que con la apertura del choque de 28 a 32/64” no se obtuvo un incremento en la producción de aceite, y si un incremento en el GOR, HOCOL S.A toma la decisión de cerrar el choque a 24/64” por 11 días, y posteriormente realizar una prueba extensa de producción por 44 días con choque de 20/64”, con el que se obtuvo una producción promedio de 180 bopd, y un GOR estable de 180 scf/bl.

Basados en las condiciones estables del pozo, a partir del 21 de noviembre de 2013 y hasta el final de la prueba el 15 de febrero, se ha tenido el pozo en choque de 24/64”, y la producción promedio del pozo ha sido de 255 bopd. En los últimos 2 meses la producción de aceite ha sido muy estable, y a partir del 18 de enero de 2014 el GOR del pozo ha disminuido de 180 a 110 scf/bl.

**Figura 35.** Comportamiento producción pozo LCN-07M.



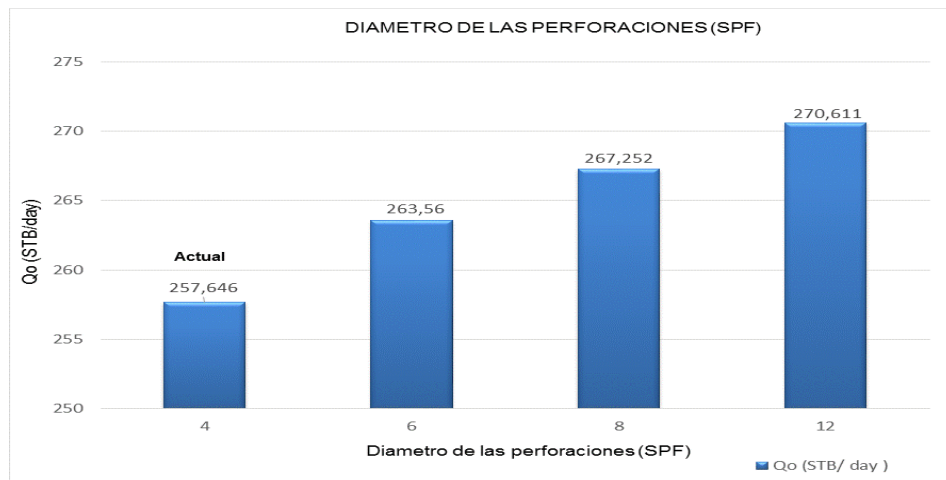
**Fuente:** HOCOL S.A. Capítulo 2 Resultados prueba extensa, Bogotá, 2014

Tomando como referencia los resultados obtenidos en las pruebas extensas es importante dejar el choque a las condiciones actuales (24/64th in).

#### 4.1.4 Diámetro de las perforaciones (SPF)

El comportamiento de la producción basado en la densidad de perforaciones, como se observa en la figura 39 al variar el diámetro de las perforaciones actuales a diámetros mayores no se obtiene un aumento considerable en la producción; en este caso se considera que el diseño del diámetro actual (4.625") de los perforados es el apropiado.

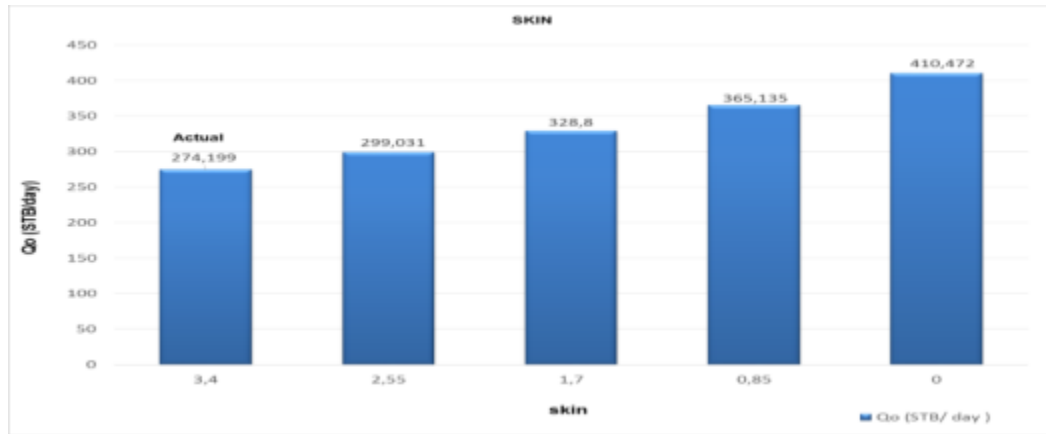
**Figura 36.** Sensibilización al diámetro de las perforaciones (SPF).



