

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS DE
UN CAMPO EN EL DEPARTAMENTO DEL TOLIMA MEDIANTE LA
APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL**

JUAN FRANCISCO CARDOZO ARROYO

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

2017

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS DE
UN CAMPO EN EL DEPARTAMENTO DEL TOLIMA MEDIANTE LA
APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL**

JUAN FRANCISCO CARDOZO ARROYO

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

Director

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Ingeniero de Petróleos, M. Sc.

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

2017

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos:

A Dios por ser mi guía y fortaleza en el transcurso de toda la Especialización.

A mis padres, hermana y demás familiares por brindarme el apoyo incondicional para culminar de manera exitosa ésta etapa tan importante para mi vida personal y profesional.

A los Ingenieros Jorge Martínez, Edgar Murillo y Hernán Corredor por compartir sus conocimientos y experiencias acerca de la industria para la ejecución del actual proyecto.

A los Ingenieros Fernando Calvete y Erik Montes por su tiempo, colaboración y constante apoyo en el desarrollo del presente trabajo de grado, logrando de ésta manera obtener una visión más amplia del mundo de los hidrocarburos.

Al grupo de docentes y compañeros de la Especialización en Producción de Hidrocarburos VI Promoción Bogotá D.C, por su profesionalismo y conocimientos adquiridos por parte de todos y cada uno de ustedes.

JUAN FRANCISCO CARDOZO ARROYO

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO	14
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	14
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO	15
1.3 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO	15
1.4 MECANISMOS DE EMPUJE	18
1.5 POZOS Y MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	20
1.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE	21
2. ANÁLISIS NODAL	23
2.1 ANÁLISIS NODAL Y CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	23
2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	24
2.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN	25
2.4 APLICACIONES DEL ANÁLISIS NODAL	26
3. METODOLOGÍA PARA APLICAR LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL.....	28
3.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	28
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS	29
3.3 PROCEDIMIENTO USADO PARA LA SIMULACIÓN EN WELLFLO™ ...	30
3.3.1 Carga de datos para la simulación	31
3.4 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	47
3.4.1 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-34.....	47
3.4.2 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-35.....	49
3.4.3 Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo VEN-35.....	52
3.4.4 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-39.....	55
3.4.5 Aumento presión de yacimiento del pozo V-39.....	57
3.4.6 Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo VEN-39.....	59

3.4.7	Cambio diámetro de tubing del pozo V-34	62
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LAS OPTIMIZACIONES	66
4.1	ANÁLISIS ECONOMICO DEL AUMENTO DE FRECUENCIA DE OPERACIÓN DE LA BOMBA V-34	66
4.2	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE BOMBA ESP POR OPORTUNIDAD EN EL POZO V-35.....	68
4.3	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE BOMBA ESP POR OPORTUNIDAD EN EL POZO V-39.....	71
4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE TUBING DEL POZO V-34 ...	73
5.	CONCLUSIONES	75
6.	RECOMENDACIONES.....	78
	BIBILOGRAFÍA.....	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del Yacimiento	16
Tabla 2. Propiedades del Fluido	16
Tabla 3. Pozos y Sistema de Levantamiento del Campo Objeto de Estudio	20
Tabla 4. Comparación de correlaciones de flujo multifásico vertical	32
Tabla 5. Comparación de correlaciones de flujo multifásico horizontal	32
Tabla 6. Análisis comparativo propiedades PVT vs propiedades calculadas con Wellflo™	35
Tabla 7. Porcentaje de Error mínimo entre correlaciones (%)	35
Tabla 8. Análisis comparativo viscosidad del aceite PVT vs viscosidad del aceite calculadas con Wellflo™	36
Tabla 9. Porcentaje de Error mínimo viscosidad del aceite (%)	36
Tabla 10. Análisis comparativo viscosidad del gas PVT vs viscosidad del gas calculadas con Wellflo™	36
Tabla 11. Porcentaje de Error mínimo viscosidad del gas (%)	36
Tabla 12. Correlaciones seleccionadas para la simulación	37
Tabla 13. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-34	49
Tabla 14. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 con cambio de ESP	55
Tabla 15. Sensibilización presión de yacimiento pozo V-39.....	58
Tabla 16. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 con cambio de ESP	61
Tabla 17. Sensibilización cambio tubing y frec. operación pozo V-34.....	64
Tabla 18. Propuesta sensibilización frecuencia de operación pozo V-34.....	67
Tabla 19. Análisis económico del aumento de frecuencia del pozo V-34.....	68
Tabla 20. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 con cambio de ESP	69
Tabla 21. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de ESP pozo V-35.....	70
Tabla 22. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 con cambio de ESP	71
Tabla 23. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de ESP pozo V-39.....	72
Tabla 24. Sensibilización cambio tubing y frec. operación pozo V-34.....	73
Tabla 25. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de Tubing pozo V-34.....	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Ubicación geográfica del Campo Objeto de Estudio	14
Figura 2.	Clasificación de los Yacimientos según el estado de los fluidos	17
Figura 3.	Visualización interfaz del software Wellflo™	30
Figura 4.	Visualización Módulo tipo de pozo y flujo.....	31
Figura 5.	Visualización Módulo correlaciones de flujo.....	33
Figura 6.	Visualización Módulo referencia de profundidad.....	34
Figura 7.	Visualización Módulo parámetros de fluido.....	34
Figura 8.	Visualización de correlaciones en Wellflo™.....	37
Figura 9.	Visualización Calibración de las Propiedades del Fluido en Wellflo™ ..	38
Figura 10.	Visualización Módulo Yacimiento.....	39
Figura 11.	Visualización módulo desviación de pozo.....	40
Figura 12.	Visualización módulo equipos de pozo	41
Figura 13.	Visualización módulo líneas de superficie.....	42
Figura 14.	Visualización Módulo datos de superficie	42
Figura 15.	Visualización Módulo Sistema de Levantamiento	43
Figura 16.	Visualización para seleccionar Modelo IPR	44
Figura 17.	Curva IPR Pozo V-34.....	44
Figura 18.	Resultados en cabezal de pozo como nodo solución	46
Figura 19.	Visualización Inflow y Outflow Pozo V-34	46
Figura 20.	Sensibilización frecuencia de operación pozo V-34.....	48
Figura 21.	Curva de gasificación ESP – Pozo V-34	48
Figura 22.	Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35.....	50
Figura 23.	Curva de gasificación ESP – Pozo V-35	50
Figura 24.	Gasificación bomba ESP por aumento de frecuencia.....	51
Figura 25.	Rendimiento ESP pozo V-35	52
Figura 26.	Resultados en cabezal de pozo como nodo solución	53
Figura 27.	Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 - cambio de ESP	54
Figura 28.	Curva de gasificación con cambio de ESP – Pozo V-35.....	54
Figura 29.	Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39.....	56
Figura 30.	Curva de gasificación ESP – Pozo V-39.....	56
Figura 31.	Gasificación bomba ESP por aumento de frecuencia.....	57
Figura 32.	Sensibilización presión de yacimiento pozo V-39	58
Figura 33.	Resultado en cabezal de pozo como nodo solución V-39.....	59
Figura 34.	Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 - cambio de ESP	60
Figura 35.	Curva de gasificación con cambio de ESP – Pozo V-35.....	61
Figura 36.	Visualización de restricciones en Tubing Pozo V-34.....	62
Figura 37.	Resultados en nodo solución con cambio de Tubing.....	63
Figura 38.	Sensibilización Tubing y Frecuencia de operación pozo V-34	64

RESÚMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS DE UN CAMPO EN EL DEPARTAMENTO DEL TOLIMA MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

AUTOR: JUAN FRANCISCO CARDOZO ARROYO

PALABRAS CLAVES: Análisis Nodal, Wellflo™, SLA.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la continua disminución de producción en el campo objeto de estudio y con el fin de analizar sus posibles causas para proponer alternativas de mejora que permitan optimizar la producción de los pozos, el presente trabajo de monografía se enmarca en un contexto donde la implementación de la metodología de Análisis Nodal se hace indispensable para identificar las fallas existentes en el sistema de producción, tratando de esta manera de verificar las caídas de presión durante el trayecto desde el fondo de pozo hasta las facilidades de superficie.

De acuerdo a lo anterior, se realiza una revisión bibliográfica acerca de la metodología de Análisis Nodal, casos de estudio similares y trabajos de grado que evidencie los resultados en otros campos donde se haya implementado esta técnica, así mismo se analiza la información general del campo a través de datos históricos y variables de producción de cada uno de los pozos para obtener un diagnóstico de la situación actual del campo en el manejo de los fluidos.

Una vez obtenida esta información, con el ingreso de datos y variables de producción en el software Wellflo™, se determinan las caídas de presión, las restricciones y las anomalías presentes en el sistema de recolección de los fluidos, identificando de esta manera las variables a ser sensibilizadas, con el objetivo de proponer alternativas de solución que conlleven a un aumento y optimización de la producción en los pozos analizados y de ésta manera, plantear un análisis financiero que permita evaluar la factibilidad de implementar éstos cambios como solución al problema, una vez sea económicamente viable.

1 Monografía de Especialización.

2 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 OPTIMIZATION OF PRODUCTION IN THE WELLS OF A FIELD IN THE TOLIMA DEPARTMENT THROUGH THE APPLICATION OF NODAL ANALYSIS;

AUTHOR: JUAN FRANCISCO CARDOZO ARROYO;;

KEY WORDS: Nodal Analysis, Wellflo™, SLA.

DESCRIPTION:

Due to the continuous decrease of the production in the field under study and in order to analyze its possible causes to propose alternatives of improvement that allow to optimize the production of the wells, the current monograph is framed in a context where the implementation Of the Nodal Analysis methodology becomes essential to identify the existing faults in the production system, thus trying to check the pressure drops during the course from the bottom of the well to the surface facilities.

According to the above, a bibliographic review on the Nodal analysis methodology, the case studies and the degree studies evidencing the results in other fields where this technique has been implemented, likewise the general information of field is analyzed through historical data and production variables of each of the wells to obtain a diagnosis of the real situation of the field in the handling of the fluids.

Once this information is obtained, with the input of data and production variables in Wellflo™ software, pressure drops, constraints and anomalies in the fluid collection system are determined, thus identifying the variables to be Sensitized, with the aim of proposing alternative solutions that lead to an increase and optimization of production in wells analyzed and according to this propose a financial analysis that allows to evaluate the feasibility of implementing changes as a solution to this issue that can be Economically viable.

* Monograph of Specialization

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Hydrocarbon Production Specialization. Director: CALVETE GONZALEZ, Fernando Enrique.

INTRODUCCIÓN

La capacidad de un sistema de producción se ve afectada por las restricciones de flujo y sus caídas de presión a través de las líneas. Mediante la técnica de Análisis Nodal se pueden detectar estas restricciones y cuantificar su impacto frente a la producción total de la planta, logrando así maximizar la productividad de los pozos de una manera económicamente rentable y óptima.

Es por esta razón, que al evidenciar la baja producción de crudo en los pozos de una plataforma que hace parte del Campo objeto de estudio, se crea la necesidad de implementar éste análisis, ya que debido al dinamismo de la operación y del estado actual del yacimiento, son múltiples los factores y variables a tener en cuenta, puesto que se trata de un campo maduro con alta producción de agua y gas, fluidos altamente corrosivos y depositantes de residuos orgánicos (parafinas), inorgánicos (carbonato de calcio) y con un modelo dinámico de inyección de agua para recobro mejorado bastante maduro (> 10 años).

De presentarse algún comportamiento anormal con alguna de las variables anteriormente mencionadas, se podría incurrir en pérdidas económicas por disminución en ventas de crudo, afectación de producción, daños a equipos, personas y/o el medio ambiente y hasta un posible cierre del campo por motivos económicos, técnicos y/o ambientales, en el peor de los casos; ya que, además, de la afectación en la integridad de las líneas de flujo y sus accesorios, por modificaciones en las condiciones operacionales y de ingeniería inicial que se hayan realizado durante la operación, también se podría tener una mayor declinación e inestabilidad del índice de productividad del campo a través del tiempo, haciendo que el límite económico del proyecto sea mucho menor que lo planteado por la compañía operadora.

En el desarrollo del presente proyecto se plantea la necesidad de implementar un software capaz de modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente, con el fin de analizar los sistemas de producción. A través de Wellflo™, que es una aplicación desarrollada por la compañía Weatherford, se pretende simular y determinar el comportamiento actual de los pozos del campo objeto de estudio y su funcionamiento en el futuro, analizando sus variables y cambios desde fondo hasta superficie.

Para esto, el presente trabajo se enmarca dentro de cuatro capítulos que permiten evidenciar los objetivos planteados inicialmente. El primero de ellos hace referencia a los aspectos generales del Campo objeto de estudio como su ubicación geográfica, modelo estructural, aspectos geológicos, características del yacimiento, mecanismos de empuje, pozos y métodos de levantamiento artificial, facilidades de superficie e histórico de producción.

En el segundo capítulo se describe la teoría que comprende la Técnica de Análisis Nodal como su concepto, características y aplicaciones. En el tercer capítulo, se evidencia la metodología de aplicación, recolección de información, la carga de datos para la simulación de los pozos a sus condiciones actuales en fondo y modelo en superficie, así mismo, la optimización del sistema de producción y un análisis de resultados.

En el cuarto capítulo se hace una evaluación económica, de los hallazgos obtenidos con los cambios propuestos, logrando de ésta manera plantear recomendaciones y oportunidades de mejora para lograr el incremento en la producción.

1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

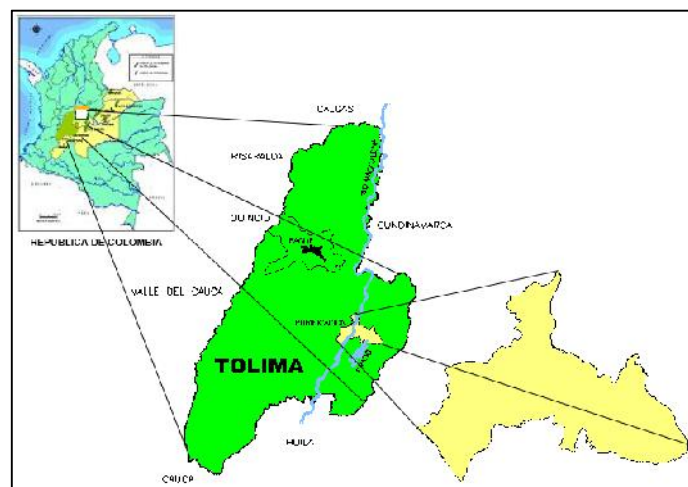
El Campo objeto de estudio se encuentra ubicado en el Departamento del Tolima, situado en las estribaciones de la Cordillera Oriental y dividido en dos plataformas: superior con 740 msnm e inferior con 720 msnm, además se encuentra distante de:

- Ibagué: 110 Km
- Bogotá: 160 Km
- Neiva: 140 Km

El área licenciada es de 27 km², el descubrimiento de sus primeros pozos fue:

- V-1: 27 mayo de 1991.
- P-1: 5 mayo de 1992.

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Objeto de Estudio



Fuente: Empresa Objeto de Estudio. Presentación Gerencial Campo objeto de estudio, Purificación, 2016.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO

El Campo objeto de estudio adquirió su Declaración de comercialidad en enero de 1993 e inició Operación en el año 1998.

El Campo cuenta actualmente con 26 pozos productores, de los cuales 25 poseen sistema de levantamiento ESP y tan solo uno posee sistema de levantamiento por Cavidades Progresivas. Además, existen 9 pozos inyectoros de agua. Su producción actual es de aproximadamente 3.600 BOPD, 85.000 BWPD y 3.200 MSCFD.

1.3 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

Los yacimientos de hidrocarburos se componen de trampas subterráneas que pueden almacenar grandes pero limitadas cantidades de fluido, a través de rocas porosas y permeables. Como la presión en un yacimiento se encuentra en constante cambio con el tiempo, las características de los fluidos presentes en el yacimiento también varían, contrario a lo que ocurre con la temperatura, ya que ésta se considera constante a través del tiempo, por lo que el interés fundamental es analizar el comportamiento de los fluidos del yacimiento con la presión; ya que la mejor forma de estudiar el comportamiento cualitativo de los sistemas de hidrocarburos es través de los diagramas de fases de los fluidos¹.

Dentro de los aspectos fundamentales y como insumo para la aplicación del método de Análisis Nodal, se encuentra la descripción de las propiedades del yacimiento y las del fluido tratado en la producción. A continuación se establece una relación detallada de éstas propiedades:

¹ PARRA PINZÓN, Ricardo. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos: Características de los Fluidos. Neiva, 2005, p. 17.

Tabla 1. Características del Yacimiento

YACIMIENTO	
Tipo de Trampa	Estructural
Angulo de Buzamiento	24° Oeste
Edad Geológica	Cretaceo (Maastrichtiano)
Ambiente de Deposición	Transicional (Frente de playa – Llanura costera Inferior – Llanura trenzada aluvial)
Litología	Areniscas
Profundidad Promedio (pies)	5670
Espesor total (prom pies TVT)	390 (ARSU), 408 (ARIN)
Espesor neto petrolifero (Prom. pies TVT)	332 (ARSU), 245 (ARIN)
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	22 %
Saturación de Aceite Residual (%)	35 %
Temperatura del Yacimiento (F)	140 (ARSU), 141 (ARIN)
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	1988 (ARSU) / 1972(ARIN)
Mecanismo primario de producción	Acuífero activo, drenaje gravitacional, capa de gas

Fuente: Empresa Objeto de Estudio. Datos Técnicos, Purificación, 2016.

