

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Desarrollo óptimo del campo Espol en base a las curvas de comportamiento de flujo mediante el software Pipesim

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Jiménez Palma Robert Omar

Reinoso Andrade Jonathan Andrés

Tutores:

Phd. Arcentales Bastidas Danilo Andrés

MSc. Sagnay Sares Fernando Javier

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

A mi madre, hermanos, tíos y sobrinos, en especial a mi padrastro, por su apoyo incondicional, esfuerzo y sacrificios que me permitieron seguir una carrera universitaria y graduarme.

A todos mis amigos, compañeros y profesores que hicieron que mi vida universitaria fuera más amena.

- Jiménez Palma Robert Omar

DEDICATORIA

A mi abuela la cual supo enseñarme y guiarme para siempre buscar lo correcto, a mis padres y tíos por siempre estar incondicionalmente dispuestos a ayudar, a mi hermana por ser ese motor que impulsaba mis decisiones y toda mi familia en general, la cual supo siempre estar presente, apoyando y sumando en cada desafío que yo tome.

- Reinoso Andrade Jonathan Andrés

AGRADECIMIENTO

A la ESPOL por permitirme ser estudiante y recibir una formación académica de excelencia, a todos los docentes que por su calidad humana y profesional me han inspirado a seguir adelante, en especial a los ingenieros Karen Loor, Angel Loor y Fernando Sagnay.

- Jiménez Palma Robert Omar

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios ante todo y a todos los que siempre confiaron en mí y me apoyaron, a mi familia, a mis amigos a mis profesores que fueron una guía en este camino, a los viernes petroleros que hacían de la U un lugar mucho más acogedor.

- Reinoso Andrade Jonathan Andrés

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Jiménez Palma Robert Omar* y *Reinoso Andrade Jonathan Andrés* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Jiménez Palma
Robert Omar



Reinoso Andrade
Jonathan Andrés

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**FERNANDO
JAVIER SAGNAY
SARES**

MSc. Sagnay Sares Fernando Javier
PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

MSc. Arcentales Bastidas Danilo Andrés
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo busca analizar el desempeño actual del campo Espol para identificar problemas de restricción en su producción y establecer un plan con alternativas para conseguir su funcionamiento óptimo. Esto se logró mediante la simulación del comportamiento de los pozos a través del software de flujo multifásico Pipesim, que permitió emplear una metodología descriptiva experimental analizando las curvas de comportamiento de flujo de los pozos seleccionados.

Para lograr la simulación real de los pozos se requirió de información de sus diagramas mecánicos, datos petrofísicos, datos pvt, datos de producción, datos de pruebas de build up, información de los sistemas de levantamiento artificial, entre otros. Diez fueron los pozos seleccionados y como parámetros de análisis para optimización se fijaron: daño de formación, frecuencia de operación del sistema de bombeo, tubing de producción y diámetro de bomba mecánica. Al evaluar las condiciones actuales y optimizadas de estos parámetros se halló que el tubing actual de 2 7/8 " con el que se producen los fluidos no requiere cambiarse ya que presenta un comportamiento óptimo, debe subirse la frecuencia de operación a 10.5 spm a 9 de los 10 pozos estudiados, 3 pozos necesitan ser estimulados y 5 requieren una bomba de mayor diámetro para un mejor desempeño. Con la implementación de estas alternativas se conseguiría mejorar la producción de cada uno de los pozos, obteniéndose un incremento total de 945 bppd en el campo Espol.

Palabras Clave: Pipesim, curvas de comportamiento de flujo, optimización, restricción de producción.

ABSTRACT

The present work seeks to analyze the current performance of the Espol field to identify restriction problems in its production and establish a plan with alternatives to achieve its optimal operation. This was achieved by simulating the behavior of the wells using the Pipesim multiphase flow software, which allowed the use of an experimental descriptive methodology analyzing the flow behavior curves of the selected wells.

To achieve the real simulation of the wells, information from their mechanical diagrams, petrophysical data, pvt data, production data, build up test data, information from artificial lift systems, among others, was required. Ten were the selected wells and the analysis parameters were: formation damage, frequency of operation of the pumping system, production tubing and pump diameter. When evaluating the current and optimized conditions of these parameters, it was found that the current 2 7/8 "tubing with which the fluids are produced does not require changing since it presents an optimal behavior, the operating frequency should be increased to 9 out of 10 Wells studied, 3 wells need to be stimulated and 5 require a larger diameter pump for better performance. With the implementation of these alternatives, it would be possible to improve the production of each of the wells.