#### 4.1.5 Remoción del daño

Como se observa en la figura 40 a la medida se remueve el daño de formación actual de 3,4 a 2,55 con la realización de tratamiento orgánico, estimulación química se lograría obtener un aumento del caudal de producción significativamente de aproximadamente 24 BOPD.

**Figura 37.** Sensibilización al skin.



**Tabla 15.** Skin y Caudal de aceite.

SKIN	QO (STB/ DAY )
3,4	274,199
2,55	299,031
1,7	328,8
0,85	365,135
0	410,472

## 5 ANALISIS ECONOMICO

El escenario más viable de acuerdo a la sensibilización realizada en el Capítulo 4 a los diferentes componentes del sistema (diámetro del tubing, de la línea de flujo, choke, y daño) se tiene como resultado y como recomendación realizar estimulación orgánica al pozo LCN 07M.

Para determinar la viabilidad de la estimulación, se realizara un análisis económico, comparando entre la inversión inicial y el flujo de efectivo que genera el proyecto. Para el caso se aplicara el siguiente método de análisis y evaluación:

- **PayBack o periodo de restitución:** Calcula el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial.

$$\text{Payback} = (\text{Inversión inicial}) / (\text{Flujo de efectivo anual})$$

- **Valor Presente Neto (VPN):** Considera el valor del dinero en el tiempo y compara el valor presente de los flujos de efectivo de un proyecto contra la inversión inicial.
- **Tasa Interna de Rendimiento (TIR):** Considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero.

Si  $TIR > r$  el proyecto es viable económicamente. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

Si  $TIR < r$  el proyecto es inviable económicamente. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

Si  $TIR = r$  se posee un punto de indecisión.

Para el análisis se utilizaron los siguientes indicadores:

INDICADORES	
Precio del Barril (USD/Bbl)	48
Costo de Extracción (USD/Bbl)	15,68
Regalias	8%
Impuestos	35%
Tasa Interna de Oportunidad	10%

## 5.1. CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para la realización del análisis económico se tiene en cuenta el OPEX y el flujo de caja neta.

- **OPEX<sup>8</sup>**

OPEX, del inglés "Operating expense", es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales.

---

<sup>8</sup> [http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mip/carreon\\_s\\_r/capitulo4.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf).

**Tabla 16. Inversión Estimulación Orgánica LCN-07.**

Actividad	Subactividad	Costo (US\$)
<b>PRODUCTOS QUIMICOS</b>	1.1. Xileno	10.788
	1.2. Varsol	4.145
	1.3. Butill Cellosolve - Solvtreat 3004	2.743
	1.4. Incrementador de Kro & Enhancer Squeeze Inhibition	8.987
	1.5. P- Agente restaurador de mojabilidad hacia el agua	1.435
	1.6. P - Surfactante	1.008
	1.7. P- Inhibidor de asfaltenos	1.231
<b>Total PRODUCTOS QUIMICOS</b>		<b>30.337</b>
<b>SERVICIOS</b>	2.1. Unidad de bombeo para tratamientos	1.063
	2.2. Mezcla y Bombeo de fluidos no acidos	573
	2.3. Registrador de variables de trabajo	107
	2.4. Trailer de transporte de acido, capacidad 5000 GL	142
	2.5. Movilizacion y desmovilizacion al campo designado	2.659
<b>Total SERVICIOS</b>		<b>4.543</b>
<b>PERSONAL</b>	3.1. Ingeniero, Operador y dos Ayudantes/ por trabajo con duracion de un día ( 24 hrs, o fracción).	1.356
<b>Total PERSONAL</b>		<b>1.356</b>
<b>EQUIPOS</b>	4.1. Unidad de Coiled Tbing por dia de operación o fraccion(tuberia 1.25 in)	4.884
	4.2. Registrador de variables ( 2 DIAS )	222
	4.3. Grua hidraulica y accesorios: BOP, Inyector	1.110
	4.4. Cargo por profundidad por pie	616
	4.5. Movilizacion entre campos.	2.200
	4.6. Personal CT (Ingeniero, 2 Operador C.T y 4 Asistentes)	4.329
	4.7. Planta Estadio	166
<b>Total EQUIPOS</b>		<b>13.527</b>
<b>INVERSIÓN</b>		<b>49.763</b>

- **Flujo de caja neto**

Las siguientes tablas describen los flujos de efectivo a 04 meses incluyendo los diferentes costos para tres escenarios de remoción del daño aplicando la estimulación orgánica.