Tabla 2. Propiedades del Fluido

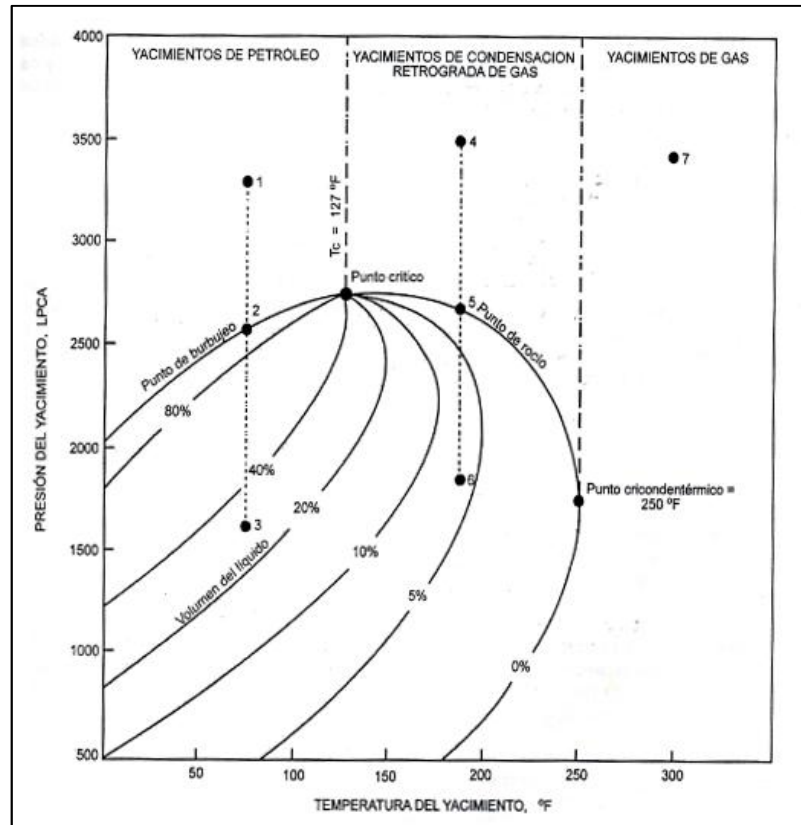
PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Porosidad promedio %	ARSU:19.7 ; ARIN:18
Rango de porosidad, %	ARSU:16-19; ARIN:18-22
Permeabilidad Promedio (mD)	ARSU:40/800; ARIN: 30
Rango permeabilidad, mD	ARSU:500-1900; ARIN: 10-600
Relación Kv/Kh	-
Reservorio Naturalmente Fracturado	N/A
Gravedad API del Aceite@Pb	29.12 (ARSU), 29.3 (ARIN) @ VEN - 1
GE del gas	0.646
Viscosidad Aceite/gas (cp) @ P yac – T yac	2.7 (ARSU), 2.3 (ARIN) @ VEN - 1
Presión Punto de Burbuja (psi)	1824 (ARSU), 1852(ARIN) @ VEN - 1
Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB) @ Pb – Tyac	323 (ARSU), 346(ARIN) @ VEN - 1
Fator Volumétrico Boi (RB/STB) @ Pb	1.15 (ARSU), 1.16 (ARIN) @ V - 1
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	2900

Fuente: Empresa Objeto de Estudio. Datos Técnicos, Purificación, 2016.

Una de las clasificaciones más importantes de los yacimientos de hidrocarburos se presenta con el análisis del comportamiento termodinámico de las fases presentes en él y de las fuerzas responsables de los mecanismos de producción. Dependiendo de la diferencia entre la presión inicial del yacimiento (Pi) y la presión del punto de

burbuja (P_b), el yacimiento de petróleo puede ser clasificado como: yacimiento de petróleo subsaturado y yacimiento de petróleo saturado.

Figura 2. Clasificación de los Yacimientos según el estado de los fluidos



Fuente: PARRA PINZÓN, Ricardo. Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos: Características de los Fluidos. Neiva, 2005, p. 25.

Cada uno de los pozos objeto de estudio actualmente presentan presiones iniciales de yacimiento por debajo de la presión del punto de burbuja del fluido, haciendo que se encuentren dentro de la categoría de yacimiento de petróleo saturado por debajo del punto de burbuja o también denominado yacimiento de dos fases².

² *Ibíd.*, p. 24.

1.4 MECANISMOS DE EMPUJE

Los mecanismos de producción son aquellas fuerzas naturales que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento se desplacen hacia donde exista una presión menor a la presión del yacimiento, ya sea hacia el pozo y por medio de este hacia la superficie. Dichos mecanismos se ven influenciados por la presión del pozo, dependiendo si esta se encuentra por encima o por debajo de la presión de burbujeo. Dentro de los mecanismos de drenaje de los yacimientos se incluyen: el drenaje por gas (casquete de gas o drenaje por gas disuelto), el drenaje por agua (drenaje por agua del fondo o drenaje por agua del borde), drenaje combinado y 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. La etapa de recuperación secundaria llega a su estado final cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica.

En caso de que los procesos de recuperación secundaria lleguen a su límite o resulten inefectivos, se utilizan tradicionalmente métodos térmicos o inyección de química para realizar cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad y la tensión interfacial). Estos comúnmente son considerados métodos de recuperación terciaria, pero debido a que en algunos

yacimientos es ventajoso iniciar un proceso secundario o terciario antes de terminar la producción primaria, aplicándose a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, el término recobro mejorado (improved oil recovery, IOR) se ha convertido en popular diferenciándose de la producción terciaria, ya que la primera involucra procesos de reingeniería y caracterización del yacimiento³.

Para el yacimiento objeto de estudio, se presentan tres mecanismos primarios de producción y uno mediante recuperación secundaria, que de acuerdo a sus características son:

- **Acuífero activo:** Permite un constante suministro de agua, haciendo que la caída de presión en el sistema sea mínima, y permitiendo un desplazamiento constante del hidrocarburo hacia el fondo de pozo.
- **Capa de gas:** Este mecanismo de empuje se lleva a cabo debido a que la presión de yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja, y de esta manera al reducir la presión, el gas que se encuentra en la parte superior actúa como sistema de pistón que se expande y luego empuja el petróleo hacia el pozo.
- **Drenaje gravitacional:** Debido al ángulo de buzamiento del yacimiento (24% Oeste) y a la permeabilidad de la roca (500 – 1.900 mD), se tiene la presencia de este mecanismo de producción, ya que permite que el gas libre tenga la facilidad para moverse hacia el tope de la estructura y a medida que va subiendo, se va acumulando y su vez desplazando el petróleo hacia la zona de menor presión que es el pozo.

³ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos: Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción. Universidad Surcolombiana, Neiva, 2012, p. 26.

1.5 POZOS Y MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Hoy en día, el campo objeto de estudio está conformado por 26 pozos productores, de los cuales 25 pozos poseen sistema de levantamiento mediante bombeo electrosumergible (ESP) y solamente uno (1) posee sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (PCP).

Tabla 3. Pozos y Sistema de Levantamiento del Campo Objeto de Estudio

Pozo	SLA	Potencial BOPD
M-1	PCP	21
V-4	ESP	291
V-5	ESP	127
V-6	ESP	172
V-8	ESP	14
V-9	ESP	82
V-12	ESP	23
V-14	ESP	16
V-18	ESP	26
V-20	ESP	32
V-21	ESP	53
V-22	ESP	121
V-23	ESP	110
V-24	ESP	64
V-25	ESP	75
V-26	ESP	134
V-27	ESP	48
V-29	ESP	26
V-30	ESP	50
V-34H	ESP	630
V-35	ESP	127
V-36	ESP	51
V-37	ESP	217
V-38	ESP	125
V-39	ESP	73
V-59	ESP	144
Total Pozos:	26	2.852

Fuente: Empresa Objeto de Estudio. Potencial Operativo, Purificación, 2016.

1.6 FACILIDADES DE SUPERFICIE

La recolección del fluido proveniente de los pozos productores se hace mediante un Manifold el cual está compuesto por cinco cabezales que dirigen el fluido hacia los separadores existentes; cuatro separadores trifásicos horizontales, V-101, V-102, V-103, V-127, incluido en estos uno de prueba V-103 y un quinto separador trifásico vertical de prueba V-107. El crudo separado es enviado a los tanques de almacenamiento T-109 A/B/C/D en donde es fiscalizado para su posterior transferencia a la estación de bombeo y allí, al Oleoducto, siempre y cuando cumpla con las condiciones de exportación requeridas.

El agua proveniente de los separadores, se maneja mediante tres tanques desnatadores, T-160 A/B/C, en donde ocurre separación mecánica y por reboce de natas de aceite se separa el crudo. El agua es llevada a un tanque de almacenamiento T-151 con capacidad para 5.000 bbls.

Con la ayuda de seis bombas de transferencia, P-151 A/B, P-152 A/B y P-116 A/B, se lleva el agua hacia los tres filtros de cascarilla de nuez F-150 A/B/C, donde el agua filtrada se lleva a los tanques de agua limpia T-107 y T-108, con capacidad de 3.000 bls c/u, para finalmente llevarla a cinco bombas horizontales para la inyección de agua a los pozos V-1, V-3, V-7, V-10, V-11, V-15, V-16, V-17 y V-19.

Para el manejo de gas se cuenta con un compresor de gas C-108 que succiona el gas proveniente del scrubber V-105. El gas para los generadores y las bombas de inyección se toma del scrubber V-106 y el gas de cobertura se toma del Manifold de distribución del scrubber V-106.

En cuanto al sistema de generación y distribución eléctrica, la estación cuenta con 5 generadores a gas marca Waukesha, de los cuales cuatro de éstos G-125 A/B/C/D con capacidad de 900 kw c/u y un generador G-125E con capacidad de 1200 kw.

Adicionalmente cuenta con un generador auxiliar diesel G-126B con capacidad de 400 kw el cual tiene como función suministrar energía eléctrica para el alumbrado perimetral, servicios generales de la plataforma y apoyo en carga a la red de 13.2 Kw general.

Además, se tienen compresores de aire Puzka K-117 E/F y otros auxiliares Ingerson Ram K-117 C/D para suplir la necesidad de aire en servicios de instrumentación. En caso de shut down general, la estación cuenta con un compresor diesel marca Doosan para suplir el pulmón de aire y dar arranque a los equipos.

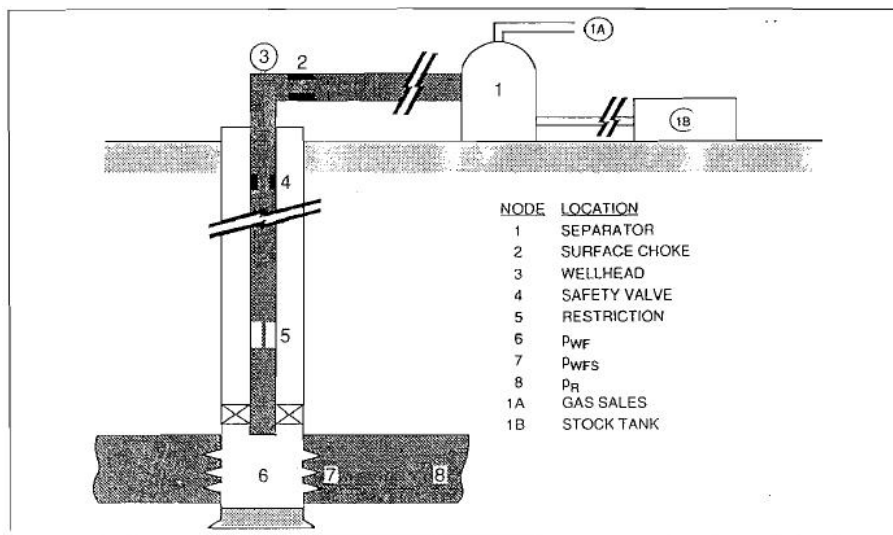
2. ANÁLISIS NODAL

2.1 ANÁLISIS NODAL Y CARACTERÍSTICAS GENERALES

Análisis Nodal es una metodología aplicada para el diseño, análisis y optimización de los sistemas de producción y consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. Fue propuesta por Gilbert en 1954, discutida por Nind en 1964 y posteriormente por Brown en 1978.

El procedimiento de la técnica de análisis nodal se basa en seleccionar un nodo o punto de división en el pozo, logrando así dividir todo el sistema en este punto. Los nodos más comúnmente utilizados para realizar los cálculos de caídas de presión, siguen como se evidencia a continuación:

Figura 1. Localización de nodos en el sistema



Fuente: H. BEGG, Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis: Production Systems Analysis. Tulsa, 2003, p. 3⁴.

⁴ H. BEGG, Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis: Production Systems Analysis, Tulsa, 2003, p. 3.

La selección del nodo a analizar depende de la variable o componente que se quiera aislar en el sistema para así mostrar su efecto en el caso de realizar alguna modificación.

2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

En un sistema de producción se analizan tres componentes fundamentales para la aplicación de la técnica de análisis nodal, entre ellos están:

- Flujo a través del medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por los lodos de perforación y cemento.
- Flujo a través de la tubería vertical, teniendo en cuenta restricciones como válvulas de seguridad o chokes ubicados en fondo.
- Flujo a través de la tubería horizontal, con restricciones como estranguladores en superficie.

Para dar solución al sistema, se plantean dos tipos de nodos: los nodos principales y los nodos funcionales. Los primeros hacen referencia al separador, al cabezal de pozo, al fondo de pozo y por último al yacimiento. Cuando se habla de los nodos funcionales, es cuando existe una variación o caída de presión a través de él y como respuesta a ello se evidencia un cambio en la tasa de flujo. Los nodos funcionales se pueden identificar en un choke, en una válvula de seguridad, en alguna restricción en fondo y/o en la cara de la formación.

El flujo y la presión en un punto determinado del sistema pueden ser calculados si:

- El flujo que entra al nodo (**Inflow**) es igual al flujo que sale (**Outflow**).
- Solamente existe una única presión en el nodo.

Existen dos tipos de presiones que no cambian en el tiempo y través de las cuales se pueden establecer la relación de presiones en el nodo, éstas son: la presión en el yacimiento (P_R) y la presión de salida del sistema, que generalmente es la del separador (P_{sep}).

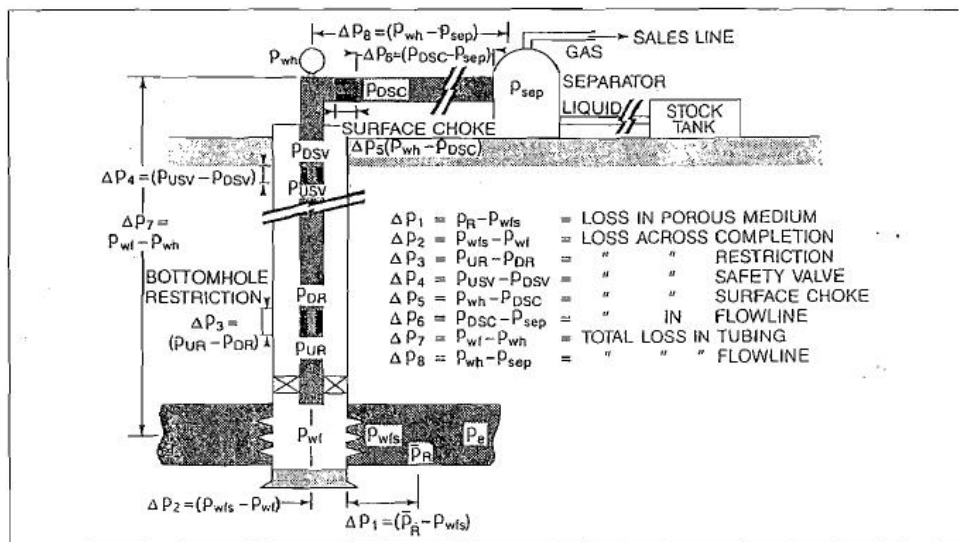
Flujo de entrada al nodo: $P_{nodo} = P_R - P$ (Componentes upstream)

Flujo de salida desde el nodo: $P_{nodo} = P_{Sep} + P$ (Componentes downstream)

2.3 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Durante el trayecto para transportar los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie, se presentan diversos obstáculos que hacen necesario tener una mayor energía para poder levantar la columna hidrostática y vencer las pérdidas por fricción, tales caídas de presión se muestran en forma esquemática en la siguiente figura, y permite representar que la pérdida de presión total en el sistema es: $P_R - P_{sep}$.

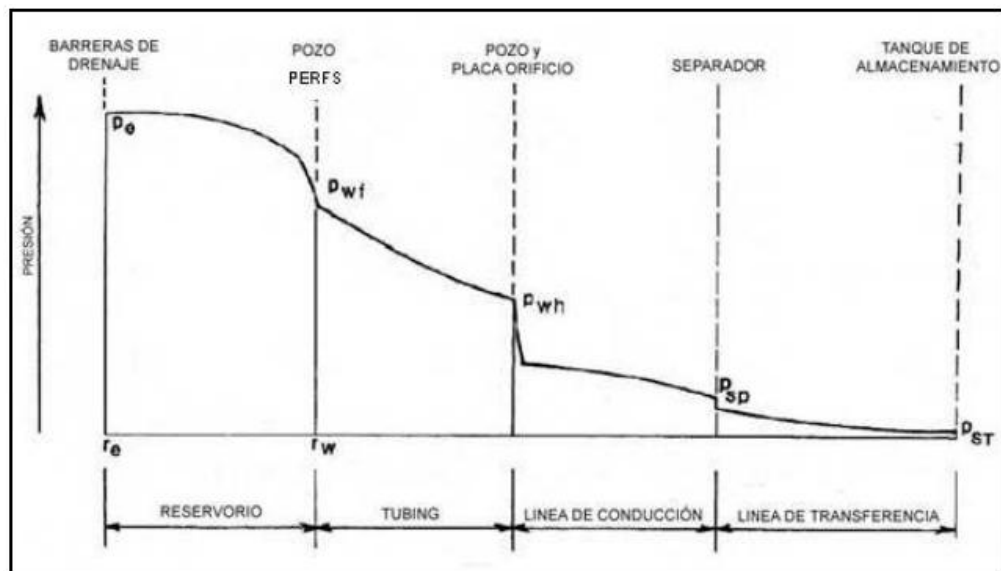
Figura 2. Pérdidas de presión en un sistema



Fuente: H. BEGG, Dale. Production Optimization Using NODAL™ Analysis: Production Systems Analysis. Tulsa, 2003, p. 2.

El perfil de presiones para un pozo que produce a una tasa constante se puede evidenciar en la figura 3. La presión en el límite externo es el punto inicial del perfil de presiones, que termina a la presión de la línea de transferencia o a la presión atmosférica en el tanque de almacenamiento.

Figura 3. Perfil de presiones en un sistema de producción



Fuente: Tomado de Paez Camacho. R. 2008.

2.4 APLICACIONES DEL ANÁLISIS NODAL

El procedimiento de análisis nodal puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como para pozos con sistemas de levantamiento artificial. Además, puede ser utilizado para analizar el desempeño de los pozos inyectoros a partir de la modificación de ecuaciones de entrada (Inflow) y de salida (Outflow). Algunas de las aplicaciones donde frecuentemente se usa la técnica son:

- Selección de diámetros de Tubing.