Key Words: Pipesim, flow behavior curves, optimization, production restriction.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Fundamentos teóricos	3
1.4.2 Análisis Nodal	8
1.4.3 Descripción del campo Espol.....	10
1.4.4 Antecedentes	12
CAPÍTULO 2.....	14
2 METODOLOGÍA	14
2.1 Recopilación de información	14
2.2 Selección de pozos	15
2.3 Ingreso de información al software.....	16
2.3.1 Ingreso de información general.....	16
2.3.2 Ingreso de información “Tubulars” y “Downhole equipment”	17
2.3.3 Ingreso de información “Artificial Lift”	18
2.3.4 Ingreso de información “Completions”	19
2.3.5 Análisis nodal.....	22
2.3.6 Alternativas de optimización	25
CAPÍTULO 3.....	32
3 RESULTADOS Y ANÁLISIS	32

3.1	Optimización de los pozos seleccionados	32
3.1.1	Pozo FIMCP-26	32
3.1.2	Pozo FIMCP-1001	38
3.1.3	Pozo FIMCP-1014	42
3.1.4	Pozo FIMCP-1010	48
3.1.5	Pozo FIMCP- 21	52
3.1.6	Pozo FICT- 03.....	57
3.1.7	Pozo FICT- 08.....	60
3.1.8	Pozo FIEC-01	63
3.1.9	Pozo FIEC-02	67
3.2	Potenciales simulados de los pozos.....	71
3.3	Plan de optimización para el campo Espol.....	77
3.4	Producción actual vs optimizada	79
3.5	Análisis de resultados.....	80
CAPÍTULO 4.....		82
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
4.1	Conclusiones.....	82
4.2	Recomendaciones.....	83
BIBLIOGRAFÍA		
ANEXOS		

ABREVIATURAS

IPR Inflow Performance Relationship

AOF Absolute Open Flow

LRP Linear Rod Pump

BES Bombeo Electrosumergible

BFPD Barriles de fluido por día

spm strokes per minute

GPM Golpes por minuto

ID Inside diameter

SIMBOLOGÍA

pwf	Presión de fondo fluyente
pr	Presión de reservorio
STB	Stock tank barrel
Ko	Permeabilidad efectiva del petróleo
h	Espesor del reservorio
s	Factor de daño
β_0	Factor volumétrico de formación del petróleo
μ_0	Viscosidad del petróleo
re	Radio de drenaje
rw	Radio del pozo
pb	Presión en el punto de burbuja

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Curva IPR.....	3
Figura 1.2 Ubicación de nodos en un pozo	9
Figura 1.3 Curva de oferta y demanda	9
Figura 2.1 Metodología de estudio aplicada	14
Figura 2.2 Creación de nuevo proyecto en el software Pipesim.....	16
Figura 2.3 Vista de las opciones de la pestaña "General"	17
Figura 2.4 Vista de las opciones de las pestañas "Tubulars" y "Downhole equipment"	18
Figura 2.5 Vista de las opciones de la pestaña "Artificial lift"	19
Figura 2.6 Vista de las opciones de la pestaña "Completions"	20
Figura 2.7 Potencial del pozo FIMCP-1002 en forma de tabla	21
Figura 2.8 Vista de las opciones de la pestaña "Skin"	21
Figura 2.9 Vista de las opciones de la pestaña "Fluid model"	22
Figura 2.10 Vista de las opciones antes de correr el simulador	23
Figura 2.11 Curvas de comportamiento de flujo generadas por el programa con la data ingresada.....	24
Figura 2.12 Parámetros para optimización presentes en las opciones "Inflow sensitivity" y "Outflow sensitivity"	25
Figura 2.13 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	26
Figura 2.14 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	27
Figura 2.15 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	29
Figura 2.16 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba	30
Figura 2.17 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	31
Figura 3.1 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	33
Figura 3.2 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	34
Figura 3.3 Curvas resultantes el evaluar distintos diámetros internos de tubing	35
Figura 3.4 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba	36
Figura 3.5 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	38
Figura 3.6 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	39
Figura 3.7 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	40
Figura 3.8 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	41
Figura 3.9 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	42