**Tabla 17.** Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin actual=3,4

FLUJO DE CAJA DE LA ESTIMULACION ORGANICA (USD)					
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
TRM	2.441	2.434	2.426	2.419	2.411
Inflacion Colombia		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Devaluacion proyectada		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Inflacion USA		1%	1%	1%	1%
Precio barril (USD)	48	48	49	49	50
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
<b>Produccion (BLs)</b>		6.600	6.600	6.600	6.600
Inversion <i>HOCOL</i>	-49.763				
Ingresos <i>Precio venta 48 US/BL</i>		319.968	323.168	326.399	329.663
Costo de extracción <i>15,68 USD/Bbl</i>		-103.488	-103.488	-103.488	-103.488
Regalias <i>8% de la produccion</i>		-25.597	-25.853	-26.112	-26.373
Utilidad operativa		190.883	193.826	196.799	199.802
Impuestos <i>35%</i>		-66.809	-67.839	-68.880	-69.931
Utilidad operativa despues de impuestos		124.074	125.987	127.920	129.871
Flujo de caja operativo		124.074	125.987	127.920	129.871
Capital de trabajo	-49.763				
Inversion incremental en capital de trabajo		-125	-125	-125	
Recuperacion del capital de trabajo					50.137
<b>FLUJO NETO DEL PROYECTO</b>	<b>-99.526</b>	<b>123.949</b>	<b>125.862</b>	<b>127.795</b>	<b>180.009</b>
<b>TIR</b>	<b>123,2%</b>				
<b>VPN</b>	<b>\$ 336.136</b>				
<b>Periodo Restitucion (meses)</b>	<b>0,80</b>				

**Tabla 18.** Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin=2,55

FLUJO DE CAJA DE LA ESTIMULACION ORGANICA (USD)					
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
TRM	2.441	2.434	2.426	2.419	2.411
Inflacion Colombia		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Devaluacion proyectada		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Inflacion USA		1%	1%	1%	1%
Precio barril (USD)	48	48	49	49	50
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
<b>Produccion (BLs)</b>		8.970	8.970	8.970	8.970
Inversion <i>HOCOL</i>	-49.763				
Ingresos <i>Precio venta 48 US/BL</i>		434.866	439.214	443.606	448.042
Costo de extracción <i>15,68 USD/Bbl</i>		-140.650	-140.650	-140.650	-140.650
Regalias <i>8% de la produccion</i>		-34.789	-35.137	-35.489	-35.843
Utilidad operativa		259.427	263.428	267.468	271.549
Impuestos <i>35%</i>		-90.799	-92.200	-93.614	-95.042
Utilidad operativa despues de impuestos		168.627	171.228	173.854	176.507
Flujo de caja operativo		168.627	171.228	173.854	176.507
Capital de trabajo	-49.763				
Inversion incremental en capital de trabajo		-125	-125	-125	
Recuperacion del capital de trabajo					50.137
<b>FLUJO NETO DEL PROYECTO</b>	<b>-99.526</b>	<b>168.503</b>	<b>171.103</b>	<b>173.729</b>	<b>226.645</b>
<b>TIR</b>	<b>169,0%</b>				
<b>VPN</b>	<b>\$ 480.393</b>				
<b>Periodo Restitucion (meses)</b>	<b>0,59</b>				

**Tabla 19. Flujo de Caja Neto de la Estimulación Orgánica con un skin=1,7**

FLUJO DE CAJA DE LA ESTIMULACION ORGANICA (USD)					
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
TRM	2.441	2.434	2.426	2.419	2.411
Inflacion Colombia		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Devaluacion proyectada		0,305%	0,305%	0,305%	0,305%
Inflacion USA		1%	1%	1%	1%
Precio barril (USD)	48	48	49	49	50
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
Produccion (BLs)		9.870	9.870	9.870	9.870
Inversion <i>HOCOL</i>	-49.763				
Ingresos <i>Precio venta 48 US/BL</i>		478.498	483.283	488.115	492.997
Costo de extracción <i>15,68 USD/Bbl</i>		-154.762	-154.762	-154.762	-154.762
Regalias <i>8% de la produccion</i>		-38.280	-38.663	-39.049	-39.440
Utilidad operativa		285.456	289.858	294.305	298.795
Impuestos <i>35%</i>		-99.910	-101.450	-103.007	-104.578
Utilidad operativa despues de impuestos		185.547	188.408	191.298	194.217
Flujo de caja operativo		185.547	188.408	191.298	194.217
Capital de trabajo	-49.763				
Inversion incremental en capital de trabajo		-125	-125	-125	
Recuperacion del capital de trabajo					50.137
<b>FLUJO NETO DEL PROYECTO</b>	<b>-99.526</b>	<b>185.422</b>	<b>188.283</b>	<b>191.173</b>	<b>244.354</b>

TIR	186,3%
VPN	\$ 535.174
Periodo Restitucion (meses)	0,54

## 5.2 BENEFICIO

Como beneficio del proyecto se estima la producción incremental que se obtendría si se remueve el daño. Se estima tres escenarios:

- Skin actual: 3,4
- Skin: 2,55
- Skin: 1,7

**Figura 38.** Pronostico de Producción



**Tabla 20.** Beneficios de Producción incremental

SKIN	QO (STB/ DAY )
3,4	274,199
2,55	299,031
1,7	328,8
0,85	365,135

### 5.3 RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO

De acuerdo a los resultados obtenidos en los tres escenarios de la evaluación financiera skin: 3,4, 2,55 y 1,7; El TIR calculado es mayor a la tasa de costos de oportunidad estimada de 10% considerando que la estimulación orgánica es viable económicamente. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida, de igual manera el periodo de pago o restitución esta entre 0,80 y 0,54 meses (Tiempo que se demora el proyecto en recuperar la inversión), siendo menor a un año.

**Tabla 21.** Resultados del análisis económico.

	<b>Skin 3,4</b>	<b>Skin 2,55</b>	<b>Skin 1,7</b>
<b>Producción (BOM)</b>	6600	8970	9870
<b>VPN</b>	\$ 336.136	\$ 480.393	\$ 535.174
<b>TIR</b>	123%	169,0%	186,3%
<b>PAYBACK</b>	0,80	0,59	0,54

## 6 CONCLUSIONES

- En el Campo La Cañada Norte la formación Monserrate es un prospecto el cual está iniciando su etapa de evaluación con el pozo LCN-7M, por tal razón se considera importante aplicar el análisis nodal que permita generar nuevas alternativas de optimización de la producción de Hidrocarburos.
- El modelo de IPR desarrollado para el pozo, cumple con el modelamiento permitiendo de esta manera el ajuste del comportamiento actual; en razón la producción calculada empleando análisis nodal se aproxima a las tasas de producción pronosticadas por HOCOL S.A. e indicando que la presión de fondo fluyendo (pwf) a la que el pozo dejara de fluir naturalmente es 291 psi, siendo necesario implementar sistema de levantamiento artificial (ALS).
- El diseño del tamaño de la tubería de producción (3-1/2”), choke (24/64th in), líneas de flujo (4”) y separador, en del pozo LCN-7M es la adecuada para el manejo de los fluidos aportados por el pozo o producción incremental si a futuro se realizaran trabajos para mejorar la productividad, siendo esta la opción económicamente más viable.
- De acuerdo con los resultados del análisis nodal, las restricciones al flujo existentes en el pozo LCN-7M son debidas al daño de formación, por lo tanto una estimulación puede representar un incremento sustancial en la producción total de la formación Monserrate en el Campo La Cañada Norte, presentando ganancias considerables en el transcurso de un año.
- El uso del análisis nodal permite conocer las condiciones óptimas de operación, por lo que constituye una importante herramienta para proponer nuevas alternativas de optimización de la producción de los campos operados por HOCOL S.A.

- Se dio cumplimiento a la optimización de la producción del Campo La Cañada Norte por medio del método de análisis nodal (sensibilidad) y utilizando el simulador Wellflo™, el cual facilito su aplicación.

## 7 RECOMENDACIONES

- Es indispensable tener un manejo acertado de la información que requiere el software para realizar cualquier tipo de análisis para generar recomendaciones.
- Continuar con estudios que permitan plantear y evaluar proyectos que tengan como objetivo aumentar la producción del Campo La Cañada Norte.
- Realizar estimulación orgánica al pozo LCN-7M, para remover daño de formación e incrementar producción.
- Es importante realizar un estudio detallado acerca del posible cambio de flujo natural e implementar un sistema de levantamiento artificial con un mayor aprovechamiento de la energía del sistema y un incremento en la producción.
- Al implementar un sistema de levantamiento artificial, se debe tener en cuenta aplicar tratamiento químico a través de un capilar a fondo de pozo para evitar la depositación de parafinas y posibles restricciones de flujo en la cara de la formación.

## BIBLIOGRAFIA

CARREÓN SIERRA, Roberto y URBALEJO OCAMPO, Francisco Roberto. Diseño conceptual de la infraestructura de explotación del campo costero. Tesis de Maestría. México DF.: Fundación Universidad de las Américas. Departamento de Ingeniería Química y alimentos. 2002, 121p.

CARVAJAL, Holger Javier. Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el Campo FANNY 18B operado por ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD: Ecuador, 2012.

ESCOBAR MACUALO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento, Universidad Surcolombiana, 2012.

ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal, Workshop International, Lima, 2008.

HOCOL S.A. Manual de Operaciones Campo La Cañada Norte, Neiva, 2013.

HOCOL S.A. Programa de Workover La Cañada Norte 7ST, Bogotá, Agosto 2013.