- Selección de líneas de conducción.
- Diseños de Gravel Pack.
- Dimensionamientos de orificios de superficie y fondo.
- Análisis de problemas de restricciones.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- Evaluación de estimulación de pozos.
- Analizar el efecto de comprimir gas en la boca del pozo.
- Analizar el desempeño de la densidad de los punzados.
- Predecir el efecto de la depleción en los reservorios.

3. METODOLOGÍA PARA APLICAR LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO OBJETO DE ESTUDIO, MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

El objetivo fundamental al optimizar un pozo es buscar la manera de mejorar su funcionamiento y eficiencia, ya sea eliminando o reduciendo al máximo las restricciones presentes en el recorrido desde fondo de pozo hasta superficie. Todo esto se logra a través de un monitoreo y seguimiento constante de las variables de producción y cuantificación de su impacto frente a la capacidad total del sistema. Es por esta razón, que se plantea la implementación de un software capaz de evaluar y optimizar completamente el sistema de producción.

El software de análisis de sistemas Wellflo™ es una aplicación autónoma, poderosa y simple implementada para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Este modelo preciso y riguroso muestra el comportamiento del influjo del reservorio, tubing de los pozos y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del yacimiento y resulta efectivo al momento de mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduciendo de esta manera los gastos operativos y aliviando los problemas de producción al mejorar el desempeño de los pozos.

3.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

El proceso de recolección de la información necesaria para el ingreso en el software Wellflo™ fue tomado mediante registros estadísticos y de producción de los pozos que hacen parte de la plataforma objeto de estudio, verificando archivos, documentos, bases de datos, historial de pruebas de pozos, trabajos de estimulación y consultas a personal especializado en el área de yacimientos y de producción pertenecientes a la empresa objeto de estudio, logrando de esta manera tener evidencia del estado actual de los pozos y su sistema de levantamiento.

Dentro de los datos recolectados en campo se tiene como información fundamental, la siguiente:

- Tipo de pozo y sistemas de levantamiento.
- Potencial de producción del campo.
- Propiedades físicas de la roca y del fluido, tales como: porosidad promedio, permeabilidad promedio, gravedad API del crudo, gravedad específica del gas, viscosidad del aceite, presión en el punto de burbuja, relación gas-aceite, factor volumétrico, salinidad del agua de formación, entre otros.
- Datos técnicos del yacimiento, tales como: profundidad promedio, espesor neto y total, saturación de aceite, temperatura, presión inicial, mecanismo de producción, entre otros.
- Datos de la línea de flujo, tales como: diámetro y longitud, grado de elevación, restricciones, equipos presentes en superficie, presión, temperaturas, entre otros.
- Datos del pozo: diámetro y longitud de la línea de producción, survey, restricciones, entre otros.
- Historial de las pruebas de producción.
- Pruebas PVT.

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS

Uno de los aspectos fundamentales para la selección de los pozos objeto de estudio, es su alto potencial de producción respecto a la totalidad de flujo del campo analizado siendo aproximadamente el 30% de la producción total con tan solo tres pozos, pues al disminuir su tasa de flujo genera un gran impacto para todo el sistema. Además de lo anterior, se dispone de la data requerida por el simulador

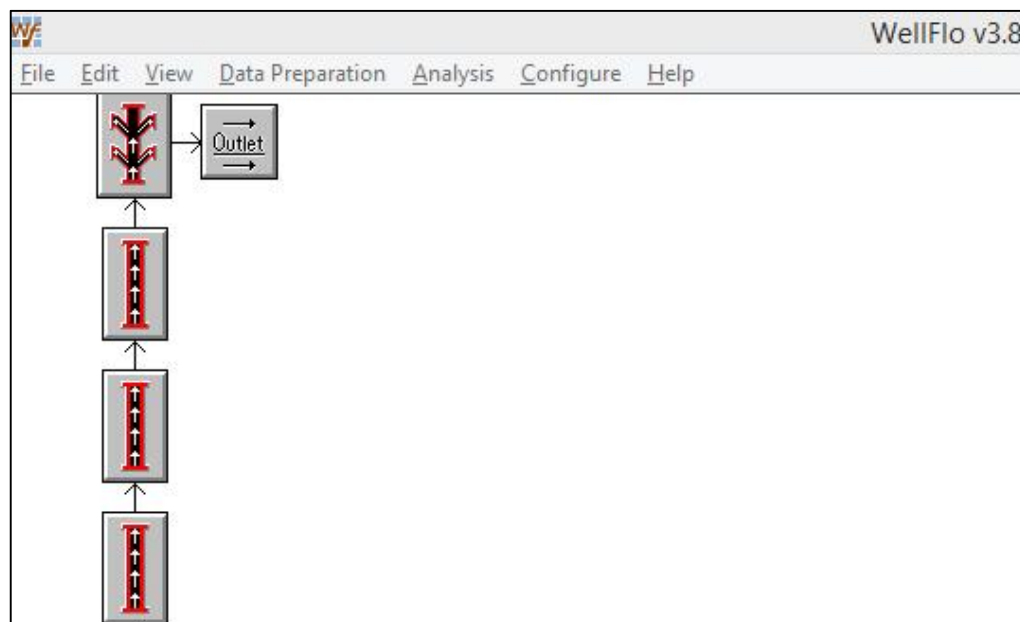
Wellflo™ para poder realizar el proceso de optimización sensibilizando las variables acorde a los resultados del proceso de optimización.

3.3 PROCEDIMIENTO USADO PARA LA SIMULACIÓN EN WELLFLO™

Una vez recolectada la información, datos de propiedades y características del yacimiento y de los fluidos, se procede a realizar el ingreso de la data e implementación del simulador Wellflo™, con el objetivo fundamental de optimizar las tasas de producción, estimar las variables del yacimiento desde el historial de producción y predecir caudales futuros de los pozos objeto de estudio.

Para el ingreso de los datos, el software Wellflo™ cuenta con una serie de pasos para el montaje de toda la información correspondiente a los pozos y las características de las líneas de flujo y de producción, mediante una interfaz como la siguiente:

Figura 3. Visualización interfaz del software Wellflo™

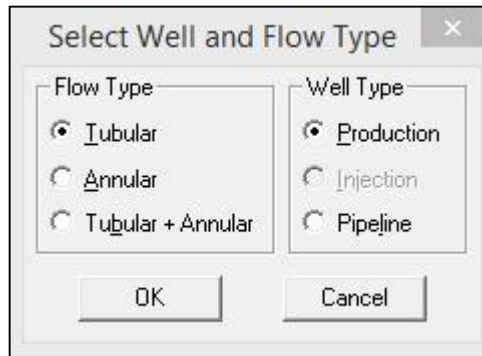


Fuente: Software Wellflo™

3.3.1 Carga de datos para la simulación

Módulo tipo de pozo y flujo: Se comienza por ingresar el tipo de pozo y de flujo de acuerdo al escogido como objeto de estudio, que en nuestro caso es flujo tubular y pozo productor.

Figura 4. Visualización Módulo tipo de pozo y flujo



Fuente: Software Wellflo™

Módulo correlaciones de flujo

Debido a la complejidad de los sistemas de producción, a la variación de las propiedades de los fluidos en función de la presión y la temperatura, y a la existencia de diferentes tipos de correlaciones para el cálculo de las características hidráulicas, hacen que el diseño de sistemas multifásicos sea complejo. Por esta razón, es necesario seleccionar una correlación apropiada de flujo multifásico que represente lo más cercano posible a la realidad el sistema que se desea modelar.

Según estudios literarios, la implementación de la correlación de Hagedorn & Brown, para flujo vertical y la de Beggs & Brill, para flujo horizontal, pueden dar una aproximación rápida y consistente sobre las caídas de presión en tubería vertical y los métodos de predicción de *holdup* y factor de fricción para tubería horizontal,

como se evidencia en las siguientes tablas comparativas de los estudios realizados con diferentes correlaciones de flujo multifásico (vertical/horizontal), obteniendo como resultado que las correlaciones mencionadas anteriormente son las de menor error porcentual promedio, brindando una mayor precisión en sus cálculos. De todas maneras, es recomendable establecer un estudio comparativo de resultados, a través de las correlaciones disponibles en la herramienta a utilizar⁵.

Tabla 4. Comparación de correlaciones de flujo multifásico vertical

AUTOR DEL ESTUDIO (AÑO)	MEJOR CORRELACIÓN DE FLUJO / ERROR PORCENTUAL PROMEDIO
<i>Lawson & Brill (1973)</i>	Hagedorn & Brown, -1.3 [%] Francher & Brown, -5.5 [%] Aziz et al., +8.2 [%]
<i>Rosslund (1.979)</i>	Hagedorn & Brown, -3.5 [%]
<i>Ibe (1.979)</i>	Orkiszewski, -0.75 [%] Hagedorn & Brown, +1.24 [%]
<i>Ansari et al (1.994)</i>	Hagedorn & Brown

Fuente: El autor

Tabla 5. Comparación de correlaciones de flujo multifásico horizontal

AUTOR DEL ESTUDIO (AÑO)	MEJOR CORRELACIÓN DE FLUJO / ERROR PORCENTUAL PROMEDIO
<i>Mandhane et al. (1.974, 1.976)</i>	Beggs & Brill, 10.4 [%]
<i>Gregory et al. (1.974)</i>	Beggs & Brill, 2.0 [%]
<i>Vohra et al. (1975)</i>	Primer estudio: Beggs & Brill, -12.0 [%] Segundo estudio: Beggs & Brill, +6.0 [%]
<i>Fayed y Otten (1.983)</i> <i>Osman y El-Feky (1.985)</i> <i>Asheim (1.986)</i>	Beggs & Brill

Fuente: El autor

⁵ VALLE TAMAYO, Gustavo Andrés; ROMERO CONSUEGRA, Felipe; CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos. REVISTA FUENTES, [S.l.], v. 15, n. 1, p. 87-99, jul. 2017. ISSN 2145-8502. Disponible en: <<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6505>>. Fecha de acceso: 26 jul. 2017.

Por tal motivo, para los cálculos efectuados en el simulador Wellflo™ correspondientes cada uno de los pozos objeto de estudio, se seleccionaron las correlaciones de Hagedorn and Brown (std) para flujo multifásico vertical y la de Beggs and Brill (std) para modelar el sistema de producción con flujo multifásico horizontal, como se evidencia en la siguiente figura:

Figura 5. Visualización Módulo correlaciones de flujo

The screenshot shows a dialog box titled "Nodal Analysis Correlations" with the following settings:

- Well and riser flow correlation: Hagedorn and Brown (std)
- Change correlation at MD: 0 ft
- Deep well flow correlation: Hagedorn and Brown (mod)
- Well and riser L-factor: 1.0000 (fraction)
- Turner velocity multiplier: 1.000 (fraction)
- Pipeline flow correlation: Beggs and Brill (std)
- Pipeline L-factor: 1.0000 (fraction)
- Downcomer flow correlation: Hagedorn and Brown (mod)
- Downcomer L-factor: 1.0000 (fraction)
- Subcritical choke L-factor: 1.0000 (fraction)
- Choke correlation: Ros
- Coefficients for Customised choke correlation option:
 - A: 1.930
 - B: 9.560
 - C: 0.5460

Buttons at the bottom: OK, Cancel, Tuning tables...

Fuente: Software Wellflo™

Módulo referencia de profundidad: Mediante este módulo se pueden ingresar los datos del punto de referencia del pozo y su identidad que para el caso de estudio se escogió la “Mesa Rotaria” (RKB), así mismo la elevación de la cabeza del pozo con respecto al nivel medio del mar, y de esta manera el simulador calcula automáticamente la profundidad de la cabeza del pozo por debajo del punto de referencia de profundidad.

Figura 6. Visualización Módulo referencia de profundidad

System Editor: Xmas Tree Data

Upstream temperature: 60.000 degrees F

Well depths measured from: RKB at elevation: 2572.600 above MSL

Wellhead elevation: 2556.600 ft above MSL

Wellhead depth: 16.000 ft from RKB

Heat transfer coefficient, air: 100.000 BTU/d-ft2-degF

Heat transfer coefficient, sea: 3500.000 BTU/d-ft2-degF

Node name: Xmas Tree

OK

Cancel

Fuente: Software Wellflo™

Módulo parámetros de fluido: A través de la opción “Reservoir control” – “Oil fluid parameters”, se ingresan datos del fluido como: gravedad API y específica del aceite, gravedad específica del gas, salinidad y gravedad específica del agua, etc.

Figura 7. Visualización Módulo parámetros de fluido

Oil fluid parameters

Produced fluid data:

Oil API gravity: 27.600 deg API

Oil specific gravity: 0.88938 sp grav

Gas specific gravity: 0.733 sp grav

Water salinity: 3250.0 ppm

Water specific gravity: 1.001245 sp grav

Layer data:

Layer name	Prod. GOR SCF/STB	Water cut per cent
Layer 1	249.960	94.800

Copy Previous Data

OK

Cancel

Check...

Match...

Emulsion Viscosity...

Correlations:

Pb, Rs, Bo: Glaso

Uo: Beggs et al

Ug: Carr et al

Surface Tension: Advanced

Fuente: Software Wellflo™

Una vez ingresada esta información, se procede a calibrar las propiedades del fluido con el fin de seleccionar la correlación más adecuada que modele las propiedades

lo más cercano posible a la realidad. Para esto, se escoge cada correlación por separado y se pulsa el botón “Check”, evidenciando de ésta manera los valores calculados a través del software y poder realizar un análisis comparativo frente a las propiedades del PVT, como muestra la siguiente tabla:

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

Tabla 6. Análisis comparativo propiedades PVT vs propiedades calculadas con Wellflo™

PROPIEDAD	PRUEBA PVT	CORRELACIONES WELLFLO					
		Glaso	Lasater	Standing	Vasquez - Beggs	Petrosky-Farshad	Macary
<i>Punto de Burbuja Pb (Psi)</i>	1.824	1.651	1.318	1.355	1.443	1.498	1.532
<i>Relación Gas en Solución Rs corregida @ Psep (scf/bbl)</i>	250	207	250	250	238	233	217
<i>Factor Volumétrico de Aceite Bo @ Pb (bbl/stf)</i>	1,15	1,10	1,14	1,14	1,12	1,13	1,22

Fuente: El autor

A su vez se determina el % de error en cada una de las propiedades comparadas con el objetivo de seleccionar la de menor valor porcentual.

Tabla 7. Porcentaje de Error mínimo entre correlaciones (%)

PROPIEDAD	PORCENTAJE ERROR (%)					
	Glaso	Lasater	Standing	Vasquez - Beggs	Petrosky-Farshad	Macary
<i>Punto de Burbuja Pb (Psi)</i>	9,46	27,73	25,71	20,90	17,86	16,01
<i>Relación Gas en Solución Rs @ Psep (scf/bbl)</i>	17,13	0,00	0,00	4,68	6,91	13,19
<i>Factor Volumétrico de Aceite Bo @ Pb (bbl/stf)</i>	4,72	1,30	1,26	2,45	1,51	5,83

Fuente: El autor

Propiedad PVT: Viscosidad del Aceite (μo)

Tabla 8. Análisis comparativo viscosidad del aceite PVT vs viscosidad del aceite calculadas con Wellflo™

PROPIEDAD	PRUEBA PVT	CORRELACIONES WELLFLO™			
		Beal + Chew et al	Beggs et al	ASTM + Chew et al	ASTM + Beggs et al
Viscosidad de Aceite μo (Cp)	2,650	3,653	2,325	5,376	3,019

Fuente: El autor

Tabla 9. Porcentaje de Error mínimo viscosidad del aceite (%)

PROPIEDAD	PORCENTAJE ERROR (%)			
	Beal + Chew et al	Beggs et al	ASTM + Chew et al	ASTM + Beggs et al
Viscosidad de Aceite μo (Cp)	37,85	12,26	102,87	13,92

Fuente: El autor

Propiedad PVT: Viscosidad del Gas (μg)

Tabla 10. Análisis comparativo viscosidad del gas PVT vs viscosidad del gas calculadas con Wellflo™

PROPIEDAD	PRUEBA PVT	CORRELACIONES WELLFLO™	
		Caret et al	Lee et al
Viscosidad del Gas μg (Cp)	0,0146	0,0145	0,0148

Fuente: El autor

Tabla 11. Porcentaje de Error mínimo viscosidad del gas (%)

PROPIEDAD	PORCENTAJE ERROR (%)	
	Caret et al	Lee et al
Viscosidad del Gas μg (Cp)	0,979	1,596

Fuente: El autor

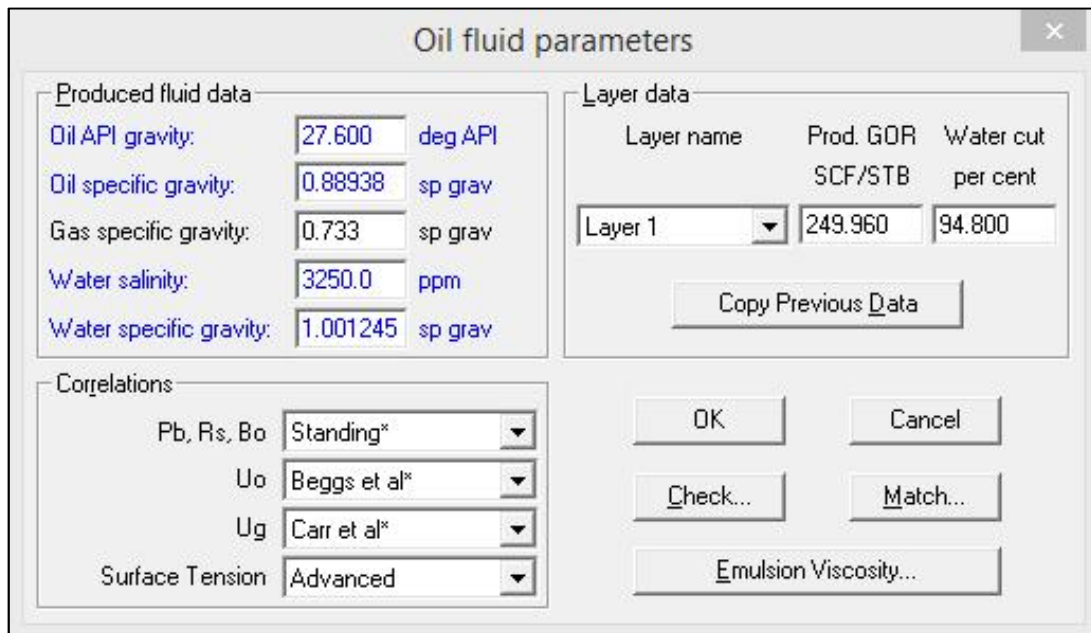
Cuando ya se han analizado las propiedades del fluido con cada una de las correlaciones disponibles en Wellflo™, se obtiene como sugerencia escoger las siguientes correlaciones para el pozo objeto de estudio:

Tabla 12. Correlaciones seleccionadas para la simulación

PROPIEDAD PVT	CORRELACIÓN SELECCIONADA
<i>Punto de Burbuja P_b (Psi)</i>	Standing
<i>Relación Gas en Solución $R_s @ P_{sep}$ (scf/bbl)</i>	Standing
<i>Factor Volumétrico de Aceite $B_o @ P_b$ (bbl/stf)</i>	Standing
<i>Viscosidad de Aceite μ_o (Cp)</i>	Begg et al
<i>Viscosidad del Gas μ_g (Cp)</i>	Caret et al

Fuente: El autor

Figura 8. Visualización de correlaciones en Wellflo™



Fuente: Software Wellflo™

Para terminar con el proceso de calibración de las propiedades del fluido, se deben ajustar cada una de las correlaciones seleccionadas a través del botón “Match”,

escogiendo las propiedades anteriormente mencionadas como: la presión de burbuja (P_b), Factor volumétrico de crudo (B_o), viscosidad del crudo (μ_o), viscosidad del gas (μ_g) y Factor de compresibilidad del gas (Z), y mediante el ingreso de los valores observados como la relación gas en solución y temperatura, se procede a determinar el valor calculado pulsando el botón “Calculate” y luego “Best fit” para finalmente ajustar la correlación⁶.