Figura 3.10 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	43
Figura 3.11 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	44
Figura 3.12 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	45
Figura 3.13 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba	46
Figura 3.14 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	47
Figura 3.15 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	48
Figura 3.16 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	49
Figura 3.17 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	50
Figura 3.18 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba	51
Figura 3.19 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	52
Figura 3.20 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	53
Figura 3.21 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	54
Figura 3.22 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	55
Figura 3.23 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba	56
Figura 3.24 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	57
Figura 3.25 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	58
Figura 3.26 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	60
Figura 3.27 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	61
Figura 3.28 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	62
Figura 3.29 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	63
Figura 3.30 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	64
Figura 3.31 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	65
Figura 3.32 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	66
Figura 3.33 Curvas resultantes el evaluar las propuestas de optimización	67
Figura 3.34 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño	68
Figura 3.35 Curvas resultantes el evaluar el aumento de la frecuencia de operación...	69
Figura 3.36 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing	70
Figura 3.37 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización	71
Figura 3.38 Potencial del pozo FIMCP-1002	72
Figura 3.39 Potencial del pozo FIMCP-26.....	72
Figura 3.40 Potencial del pozo FIMCP-1001	73
Figura 3.41 Potencial del pozo FIMCP-1014.....	73
Figura 3.42 Potencial del pozo FIMCP-1010.....	74

Figura 3.43 Potencial del pozo FIMCP-21	74
Figura 3.44 Potencial del pozo FICT-03	75
Figura 3.45 Potencial del pozo FICT-08	75
Figura 3.46 Potencial del pozo FIEC-01	76
Figura 3.47 Potencial del pozo FIEC-02	76
Figura 3.48 Comparación de la producción real vs la optimizada	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Estado de los pozos del campo Espol	10
Tabla 1.2 Propiedades petrofísicas de la roca del campo Espol	11
Tabla 1.3 Propiedades del fluido extraído en el campo Espol	11
Tabla 2.1 Potencial de pozos seleccionados a Enero de 2020	15
Tabla 2.2 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	26
Tabla 2.3 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	28
Tabla 2.4 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba	30
Tabla 3.1 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	33
Tabla 3.2 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	35
Tabla 3.3 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba	37
Tabla 3.4 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	39
Tabla 3.5 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	41
Tabla 3.6 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	43
Tabla 3.7 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	45
Tabla 3.8 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba	47
Tabla 3.9 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	49
Tabla 3.10 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba	51
Tabla 3.11 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba	56
Tabla 3.12 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	59
Tabla 3.13 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	64
Tabla 3.14 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	65
Tabla 3.15 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño	68
Tabla 3.16 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación.....	69
Tabla 3.17 Potenciales simulados de los pozos	77
Tabla 3.18 Plan para la optimización del campo Espol	77
Tabla 3.19 Valores actuales de los parámetros de análisis considerados	78
Tabla 3.20 Parámetros analizados en sus valores optimizados	78
Tabla 3.21 Comparación de la producción total de fluido(caso real y optimizado)	80

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos esenciales de la ingeniería de producción es determinar los parámetros de operación del pozo, para tener conocimiento sobre su producción y modificar dichos parámetros con el fin de conseguir el máximo desempeño de este. La implementación de métodos de producción óptimos, diseños de sistemas de levantamientos artificiales, de estimulación y de completación son posibles mediante el cálculo de la productividad de los pozos petroleros.

En el proceso de un diseño de producción las presiones de fondo fluyente(p_{wf}) y los caudales son variables que se determinan con información como diámetro de tuberías de producción, válvulas en el cabezal del pozo, diámetros de las líneas de flujo en superficie y las distintas presiones presentes en las facilidades de superficie, la representación gráfica de estas dos variables es lo que se conoce como curva IPR(Inflow Performance Relationship) y su elaboración es de mucha utilidad puesto que permite conocer la capacidad de aporte del yacimiento a través de los pozos productores, conocer el caudal máximo de los pozos, las presiones de fondo fluyente correspondientes a cualquier caudal y son usadas también como un método para optimizar los parámetros de producción dentro del análisis nodal de un sistema.

El presente proyecto integrador tiene como fin analizar las curvas de comportamiento de flujo de los pozos del campo Espol mediante el uso de un software de simulación de flujo con el fin de lograr el desarrollo óptimo de su producción.

1.1 Descripción del problema

La experiencia en la actividad petrolera ha permitido conocer que en algunos casos la baja producción que presentan los pozos no se debe necesariamente a problemas de depletación de la presión o a problemas con las arenas productoras, sino; a un mal dimensionamiento de las tuberías de producción; en donde tuberías con diámetros muy reducidos han restringido la capacidad de producción de estos pozos y tuberías con diámetros muy grandes han conllevado al gasto innecesario de materiales debido a su sobredimensionamiento y a la reducción de producción debido a mayor carga del fluido a levantar, que en ocasiones ahoga al pozo y requiere instalación de sistemas de levantamiento artificial, teniéndose que gastar grandes cantidades de dinero.