Figura 9. Visualización Calibración de las Propiedades del Fluido en Wellflo™

The screenshot shows the 'Match oil properties' dialog box. On the left, the 'Match property' is set to 'Bubble Pt Press.'. The correlation used is 'Standing*' at a produced GOR of 249.960 SCF/STB. Tuning parameters are 1.30728 and 47.95946. The 'Match:' section has 'Anchored' selected. The main area contains two tables:

Observed values					
Pressure	Temp	Bub.Pt.			
50.0					
100.0					
140.0		1824.000			
200.0					
250.0					
300.0					

Calculated values					
Pressure	Temp	Bub.Pt.			
50.0					
100.0					
140.0					
200.0					
250.0					
300.0					

Fuente: Software Wellflo™

⁶ GUTIERREZ GONZALEZ, José Manuel; GONZALEZ ARIAS, Kelly Johana. Propuesta para la Optimización de Producción del Campo La Cañada Norte, mediante el Análisis Nodal. Monografía de Especialización de Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2015, 80 p.

Módulo Yacimiento: Este módulo permite la selección de entrada de datos al modelo a través de las opciones: “Parámetros de zona”, “datos de prueba” y/o “Manual”. Para el caso objeto de estudio se escogió la opción “Datos de prueba”, que además de ingresar la presión y temperatura de yacimiento, permite el ingreso de una y/o dos pruebas de producción con su respectivo caudal y presión.

Figura 10. Visualización Módulo Yacimiento

Layer Parameters		
Layer pressure:	1381.000	psig
Layer temperature:	140.000	degrees F
Relative Injectivity:	0	per cent
Mid-perf depth (MD):	7241.00	ft

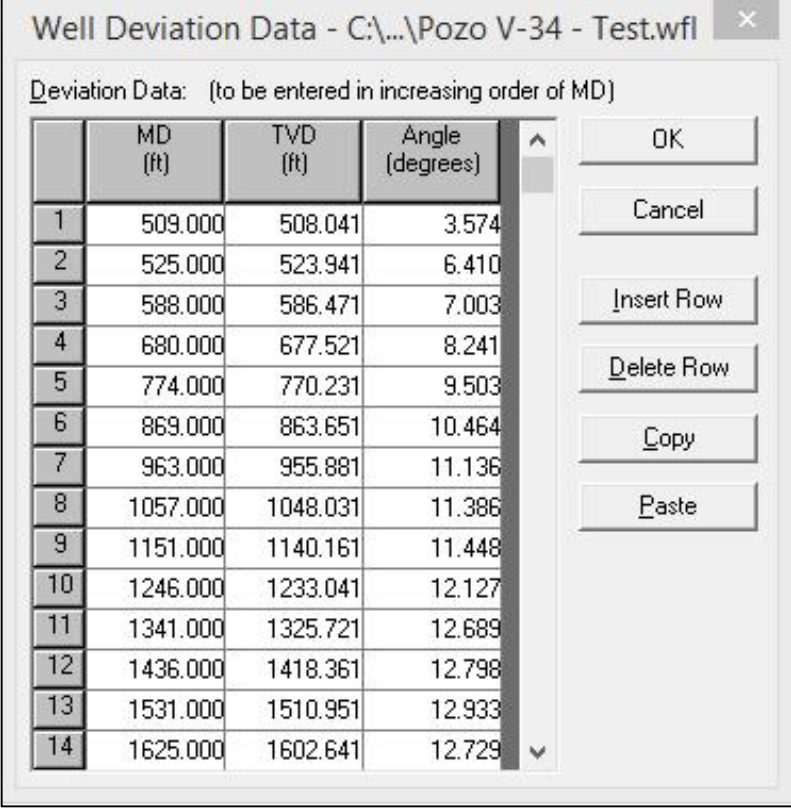
Test point data (total liquid)		
Test Pressure 1:	495.00	psig
Test Flow Rate 1:	9713.000	STB/day
Test Pressure 2:	499.00	psig
Test Flow Rate 2:	9682.000	STB/day

Calculated values (total liquid)		
Productivity index (J):	13.2099	STB/day/psi
Non-Darcy flow coeff. (F):	-8.859e-12	psi/(lbs/day)2
Abs. open flow (AOF):	12292.6	STB/day

Fuente: Software Wellflo™

Módulo de desviación del pozo: En éste módulo, se procede a ingresar las características de desviación del pozo objeto de estudio, con sus medidas de profundidades tanto MD (ft) como TVD (ft).

Figura 11. Visualización módulo desviación de pozo



Well Deviation Data - C:\...\Pozo V-34 - Test.wfl

Deviation Data: (to be entered in increasing order of MD)

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	509.000	508.041	3.574
2	525.000	523.941	6.410
3	588.000	586.471	7.003
4	680.000	677.521	8.241
5	774.000	770.231	9.503
6	869.000	863.651	10.464
7	963.000	955.881	11.136
8	1057.000	1048.031	11.386
9	1151.000	1140.161	11.448
10	1246.000	1233.041	12.127
11	1341.000	1325.721	12.689
12	1436.000	1418.361	12.798
13	1531.000	1510.951	12.933
14	1625.000	1602.641	12.729

Buttons: OK, Cancel, Insert Row, Delete Row, Copy, Paste

Fuente: Software Wellflo™

Módulo Equipos de Pozo: Una vez ingresada la información de desviación del pozo, se procede a ingresar los datos de los diámetros de tubing y casing presentes en la tubería de producción, así mismo sus longitudes y cada una de las restricciones que se encuentren presentes durante el recorrido.

Figura 12. Visualización módulo equipos de pozo

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
3230.400	4.500	12.750	3.946	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 4 1/2"
3230.400			243.840	(64th in)		60.000	Restriction	Restriction
6105.400	4.500	12.750	3.946	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 4 1/2"
6117.400	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 3 1/2"
6117.400			176.000	(64th in)		60.000	Restriction	Restriction
6150.000	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 3 1/2"
6189.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8"
6229.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8"
6283.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8"
7241.000	7.000	43.700	5.742	0.00120		60.000	Casing	Casing 7"
8173.000	7.000	43.700	5.742	0.00120		60.000	Casing	Casing 7"

Fuente: Software Wellflo™

Módulo Datos de superficie: Este módulo permite el ingreso de datos relacionados con las longitudes y diámetros de todos los equipos presentes durante el recorrido en superficie, admitiendo el ingreso de choques, instrumentos de medición, recolectores, etc.

Así mismo en el módulo de desviación de pozo en la opción “*surface data*”, se registra la información complementaria de datos como la medida de elevación de la tubería y sus respectivos grados de inclinación durante el trazado de la línea de producción desde cabeza de pozo hasta su punto final

Figura 13. Visualización módulo líneas de superficie

	Lwh (ft)	Elev (ft)	Angle (degrees)
1	130.672	2556.600	90.000
2	786.840	2513.696	93.749
3	5051.933	2494.193	90.262
4	5446.290	2495.193	89.855
5	5710.397	2496.193	89.783
6			
7			
8			

Fuente: Software Wellflo™

Figura 14. Visualización Módulo datos de superficie

Lwh (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Insul. Dia (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
3.280	4.500	10.800	4.026	0.00120	0	60.000	Flow Line	Flow Line 4"
3.280						60.000	Gauge	PT
6.000	4.500	10.800	4.026	0.00120	0	60.000	Flow Line	Flow Line 4"
130.672	6.625	18.990	6.065	0.00120	0	60.000	Flow Line	Flow Line 6"
130.672						60.000	Manifold	Manifold N
786.840	6.625	18.990	6.065	0.00120	0	60.000	Flow Line	Flow Line 6"
786.840						60.000	Manifold	Manifold D
5710.397	6.625	18.990	6.065	0.00120	0	60.000	Flow Line	Flow Line 6"

Fuente: Software Wellflo™

Modulo Sistema de levantamiento: Mediante este módulo se ingresan todas las variables para diseñar la bomba del pozo objeto de estudio, el cual presenta sistema de bombeo electrosumergible. Dentro de la información se encuentra: frecuencia de operación, profundidad de la bomba, factores de desgaste y eficiencia de la bomba y presencia del separador de gas.

Figura 15. Visualización Módulo Sistema de Levantamiento

System Editor: ESP Data

Pump environment

Measured depth: 6189.000 ft
Min Equ't O.D.: 0 in
Max Equ't O.D.: 6.184 in
Operating frequency: 62.0 Hz
Upstream temperature: 128.000 degrees F
Pump name: ESP

Wear factors/Efficiencies

Pump wear factor: 0.900 (fraction)
 Head Factor Power Factor
Motor wear factor: 0.900 (fraction)
 Gas separator present
Separator efficiency: 0.900 (fraction)

Calculation options

Viscosity corrections
 Gassiness corrections
Lower threshold: 1.000
Upper threshold: 2.000

Design pump only Analyse pump

Analysis equipment

Pump model: HN13500 (HS) - Reda
Min flow rate: 5166.7 bbl/day
Max flow rate: 18600.0 bbl/day
Number of stages: 91
Motor model: 562 Series - Reda
Nameplate rating: 720.000 hp, 4250.0 V, 102.50 A
Operating rating: 744.000 hp, 4391.7 V, 102.50 A
Cable size: #2

OK Cancel
Delete Plot

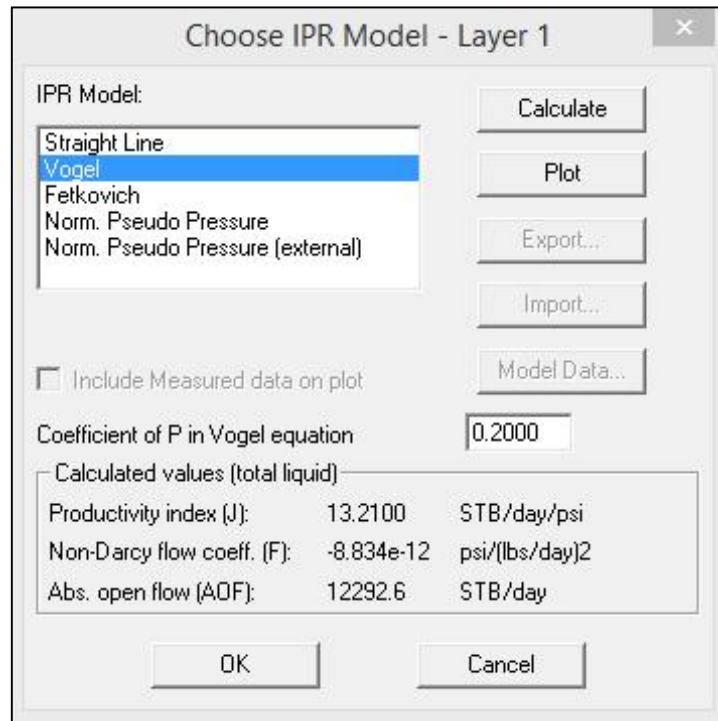
Fuente: Software Wellflo™

Modelamiento IPR

Después de realizar el ingreso de los datos de yacimiento y de las propiedades del fluido, es posible evaluar el rendimiento del pozo mediante la selección del modelo IPR. El software Wellflo™ cuenta con el despliegue de cinco modelos, dentro de los cuales se encuentran: Straight Line, Vogel, Fetkovich, Norm. Pseudo Pressure y Norm. Pseudo Pressure (external).

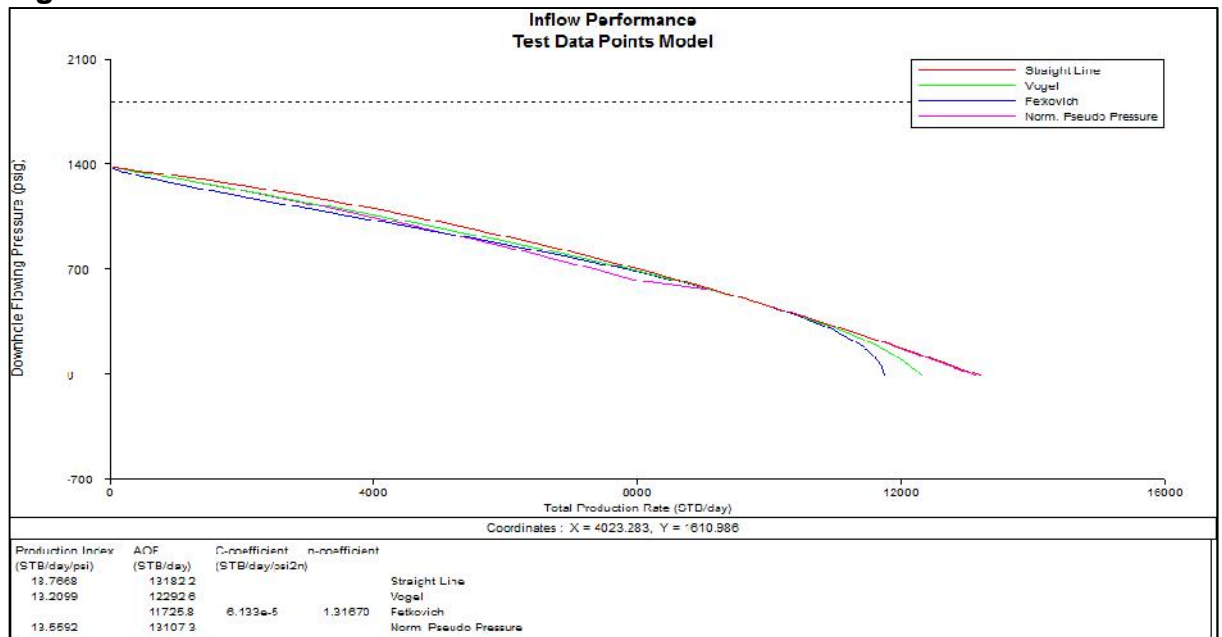
De esta manera se selecciona la opción “Reservoir control” – “Edit layer” – “Choose IPR” y de acuerdo a las opciones que brinda el simulador se grafican todos los modelos para poder seleccionar el que mejor represente los datos de producción.

Figura 16. Visualización para seleccionar Modelo IPR



Fuente: Software Wellflo™

Figura 17. Curva IPR Pozo V-34



Fuente: Software Wellflo™

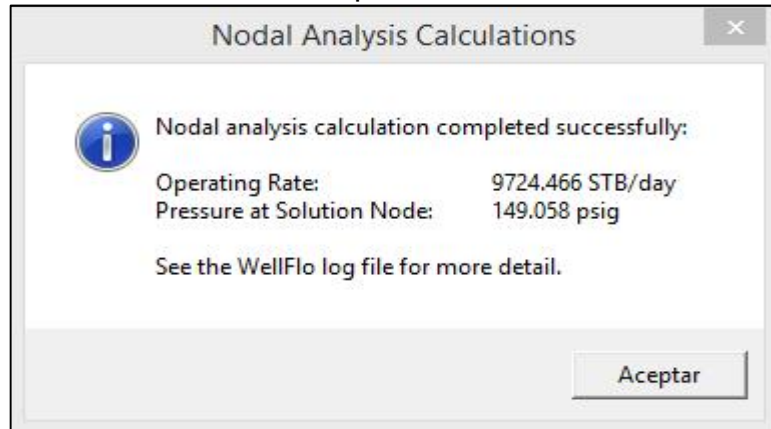
Para el caso objeto de estudio se escogió el modelo IPR Vogel para describir el comportamiento IPR del sistema, ya que este comportamiento es el que más se ajusta a los datos de las últimas pruebas de producción del pozo y considera solo el efecto de la roca y las propiedades de los fluidos en sistemas saturados. Esta relación no tiene en cuenta los efectos del flujo para altas velocidades que puedan existir en pozos con altas tasas⁷.

Inflow y outflow: Una vez ingresada la información del pozo objeto de estudio, se procede a graficar las curvas de oferta (*Inflow*) y demanda (*Outflow*), con el fin de encontrar los valores solución de P_{wh} y Q_L a partir de la intersección de las curvas mencionadas, ya que fue seleccionado como “*Nodo solución*” el cabezal del pozo V-34.

Además se debe tener en cuenta que los valores registrados en la gráfica sean coherentes con los datos de las pruebas de producción del pozo, las cuales dan como resultado una producción promedio de 9.749 BFPD a una THP de 143 Psi, comparado con los datos del software de 9.724,466 BFPD y 149,058 Psi, respectivamente.

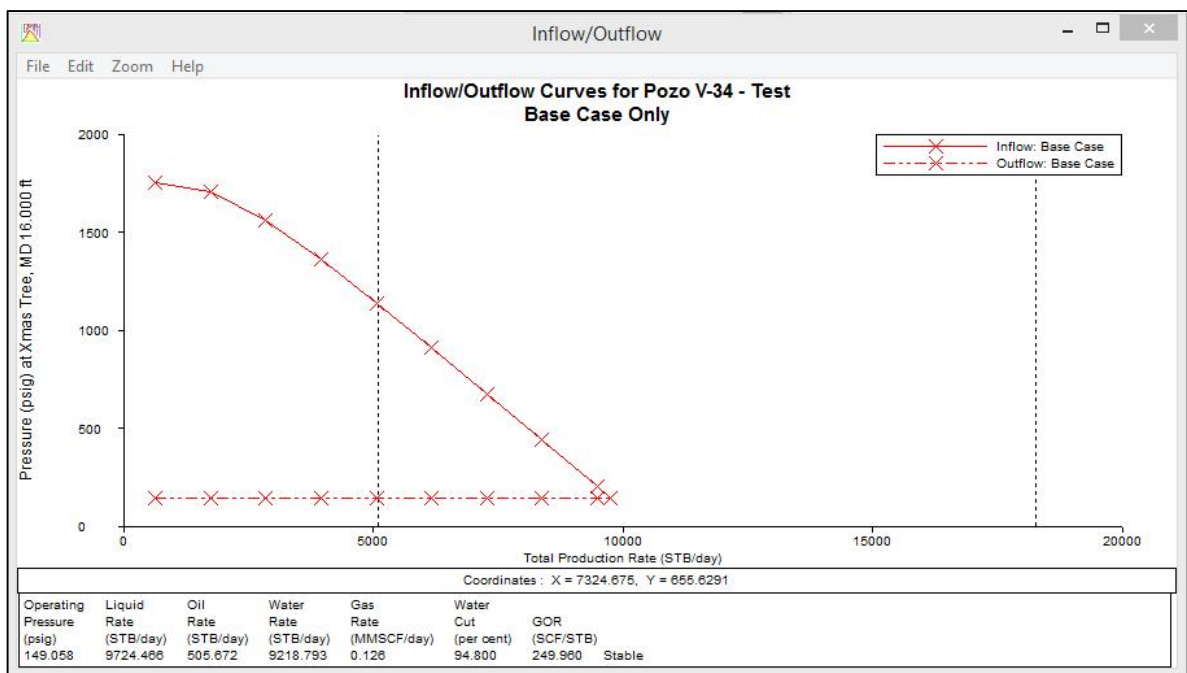
⁷ PORRAS RODRÍGUEZ, Mario Andrés; ZAPATA BOHÓRQUEZ, Marvin Brayan. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por Análisis Nodal. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2014, p. 36.

Figura 18. Resultados en cabezal de pozo como nodo solución



Fuente: Software Wellflo™

Figura 19. Visualización Inflow y Outflow Pozo V-34



Fuente: Software Wellflo™

3.4 OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizado el proceso de simulación de los pozos objeto de estudio y acorde a los resultados obtenidos, se procede a efectuar las diversas sensibilidades en los componentes de cada uno y de esta manera plantear nuevas alternativas de solución para la optimización y/o mejoramiento de las tasas de producción.

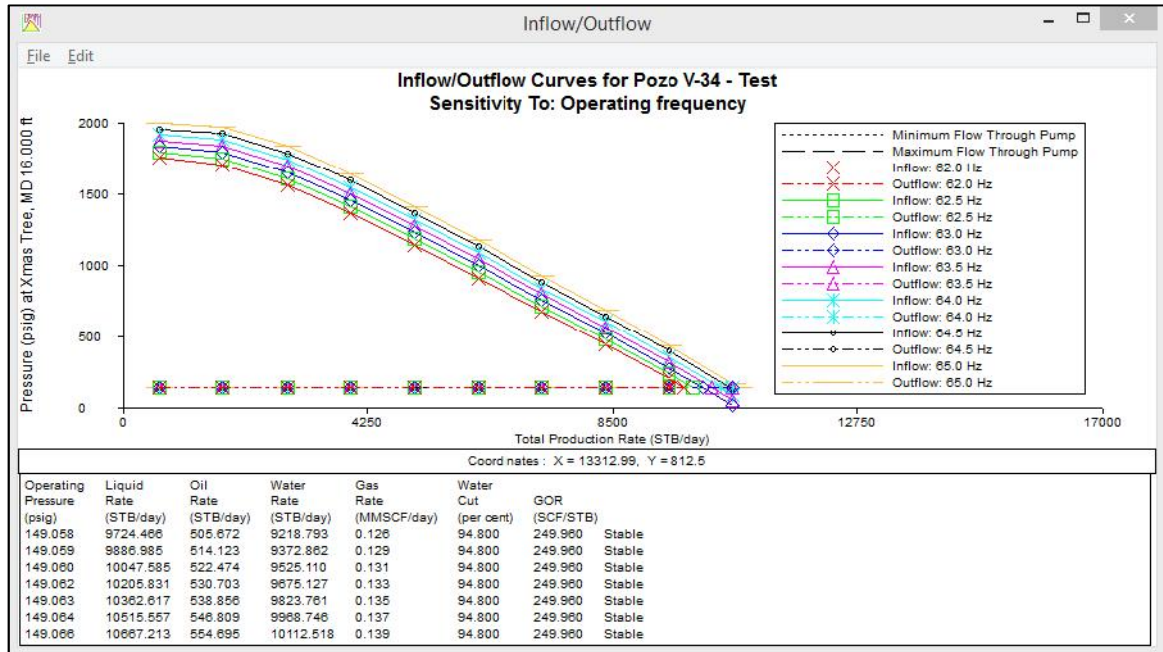
El proceso de la carga de datos y simulación de los demás pozos objeto de estudio (V-35 y V-39), se efectuaron de manera previa a la sensibilización siguiendo los mismos parámetros y condiciones que se plantearon para el pozo V-34. Por consiguiente, se realiza el procedimiento de sensibilización a los siguientes componentes del sistema:

3.4.1 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-34

Para realizar un análisis en el cambio de la velocidad o frecuencia de los equipos de fondo, que para los casos de estudio son sistemas de levantamiento ESP, se debe tener en cuenta los límites máximos permitidos para poder efectuar cualquier tipo de variación en el sistema, es decir, estos cambios se deben realizar de manera gradual sin afectar la integridad de los pozos y/o equipos presentes en el sistema, ya que este campo presenta altas probabilidades de arenamiento y gasificación de sus bombas. Debido a esto, en la práctica se maneja como parámetro fundamental un valor mínimo de sumergencia efectiva de la bomba para cada uno de los pozos objeto de estudio, siendo este valor de +/- 100 ft, todo esto con el fin de evitar los problemas descritos con anterioridad.

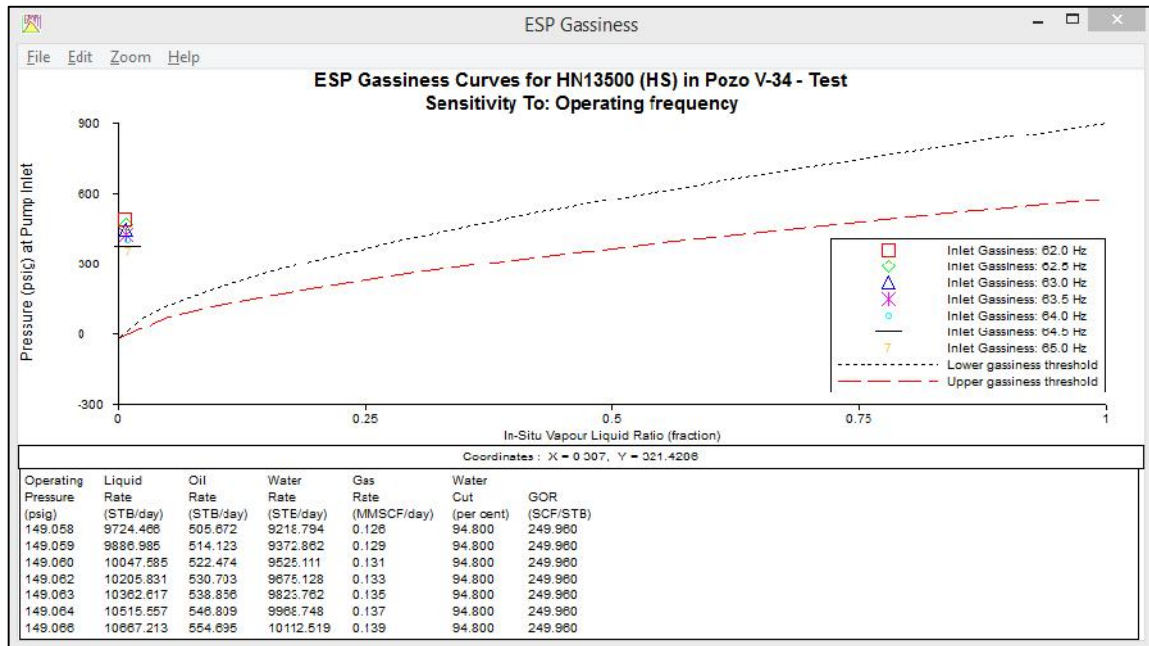
En la actualidad el pozo V-34 trabaja a una frecuencia de 62,0 Hz con una sumergencia efectiva de 740 ft y una PIP de 630 psi. Los resultados obtenidos del análisis para el pozo en estudio se evidencian a continuación:

Figura 20. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-34



Fuente: Software Wellflo™

Figura 21. Curva de gasificación ESP – Pozo V-34



Fuente: Software Wellflo™

Tabla 13. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-34

Pozo	Frecuencia (Hz)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)
V-34	62,0	506	646
	62,5	514	663
	63,0	522	681
	63,5	531	698
	64,0	539	716
	64,5	547	734
	65,0	555	753

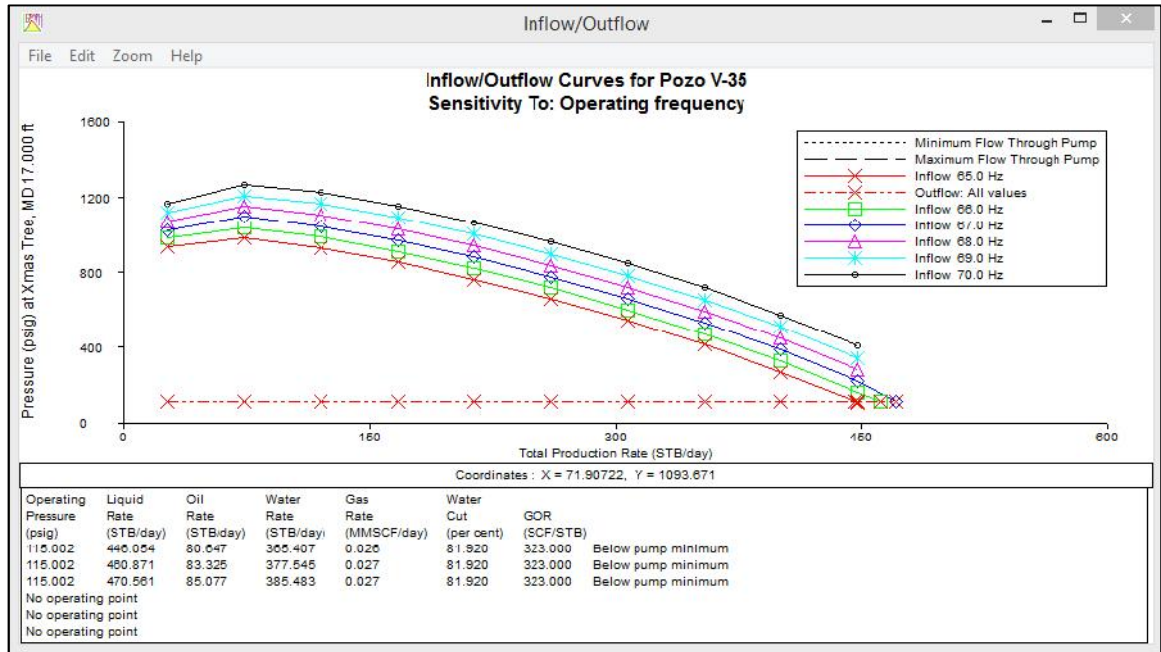
Fuente: El autor

De acuerdo a los resultados observados, es posible realizar un aumento gradual de frecuencia en el pozo V-34 hasta 65 Hz, pues se evidencia en la Figura 21 que con esta variación el pozo sigue produciendo sin tener problemas de gasificación en la bomba, además no sobrepasa el valor límite de PIP a la cual viene trabajando el equipo. Por lo tanto, se puede continuar optimizando la operación de la ESP con aumentos de frecuencia y monitoreo constante de parámetros de operación y aportes de fluidos en pruebas de producción.

3.4.2 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-35

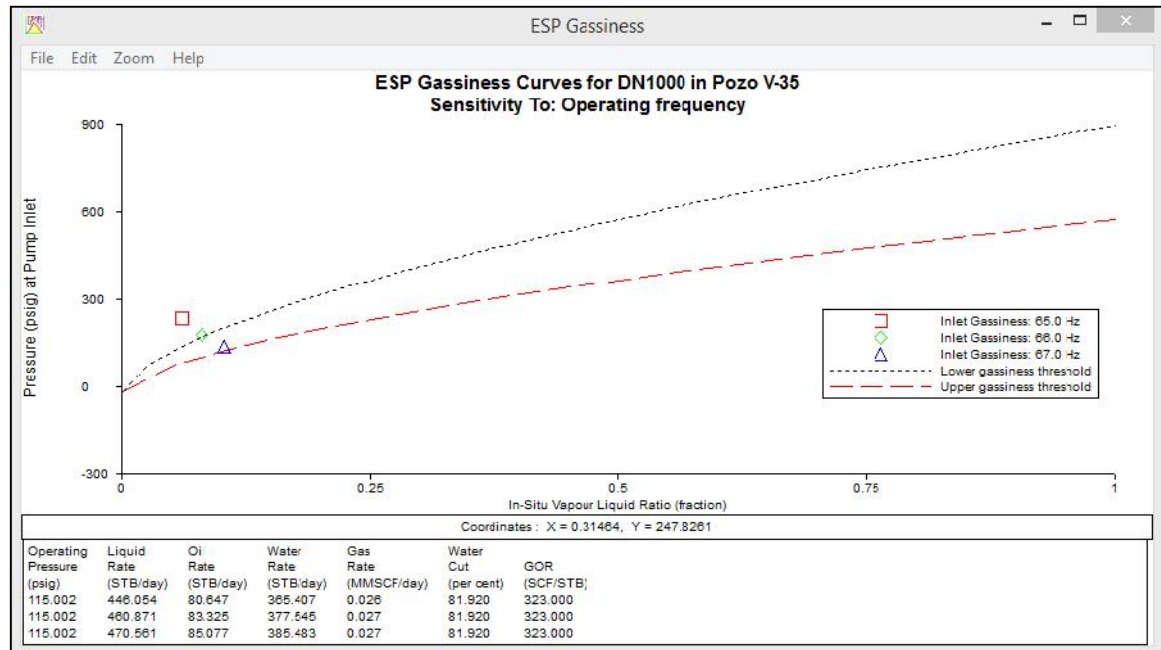
En la actualidad el pozo V-35 trabaja a una frecuencia de 65,0 Hz con una sumergencia efectiva de 265 ft y una PIP de 334 psi. Los resultados obtenidos del análisis para el pozo en estudio se evidencian a continuación:

Figura 22. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35



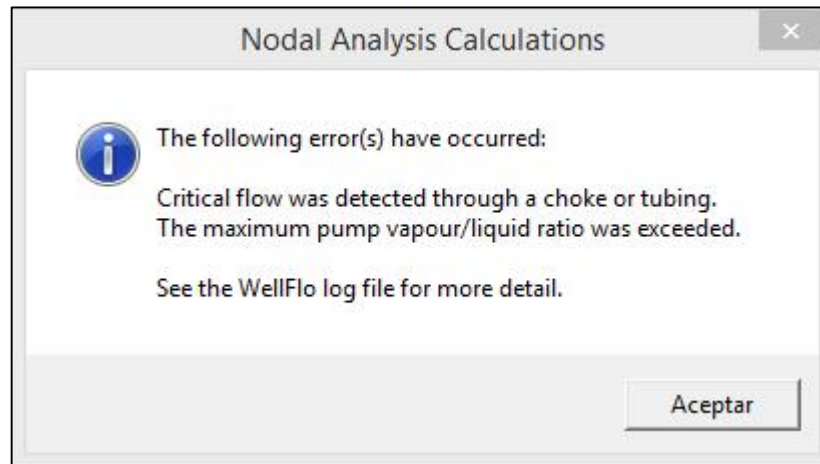
Fuente: Software Wellflo™

Figura 23. Curva de gasificación ESP – Pozo V-35



Fuente: Software Wellflo™

Figura 24. Gasificación bomba ESP por aumento de frecuencia

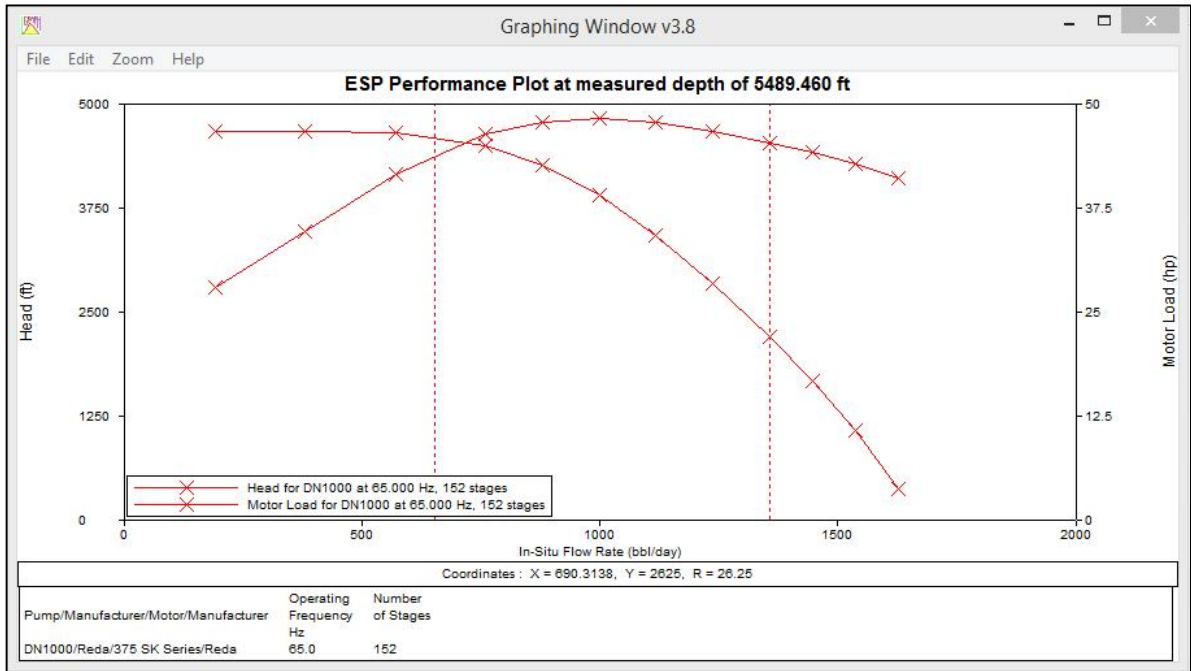


Fuente: Software Wellflo™

Debido a que el pozo V-35 está muy cerca al valor límite permitido de sumergencia efectiva a condiciones de campo (+/- 100 ft) y además, se encuentra también en el límite de frecuencia de la bomba de acuerdo a las recomendaciones del fabricante (65 Hz), no es aconsejable ajustar este parámetro como sensibilidad para optimizar la producción, pues como se puede evidenciar en la Figura 23, al aumentar frecuencia, se corre el riesgo de gasificar la bomba causando daños en el equipo de fondo, trayendo consigo altos costos de mantenimiento y pérdidas de producción por bloqueo por gas.

De acuerdo a esto y como se evidencia en la Figura 25, el pozo V-35 tiene instalada una bomba con capacidad de 650 BFPD hasta 1354 BFPD, conformada por 152 etapas que trabajando a una frecuencia de 65 Hz, muestra una baja curva de eficiencia al no estar dentro del rango óptimo de producción, haciendo que el equipo quede sobredimensionado y presente instantes donde trabaje en vacío, sin lubricación, causando desgaste por fricción en las partes metálicas de la bomba, lo que se conoce en la curva de eficiencia de la bomba como "*operación en downthrust*".

Figura 25. Rendimiento ESP pozo V-35



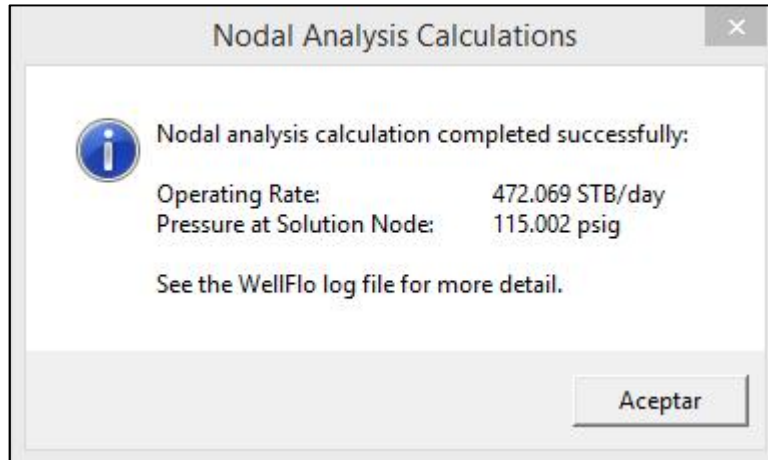
Fuente: Software Wellflo™

Por tal motivo, se propone para este pozo efectuar un rediseño o cambio de la bomba por oportunidad, con el fin de que la curva de eficiencia ingrese en el rango óptimo de producción.

3.4.3 Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo VEN-35

Al simular el cambio del equipo de fondo para el pozo V-35, manteniendo las demás condiciones actuales, se obtiene como respuesta a los análisis efectuados la siguiente información:

Figura 26. Resultados en cabezal de pozo como nodo solución

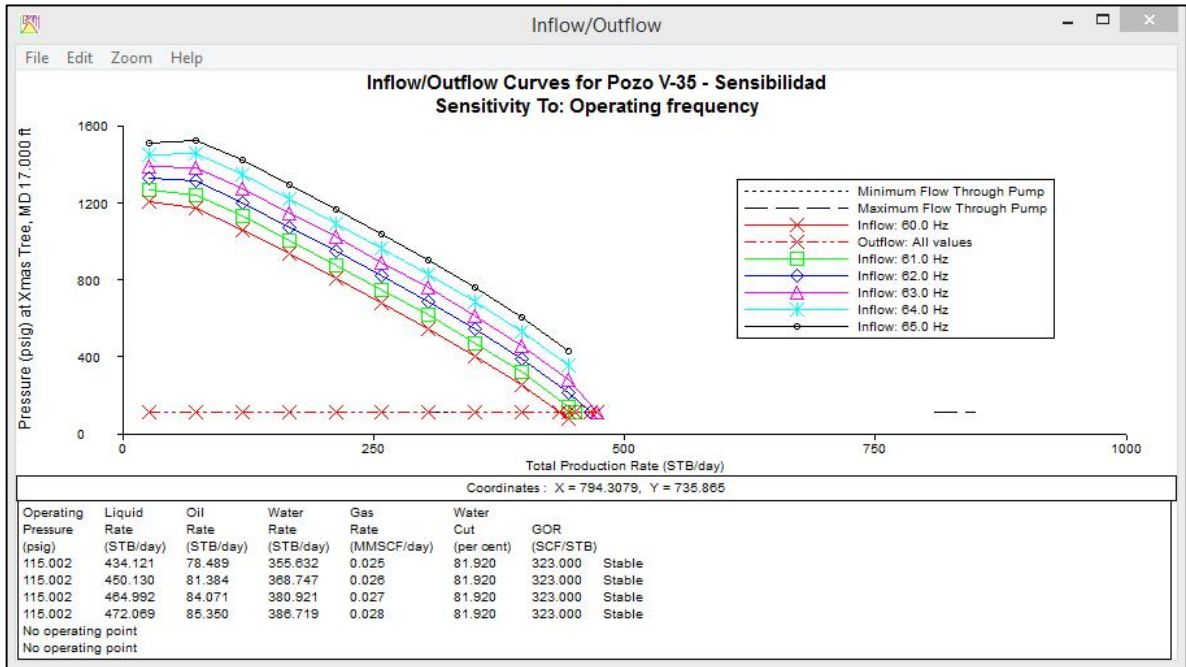


Fuente: Software Wellflo™

Se puede evidenciar ahora que la producción promedio en cabeza de pozo es de 472,069 BFPD a una frecuencia de 63 Hz, dato de producción que con la anterior bomba era alcanzado a una frecuencia de 67 Hz, lo que corrobora que aumentando la eficiencia de la bomba se puede ganar más en fluidos totales y posiblemente en crudo; con menos requerimientos de potencia en la ESP, sin necesidad de forzar la bomba por fuera de su rango óptimo de operación, lo que podría aumentar el “*Run Life*” y permitir levantar más fluido que aporta el pozo.

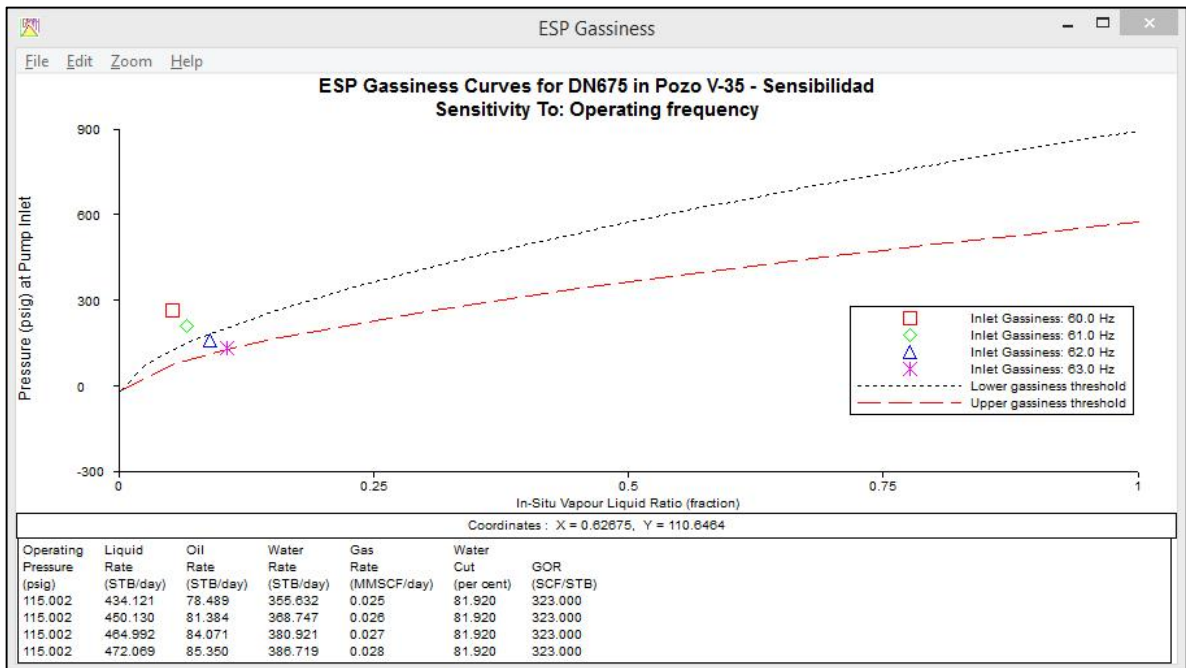
A continuación, se presenta la gráfica de sensibilización de la frecuencia de operación con la bomba electrosumergible propuesta de acuerdo a las siguientes características: DN675, 180 etapas, con un caudal mínimo y máximo de 320 BFPD y 830 BFPD, respectivamente.

Figura 27. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 - cambio de ESP



Fuente: Software Wellflo™

Figura 28. Curva de gasificación con cambio de ESP – Pozo V-35



Fuente: Software Wellflo™

Realizando ésta sensibilización en la frecuencia de operación de la bomba seleccionada, se muestra un incremento en el caudal de aproximadamente 64 BFPD con respecto a la ESP anterior alcanzando una frecuencia de 63 Hz, valor en el cual se gasifica la bomba, mostrando que la electrosumergible alcanza a su punto máximo de operación, debido a que el pozo por IP no puede aportar más fluidos en superficie en este valor de frecuencia. Con esto, se logra una mayor producción de fluidos en superficie con igual consumo energético.

Tabla 14. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 con cambio de ESP

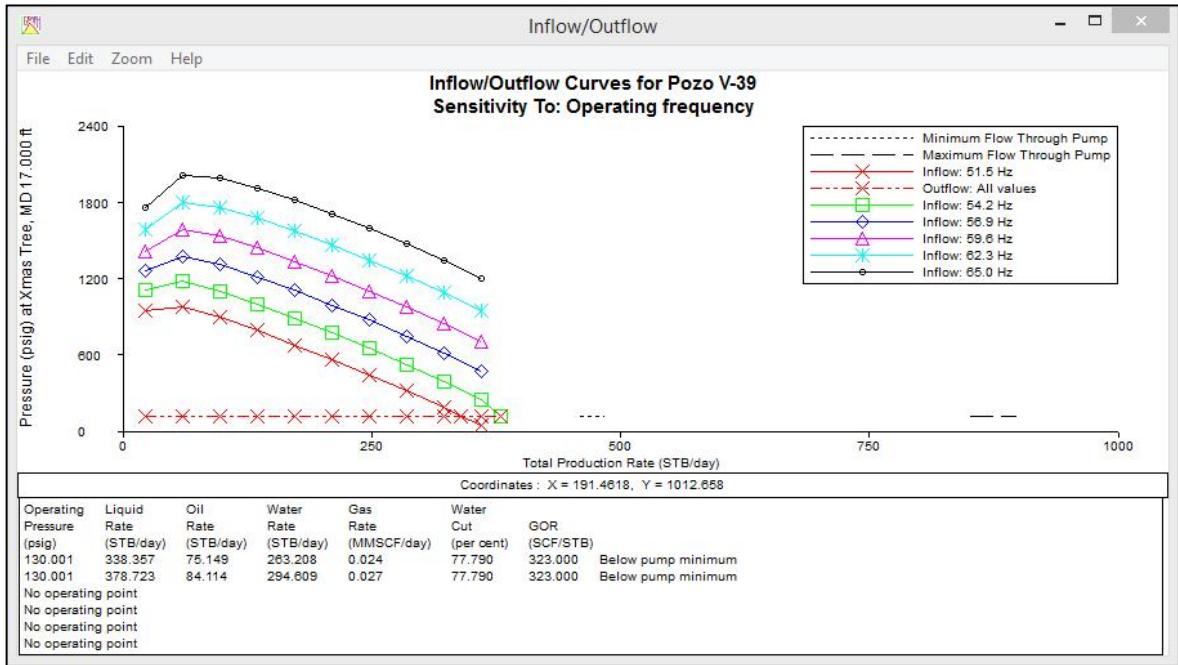
Pozo	Frecuencia (Hz)	Bomba DN1000		Bomba DN675	
		Producción de Fluidos (BFPD)	Potencia (Hp)	Producción de Fluidos (BFPD)	Potencia (Hp)
V-35	60,0	349	31	434	32
	61,0	369	33	450	34
	62,0	389	35	465	36
	63,0	408	37	472	38
	64,0	427	39	-	-
	65,0	444	42	-	-

Fuente: El autor

3.4.4 Aumento frecuencia de operación de la bomba V-39

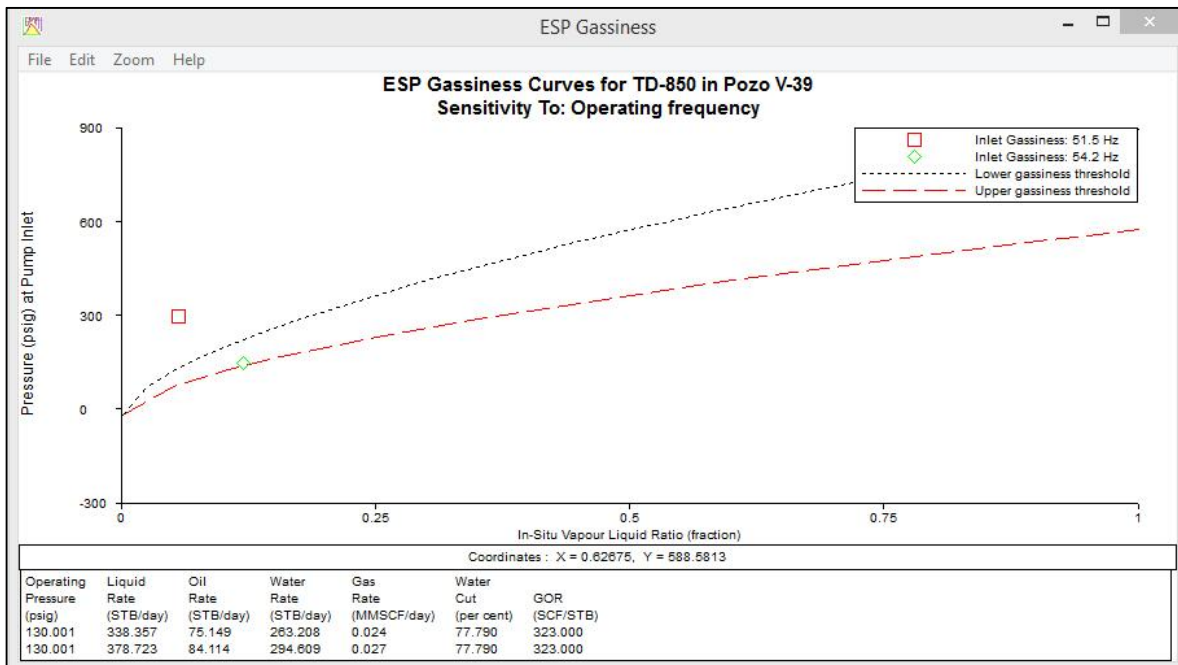
En la actualidad el pozo V-39 trabaja a una frecuencia de 50,5 Hz con una sumergencia efectiva de 65 ft y una PIP de 180 psi. Los resultados obtenidos del análisis para el pozo en estudio se evidencian a continuación:

Figura 29. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39



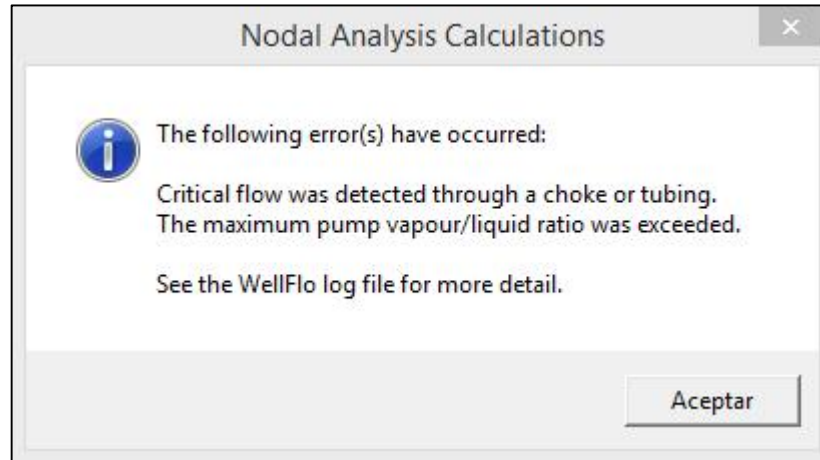
Fuente: Software Wellflo™

Figura 30. Curva de gasificación ESP – Pozo V-39



Fuente: Software Wellflo™

Figura 31. Gasificación bomba ESP por aumento de frecuencia



Fuente: Software Wellflo™

Como se puede evidenciar en las gráficas anteriores, el pozo V-39 presenta un comportamiento similar al pozo V-35, el cual, aunque no está en su máximo valor de frecuencia operativa, si está por fuera del rango máximo permitido de sumergencia efectiva, por lo tanto al realizar la sensibilización para aumentar su velocidad de operación, se llega a la conclusión de que al sobrepasar un valor de frecuencia de 54 Hz, la bomba corre el riesgo de gasificar y por consiguiente podría causar daños en el equipo de fondo, al operar también en “*downthrust*”, caso similar al presentado en el equipo del pozo V-35.

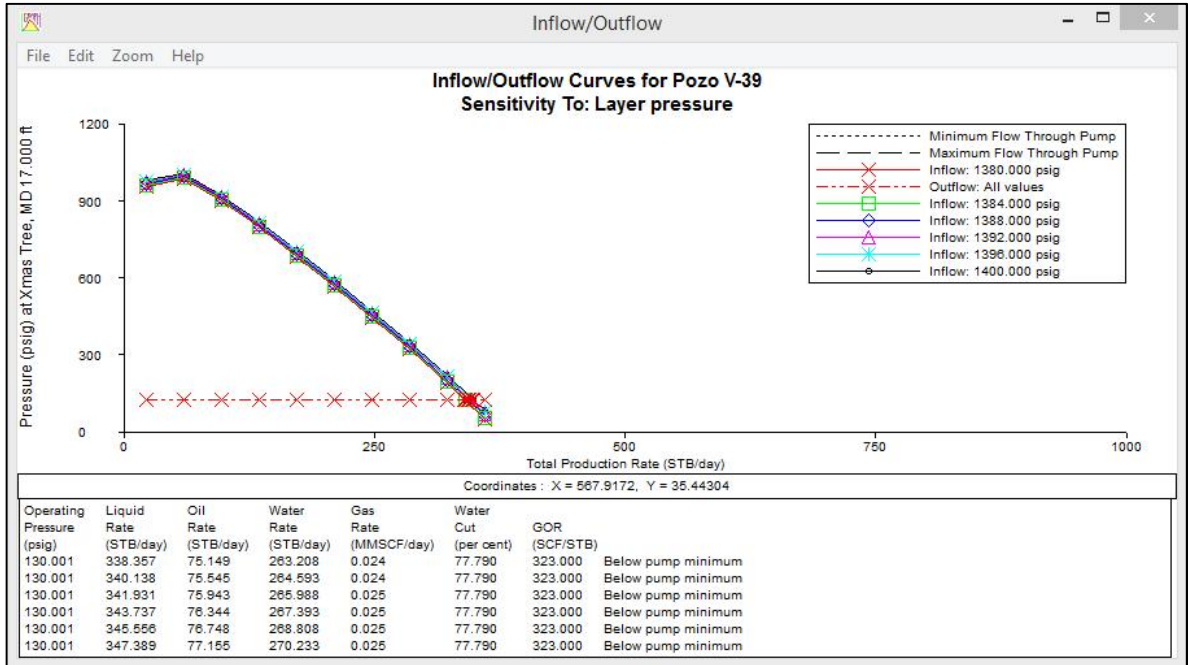
De ésta manera, el cambio en la frecuencia de operación no se considera una sensibilidad viable para poder optimizar la producción, ya que al final su realización causaría perdidas económicas al llevar a una posible falla al equipo de fondo.

3.4.5 Aumento presión de yacimiento del pozo V-39

Aprovechando que el pozo actual presenta un soporte de inyección de agua mediante el pozo V-1, se plantea la opción de incrementar la presión de yacimiento que tiene actualmente en 1.380 Psi, y de esta manera verificar si el aumento en

caudal es realmente significativo con respecto a los costos en que se incurren al hacer posible esta sensibilidad.

Figura 32. Sensibilización presión de yacimiento pozo V-39



Fuente: Software Wellflo™

Tabla 15. Sensibilización presión de yacimiento pozo V-39

Pozo	Presión de Yacimiento (Psi)	Producción de Fluidos (Bopd)
V-39	1.380	75
	1.384	76
	1.388	76
	1.392	76
	1.396	77
	1.400	77

Fuente: El autor

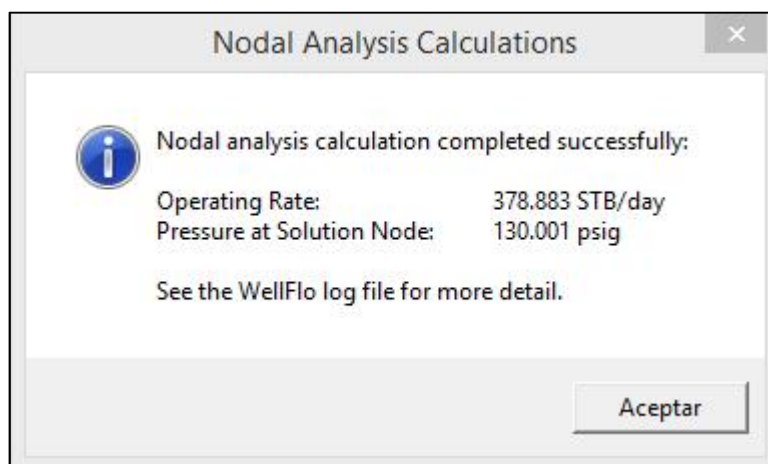
Analizando esta sensibilidad, se observa que el IP sigue siendo muy bajo, ya que al aumentar un poco el “drawdown” (aumentando la presión de yacimiento) se gana muy poco en fluidos totales y en crudo también, por lo que el gasto de presurizar esta zona del yacimiento sería ineficiente y se podría utilizar en otros pozos con mayor índice de productividad.

Debido a que la bomba actual se encuentra operando en “downthrust” y puede acelerar una posible falla del equipo de fondo, se propone diseñar una bomba más óptima para este pozo, dejándola recomendada para un posible “wellservice” por oportunidad.

3.4.6 Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo VEN-39

Al simular el cambio del equipo de fondo para el pozo V-39, manteniendo las demás condiciones actuales, se obtiene como respuesta a los análisis efectuados la siguiente información:

Figura 33. Resultado en cabezal de pozo como nodo solución V-39

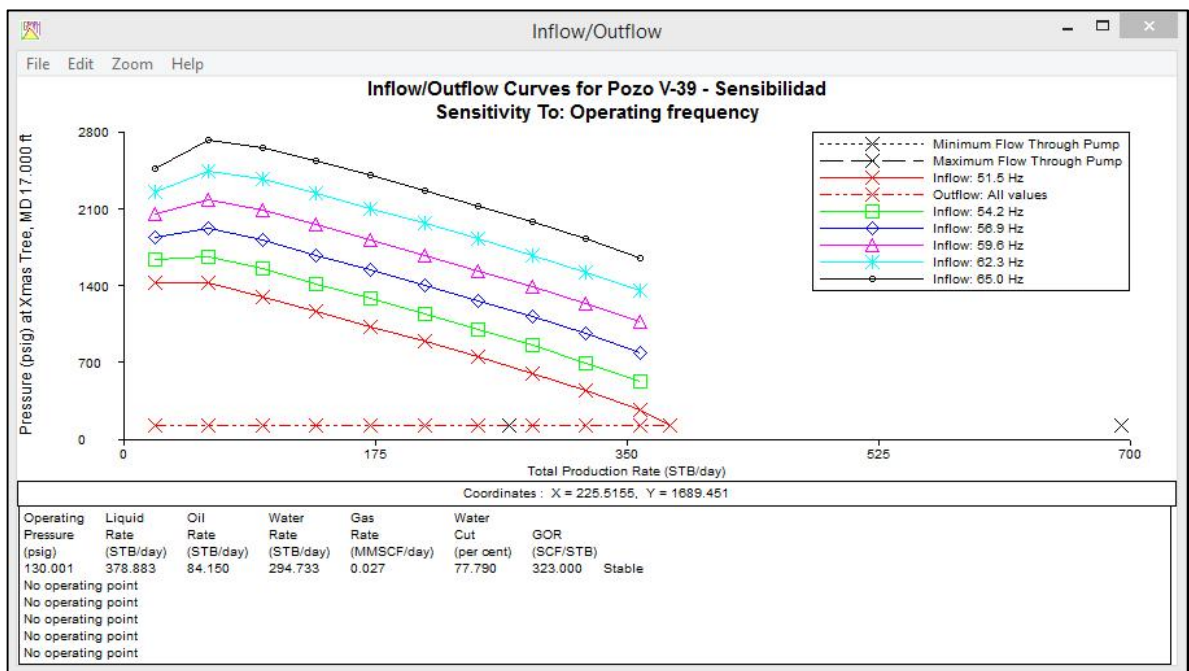


Fuente: Software Wellflo™

La bomba electrosumergible propuesta tiene una capacidad para manejar fluidos desde 275 BFPD hasta 712 BFPD, modelo DN675 con 279 etapas. Con estas características se obtiene una producción en cabeza de pozo de aproximadamente 379 BFPD, a una frecuencia de 51,5 Hz.

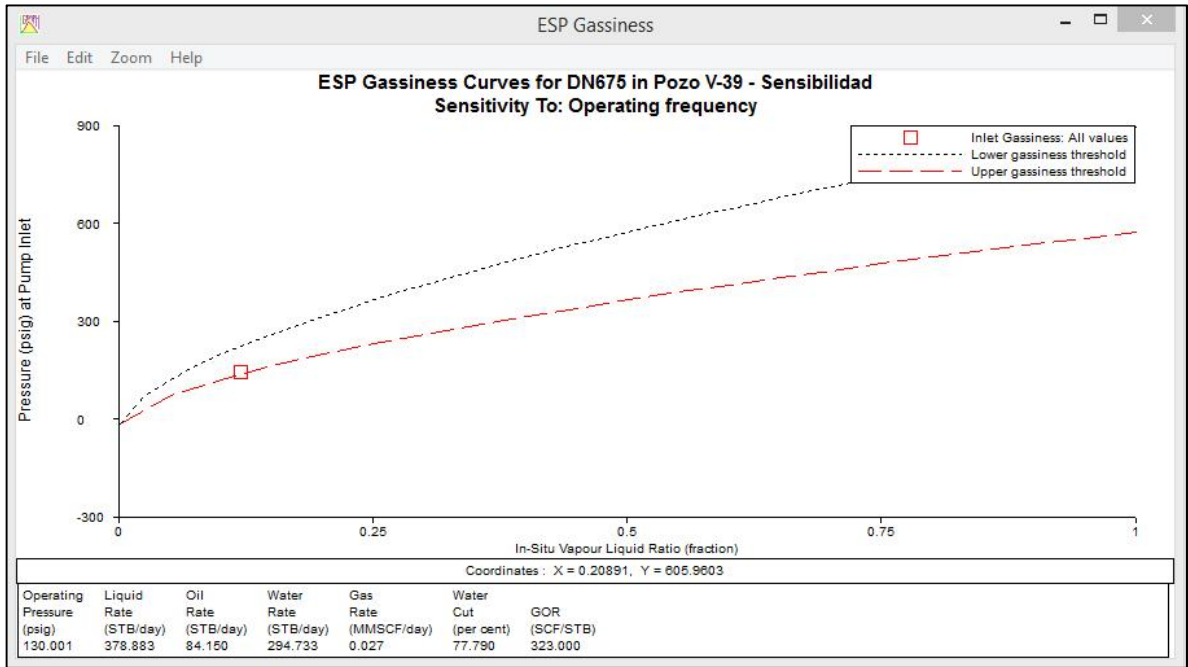
La actual propuesta tiene como objetivo aumentar la eficiencia de la bomba consiguiendo de esta manera poder obtener mayor cantidad de fluidos en superficie con menos potencia de la ESP, permitiendo así que el rango de producción se establezca dentro de la curva de rendimiento óptima.

Figura 34. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 - cambio de ESP



Fuente: Software Wellflo™

Figura 35. Curva de gasificación con cambio de ESP – Pozo V-35



Fuente: Software Wellflo™

Se evidencia un incremento de aproximadamente 41 BFPD, comparando los caudales de fluidos producidos por la anterior bomba ESP frente a la simulada actualmente, como se aprecia en la tabla 16.

Tabla 16. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 con cambio de ESP

Pozo	Frecuencia (Hz)	Bomba TD1000		Bomba DN675	
		Producción de Fluidos (BFPD)	Potencia (Hp)	Producción de Fluidos (BFPD)	Potencia (Hp)
V-39	51,5	338	32	379	32
	54,2	379	38	-	-
	56,9	-	-	-	-
	62,3	-	-	-	-
	65,0	-	-	-	-

Fuente: El autor

Ambos datos de producción se obtienen a partir de una frecuencia de 51,5 Hz. Al aumentar gradualmente la frecuencia de la bomba, se observa que esta se gasifica alcanzando su punto máximo de operación, ya que el índice de productividad de este pozo no permite que se pueda aportar más fluidos en cabeza.

3.4.7 Cambio diámetro de tubing del pozo V-34

De acuerdo al proceso descrito anteriormente con el ingreso de los datos al software Wellflo™ del pozo V-34, se puede evidenciar en el módulo “Equipos de Pozo”, que durante el recorrido por la tubería de producción existen ciertas restricciones como válvulas “Setting Nipple”, además de una reducción de diámetro en el tubing de 4^{1/2}” x 3^{1/2}”, como se observa en la figura 31:

Figura 36. Visualización de restricciones en Tubing Pozo V-34

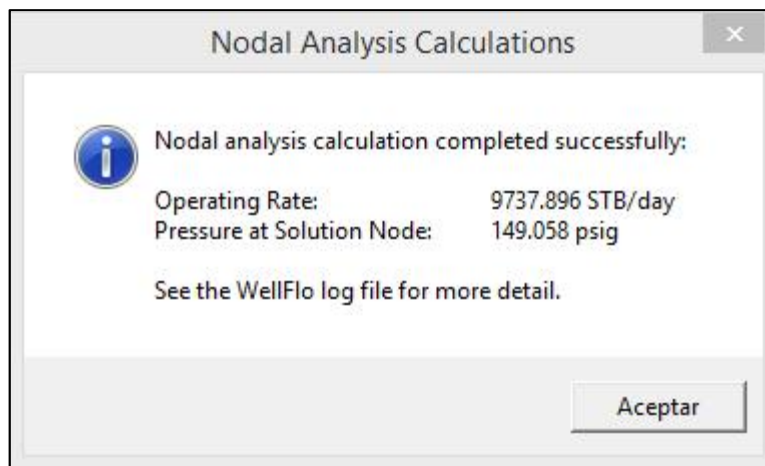
MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
3230.400	4.500	12.750	3.946	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 4 1/2"
3230.400			243.840	(64th in)		60.000	Restriction	Restriction 1
6105.400	4.500	12.750	3.946	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 4 1/2"
6117.400	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 3 1/2"
6117.400			176.000	(64th in)		60.000	Restriction	Restriction 2
6150.000	3.500	9.300	2.992	0.00120	6.300	60.000	Tubing	Tubing 3 1/2"
6189.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8" ESP
6229.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8"
6283.000	9.625	47.000	8.684	0.00120		60.000	Casing	Casing 9 5/8"
7241.000	7.000	43.700	5.742	0.00120		60.000	Casing	Casing 7"
8173.000	7.000	43.700	5.742	0.00120		60.000	Casing	Casing 7"

Fuente: Software Wellflo™

Por oportunidad en el caso de ser intervenido el pozo, se plantea como sensibilidad para esta situación, modificar la restricción #2 presente en la tubería y cambiar el tramo de tubing de 3^{1/2}" a 4^{1/2}" con el fin de que la tubería de producción utilizada sea la más adecuada y óptima para el manejo del volumen de fluido actual que el yacimiento es capaz de aportar.

Una vez efectuada la simulación a través del software, se llega a los siguientes resultados de presión y tasa de producción escogiendo como nodo solución el cabezal del pozo:

Figura 37. Resultados en nodo solución con cambio de Tubing

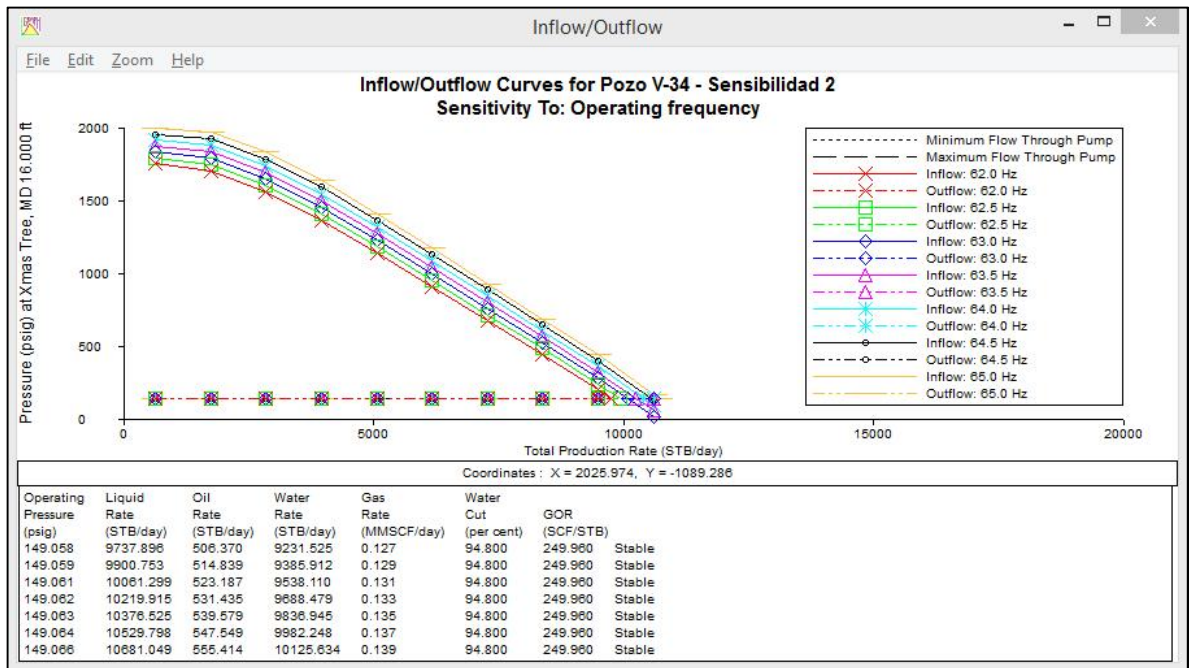


Fuente: Software Wellflo™

Como se refleja en el resultado anterior, al realizar el cambio de tubería de producción e igualar el diámetro interno de las restricciones (*Setting Nipple*) que hay actualmente durante el recorrido en fondo, se logra un incremento de fluidos en superficie de 9.724 BFPD a 9.738 BFPD, con una diferencia aproximada de 14 BFPD.

Efectuando los cambios propuestos y sensibilizando así mismo la frecuencia de operación, se obtienen resultados similares en cuanto a producción de crudo con relación al estado inicial de la tubería, como se puede observar en el siguiente análisis:

Figura 38. Sensibilización Tubing y Frecuencia de operación pozo V-34



Fuente: Software Wellflo™

Tabla 17. Sensibilización cambio tubing y frec. operación pozo V-34

Pozo	Frecuencia (Hz)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)
V-34	62,0	506	646
	62,5	515	663
	63,0	523	681
	63,5	531	698
	64,0	540	716
	64,5	548	735
	65,0	555	753

Fuente: El autor

Una vez realizado el análisis incrementando la frecuencia de operación del pozo V-34, que junto a la propuesta de modificar el tramo de tubería de producción y cambiar la restricción #2, se evidencia un aumento en caudal de crudo, pasando de una producción de 506 BOPD a 555 BOPD, a su máxima frecuencia (65 Hz).

En el capítulo siguiente, se hará énfasis en el análisis económico de las sensibilidades propuestas para cada uno de los pozos, con el objetivo fundamental de evaluar la viabilidad que éstas presentan frente al costo de implementarlas y/o llevar a cabo en el campo de producción.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LAS OPTIMIZACIONES

Una vez planteadas las optimizaciones en el capítulo anterior para cada uno de los pozos objeto de estudio con sus diferentes escenarios, se propone la realización de un análisis económico que brinde la posibilidad de establecer que tan viable son las soluciones propuestas para optimizar la producción desde el punto de vista operativo como también financiero, evaluando objetivamente con base en información disponible de los costos estimados y significativos al momento de la ejecución de los proyectos.

El análisis económico se basa en las propuestas planteadas como solución para el mejoramiento del sistema en los siguientes contextos:

- Aumento frecuencia de operación de la bomba V-34
- Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo V-35
- Cambio de bomba ESP por oportunidad en el pozo V-39
- Cambio diámetro de tubing del pozo V-34

Cada una de estas situaciones, serán desarrolladas en el análisis económico teniendo en cuenta las simulaciones de los pozos objeto de estudio.

4.1 ANÁLISIS ECONOMICO DEL AUMENTO DE FRECUENCIA DE OPERACIÓN DE LA BOMBA V-34

De acuerdo a los resultados expuestos en el numeral 3.4.1 “*Aumento frecuencia de operación de la bomba V-34*” del capítulo 3, se evidencia un ganancia de fluidos de este pozo a medida que se incrementa gradualmente la velocidad de la ESP.

Se plantea solo el análisis financiero para el pozo V-34 con relación al aumento de frecuencia, ya que los demás pozos (V-35, V-39), no fueron muy sensibles a este cambio, mostrando problemas de gasificación de la bomba a medida que se incrementaba su velocidad.

Para el estudio financiero, se determinará solo la afectación en el flujo de caja de la compañía objeto de estudio, ya que para la elaboración y cumplimiento de ésta propuesta no se requiere ningún tipo de inversión inicial, debido a que se utilizan los mismos equipos de fondo y superficie. Se tendrá en cuenta el aumento en el consumo de energía y el horizonte de tiempo propuesto para el análisis será de un año.

En la siguiente tabla se evidencia el aumento gradual en la frecuencia de operación del pozo objeto de estudio y los resultados una vez simulados en el software Wellflo™.

Tabla 18. Propuesta sensibilización frecuencia de operación pozo V-34

Pozo	Frecuencia (Hz)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)
V-34	62,0	506	646
	62,5	514	663
	63,0	522	681
	63,5	531	698
	64,0	539	716
	64,5	547	734
	65,0	555	753

Fuente: El autor

Se tendrá en cuenta la siguiente información para la elaboración del cuadro con el análisis económico de la simulación:

- **TRM:** COP \$ 2.933,96

- **Precio barril de crudo:** US \$ 52,41
- **Precio KW:** COP \$ 108 (KW-HR)

Tabla 19. Análisis económico del aumento de frecuencia del pozo V-34

POZO	PRODUCCIÓN ADICIONAL DE CRUDO (BOPD)	POTENCIA ADICIONAL (HP)	VALOR DEL BARRIL (US \$)	VALOR ADICIONAL DE ENERGÍA (US \$/DIA)	INGRESO POR CRUDO ADICIONAL (DIA)	UTILIDAD NETA POR CRUDO ADICIONAL (US \$/AÑO)
V-34	49	107	\$ 52,4	\$ 70,4	\$ 2.569	\$ 912.095

Fuente: El autor

Debido a que no se requiere una inversión inicial para cambios en equipos de fondo y/o superficie, la anterior propuesta resulta ser atractiva para la empresa objeto de estudio, ya que se obtendría un ingreso adicional de aproximadamente *0,91 MM US/AÑO*, tan solo con el ajuste del parámetro de frecuencia de operación y el monitoreo constante a las variables que este afecta, teniendo en cuenta que el run life del equipo no se verá afectado en consideración al cambio propuesto.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE BOMBA ESP POR OPORTUNIDAD EN EL POZO V-35

Lo que se busca con la actual propuesta, es aumentar el caudal de producción mediante la implementación de una bomba electrosumergible más eficiente, la cual permita que su rango de operación se encuentre dentro de la curva de rendimiento óptima, sin la posibilidad de quedar sobredimensionada y evitar de esta manera que siga operando en *“downthrust”*.

Aunque el consumo energético de las dos ESP es prácticamente el mismo, se puede evidenciar en la Tabla 20, que a igual frecuencia, la bomba propuesta permite alcanzar un mayor caudal de fluidos en cabeza de pozo, con una diferencia de 11 BOPD.

Tabla 20. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-35 con cambio de ESP

Pozo	Frecuencia (Hz)	Bomba DN1000		Bomba DN675	
		Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)
V-35	60,0	63	31	78	32
	61,0	67	33	81	34
	62,0	70	35	84	36
	63,0	74	37	85	38
	64,0	77	39	-	-
	65,0	80	42	-	-

Fuente: El autor

Se tendrá en cuenta la siguiente información para la elaboración del cuadro con el análisis económico de la simulación:

- **TRM:** COP \$ 2.933,96
- **Precio barril de crudo:** US \$ 52,41
- **Precio KW:** COP \$ 108 (KW-HR)
- **Valor del servicio de reacondicionamiento:** US \$ 70.000
- **Tasa interna de oportunidad:** 30%

Para determinar la viabilidad de la optimización, se propone efectuar el análisis económico con pronóstico a un año comparando la inversión inicial y el flujo de efectivo que genera el proyecto, para lo cual se consideran en mención los siguientes métodos de análisis y evaluación de proyectos:

- **Valor Presente Neto (VPN):** es la diferencia entre el valor de mercado de una inversión y su costo. Esencialmente, el VPN mide cuánto valor es creado o adicionado por llevar a cabo cierta inversión. Sólo los proyectos de inversión con un VPN positivo deben de ser considerados para invertir.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es la alternativa al VPN más común. Con la TIR se trata de encontrar una sola tasa o rendimiento del proyecto (Rr) en la ecuación del VPN. Esta tasa se basa únicamente en los flujos de efectivo del proyecto y no en tasas externas (o requeridas por la empresa). Una inversión debe de ser tomada en cuenta si la TIR excede el rendimiento requerido. De lo contrario, debe de ser rechazada.

En la Tabla 21, se evidencian los resultados obtenidos después de realizar los cálculos necesarios para el análisis financiero del pozo en mención.

Tabla 21. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de ESP pozo V-35

AÑO	AÑO 0	AÑO 1
INGRESOS		
Producción (Bl/Año)	0	4015
Producción (\$US/AÑO)	0	\$ 210.426
Ingresos \$US/AÑO		\$ 210.426
EGRESOS		
Intervención de Pozo (\$US)	\$ 70.000	\$ -
Consumo Energético		\$ 9.137
TOTAL COSTOS	\$ 70.000	\$ 9.137
UTILIDAD NETA	-\$ 70.000	\$ 201.289
TIR	188%	
VPN	\$ 84.838	

Fuente: El autor

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis económico para la evaluación del proyecto, se concluye que esta sensibilidad resulta atractiva ya que el VPN muestra valores positivos, lo que indica que el proyecto se debe tener en cuenta para su posible ejecución. Además de esto, el % de la Tasa Interna de Retorno (TIR), es mayor que la tasa de oportunidad del negocio (30%), lo que muestra que

el proyecto es económicamente viable y permite alcanzar una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE BOMBA ESP POR OPORTUNIDAD EN EL POZO V-39

Inicialmente se planteó para el pozo V-39, aumentar la frecuencia de operación de su bomba hasta llevarla al máximo valor de acuerdo a las recomendaciones dadas por el fabricante, pero no fue posible seguir con esta optimización ya que presentaba problemas de gasificación. Así mismo, se expuso la idea de aprovechar el soporte de inyección de agua que presenta el pozo V-1 hacia el V-39, mostrando consigo un aumento de caudal poco significativo, como se demostró en el numeral 3.4.5 “Aumento presión de yacimiento del pozo V-39”.

Por lo tanto, la siguiente propuesta fue buscar, así como sucedió con el pozo V-35, el mejoramiento de la eficiencia de la bomba de fondo a través del cambio o rediseño de la misma tratando de que el rango de operación se estableciera dentro de la curva de rendimiento de la bomba. Con esto, lo que se pretende es aumentar el caudal de producción mediante la implementación de una bomba electrosumergible más óptima para el caudal que maneja actualmente el pozo.

Tabla 22. Sensibilización frecuencia de operación pozo V-39 con cambio de ESP

Pozo	Frecuencia (Hz)	Bomba TD1000		Bomba DN675	
		Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (HP)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (HP)
V-39	51,5	75	32	84	32
	54,2	84	38	-	-
	56,9	-	-	-	-
	62,3	-	-	-	-
	65,0	-	-	-	-

Fuente: El autor

Se tendrá en cuenta la siguiente información para la elaboración del cuadro con el análisis económico de la simulación:

- **TRM:** COP \$ 2.933,96
- **Precio barril de crudo:** US \$ 52,41
- **Precio KW:** COP \$ 108 (KW-HR)
- **Valor del servicio de reacondicionamiento:** US \$ 70.000
- **Tasa interna de oportunidad:** 30%

Tabla 23. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de ESP pozo V-39

AÑO	AÑO 0	AÑO 1
INGRESOS		
Producción (Bls/Año)	0	3285
Producción (\$US/AÑO)	0	\$ 172.167
Ingresos \$US/AÑO		\$ 172.167
EGRESOS		
Intervención de Pozo (\$US)	\$ 70.000	\$ -
Consumo Energético		\$ 7.695
TOTAL COSTOS	\$ 70.000	\$ 7.695
UTILIDAD NETA	-\$ 70.000	\$ 164.472
TIR	135%	
VPN	\$ 56.517	

Fuente: El autor

Al igual que el pozo V-35, el análisis económico para el pozo V-39 muestra que la rentabilidad para el cambio propuesto en este proyecto es significativa, con un valor aproximado de 135% que comparado con la TIO, se muestra por encima de ésta. Así mismo, a través del segundo parámetro analizado, el Valor Presente Neto (VPN) es mayor a cero, lo que indica que la actual propuesta es recomendable para

aceptar el proyecto y ejecutar la presente iniciativa, ya que es capaz de generar el dinero para recuperar la inversión en el tiempo planteado desde el inicio hasta un año.

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE TUBING DEL POZO V-34

Al realizar el cambio de tramo de tubería de producción de 3^{1/2}" a 4^{1/2}" y además modificar la restricción #2, una vez efectuada la simulación con el aumento gradual de frecuencia para el pozo V-34, se evidencia un incremento de crudo en superficie, como se puede observar en la Tabla 24:

Tabla 24. Sensibilización cambio tubing y frec. operación pozo V-34

Pozo	Frecuencia (Hz)	Producción de Crudo (BOPD)	Potencia (Hp)
V-34	62,0	506	646
	62,5	515	663
	63,0	523	681
	63,5	531	698
	64,0	540	716
	64,5	548	735
	65,0	555	753

Fuente: El autor

Se tendrá en cuenta la siguiente información para la elaboración del cuadro con el análisis económico de la simulación:

- **TRM:** COP \$ 2.933,96
- **Precio barril de crudo:** US \$ 52,41
- **Precio KW:** COP \$ 108 (KW-HR)
- **Valor del servicio de reacondicionamiento:** US \$ 70.000
- **Valor medida de tubería a cambiar (44,6 ft):** US \$ 289
- **Tasa interna de oportunidad:** 30%

Tabla 25. Flujo de caja y cálculo del VPN con cambio de Tubing pozo V-34

AÑO	AÑO 0	AÑO 1
INGRESOS		
Producción (Bls/Año)	0	17885
Producción (\$US/AÑO)	0	\$ 937.353
Ingresos \$US/AÑO		\$ 937.353
EGRESOS		
Intervención de Pozo (\$US)	\$ 70.000	\$ -
Costo tubing 4 1/2" (44,6 ft)	\$ 289	
Consumo Energético		\$ 181.064
TOTAL COSTOS	\$ 70.289	\$ 181.064
UTILIDAD NETA	-\$ 70.289	\$ 756.289
TIR	976%	
VPN	\$ 511.472	

Fuente: El autor

Después de realizado el análisis económico para el pozo V-34 cambiando el diámetro de tubería de 3 ½" a 4 ½" y la restricción #2, se logra evidenciar que este proyecto es factible desde el punto de vista financiero y resulta viable económicamente ya que el VPN es mayor a cero y la recuperación de la inversión se realiza en un año, además la Tasa Interna de Retorno (TIR), es mayor a la tasa de descuento, lo cual indica que el proyecto analizado devuelve el capital invertido más una ganancia adicional.

5. CONCLUSIONES

- Con el aumento de la frecuencia de operación de los pozos objeto de estudio mediante la implementación del Análisis Nodal a través del software Wellflo™, se puede determinar que solo el pozo V-34 presentó un incremento de fluidos y por consiguiente caudal de crudo en superficie, sin presentar problemas de gasificación ni arenamiento en su bomba, como sí ocurrió para para los demás pozos como el V-35 y V-39, los cuales debido a su bajo nivel de sumergencia efectiva, corren el riesgo de que se gasifiquen causando daños en el equipo de fondo, trayendo consigo altos costos de mantenimiento y pérdidas de producción por bloqueo por gas.
- Se evidencia en el análisis efectuado a los pozos V-35 y V-39 que las ESP muestran una baja curva de eficiencia al no estar dentro del rango óptimo de producción, haciendo que los equipos queden sobredimensionados y se presenten instantes donde trabajen en vacío, sin lubricación, causando desgaste por fricción en las partes metálicas de sus bombas, lo que se conoce en la curva de eficiencia de una bomba como *“operación en downthrust”*.
- Al rediseñar y/o proponer el cambio por oportunidad de una bomba electrosumergible, lo que se busca es aumentar la eficiencia y ganar más fluidos totales en superficie, optimizando de ésta manera todo el sistema con menos requerimientos de potencia, sin necesidad de forzar la bomba a que trabaje por fuera de su rango óptimo de operación, situación que podría aumentar el *“Run Life”* de la misma, evitando incurrir en costos de reparación.
- Al confrontar los análisis económicos producto de sensibilizar la frecuencia de operación vs el cambio en el diámetro de tubing del pozo V-34, se evidencia que la producción de crudo en ambos casos es similar, generando

una utilidad neta adicional aproximadamente de \$ 0,91 MM US/AÑO y \$ 0,75 MM US/AÑO, respectivamente. Esto indica, que no es necesario incurrir en costos adicionales para cambiar el tramo de tubería, ya que la diferencia de producción en crudo no es significativa comparada con el estado actual del pozo, teniendo claro que con la primera sensibilidad no se realizará ningún tipo de inversión, pues solamente se continuará optimizando la operación de la ESP con aumentos graduales de frecuencia y monitoreo constante de parámetros de operación y aportes de fluidos en pruebas de producción.

- En los casos analizados de acuerdo a las sensibilidades propuestas, se concluye que son proyectos que deben ser tenidos en cuenta para su ejecución ya que sus valores de VPN fueron mayores a la inversión, mostrando además una TIR mayor que la tasa de oportunidad del negocio, lo que indica que son económicamente viables y permiten alcanzar una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.
- A través del modelamiento de la curva IPR de los pozos, se evidencia el cumplimiento al ajuste de los parámetros actuales de cada uno, confrontando los resultados de la simulación frente a los valores actuales de operación, y haciendo que la técnica de Análisis Nodal sea aplicada con información lo más cercana a la realidad del campo objeto de estudio.
- La técnica de Análisis Nodal, se constituye en una herramienta de gran importancia para los campos de producción de petróleo, ya que permite determinar las caídas de presión en todo el sistema e identificar las condiciones óptimas de operación, de acuerdo a los nodos de solución seleccionados en el software utilizado para las corridas.
- Mediante la implementación del software Wellflo™, se facilitó la aplicación de la técnica de Análisis Nodal ya que cuenta con una gran base de datos, diversas opciones de elección para sistemas de levantamiento artificial y un

amplio paquete de correlaciones de flujo, que hacen de este software uno de los más completos al momento de diseñar, ajustar y obtener resultados confiables en la simulación.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir implementando la técnica de Análisis Nodal para las demás islas que conforman el campo objeto de estudio, con el fin de plantear nuevas alternativas que conlleven a optimizar la producción.
- Aumentar gradualmente la frecuencia de operación del pozo V-34 hasta el valor máximo sugerido por el fabricante de la bomba (65 Hz), y rediseñar las ESP para los pozos V-35 y V-39, con el fin de mejorar sus curvas de eficiencia y de ésta manera lograr optimizar la producción del campo objeto de estudio.
- Para que los resultados de la simulación sean confiables, se debe contar con información apropiada y lo más cercana a la realidad del campo, con el fin de evitar al máximo posibles desviaciones y cálculos inapropiados para el sistema.
- Evaluar la implementación de otro(s) software que permitan el diseño, ajuste y corridas de sensibilización para el campo objeto de estudio, logrando establecer diferencias y similitudes frente al software usado en el presente trabajo de monografía.

BIBLIOGRAFÍA

ESCOBAR MACUALO, F. H. (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos: Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción. Universidad Surcolombiana. Neiva.

GUTIERREZ GONZALEZ, J. M., & GONZALEZ ARIAS, K. J. (2015). Propuesta para la Optimización de Producción del Campo La Cañada Norte, mediante el Análisis Nodal. Bucaramanga.

H. BEGG, D. (2003). Production Optimization Using NODALTM Analysis: Production Systems Analysis. Tulsa.

PARRA PINZÓN, R. (2005). Propiedades Físicas de los Fluidos de Yacimientos. Neiva.

PORRAS RODRÍGUEZ, M. A., & ZAPATA BOHÓRQUEZ, M. B. (2014). Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por Análisis Nodal. Bucaramanga.

VALLE TAMAYO, G. A., ROMERO CONSUEGRA, F., & CABARCAS SIMANCAS, M. E. (2017). Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos. REVISTA FUENTES.