1.2 Justificación del problema

Según lo expuesto en el párrafo anterior, una mala configuración o falta de seguimiento de los parámetros que intervienen en el desarrollo de un campo puede afectar severamente el proceso de extracción de los hidrocarburos repercutiendo en el apartado económico del proyecto. Es por ello que se debe evaluar el funcionamiento actual del campo Espol a través del análisis de curvas IPR y establecer un plan de optimización para conseguir su producción máxima.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Optimizar el desarrollo del campo Espol en base al análisis de las curvas de comportamiento de flujo.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estimar el potencial de producción a diferentes presiones de fondo fluyente en los pozos del campo Espol
- Establecer caudales actuales vs óptimos
- Desarrollar un plan de acción para la optimización del campo Espol

1.4 Marco teórico

1.4.1 Fundamentos teóricos

Puesto que la teoría en la que se fundamenta este proyecto es referente al oil well performance (comportamiento de pozo), es necesario citar algunos conceptos y métodos relacionados a la deducción y construcción de curvas IPR utilizados en la optimización de producción, como sigue a continuación.

1.4.1.1 IPR (Inflow Performance Relationship)

Se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión de fondo fluyente (pwf). Las presiones que adopta el IPR van desde la presión promedio de reservorio y la presión atmosférica. Cuando pwf es igual a la presión promedio del reservorio, el caudal q es cero debido a la ausencia de reducción de presión. La tasa máxima de flujo ocurre cuando pwf es cero, se conoce como flujo abierto absoluto y se denota como AOF. Aunque en la práctica esta no puede ser una condición en la que el pozo pueda producir, es una definición que tiene aplicaciones generalizadas en la industria del petróleo. (Hirschfeldt, 2008).

Una curva IPR típica es la presentada en la figura 1.1.

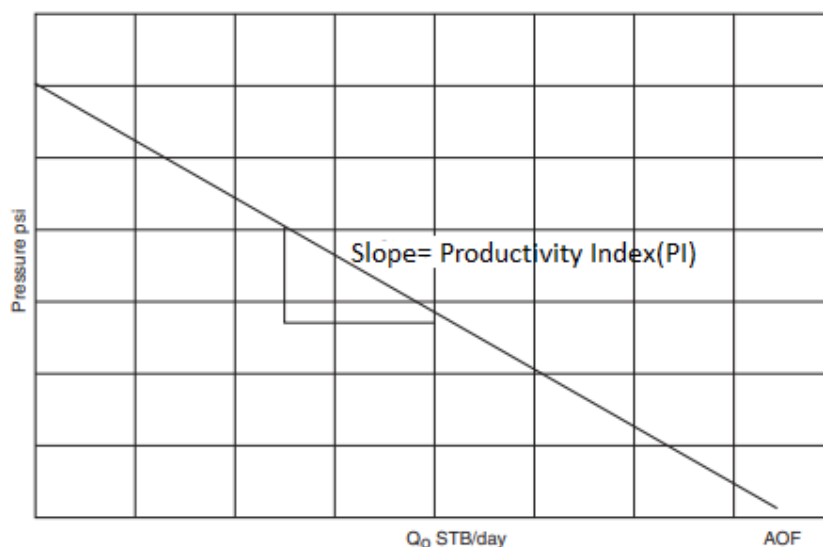


Figura 1.1 Curva IPR

Fuente: Ahmed, 2010

1.4.1.2 Índice de Productividad (J)

Se utiliza para describir la capacidad del pozo para producir. Definido por el símbolo J, el índice de productividad es la relación entre el caudal de líquido total y la reducción de presión. Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial al rededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para producción de petróleo sin agua, el índice de productividad viene dado por la ecuación 1.1:

$$J = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}} \quad (1.1)$$

Donde Q_o = caudal de aceite, STB/día

J = índice de productividad, STB/día/psi

p_r = presión promedio del reservorio, psi

p_{wf} = presión de fondo fluyente, psi

El índice de productividad J puede también definirse en función de parámetros petrofísicos y del reservorio, como se indica en la ecuación 1.2:

$$J = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (1.2)$$

Donde k_o = permeabilidad efectiva del petróleo, md

h = espesor del reservorio, ft

s = factor de daño

β_o = factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB

μ_o = viscosidad del petróleo, cp

r_e = radio de drenaje, ft

r_w = radio del pozo, ft

1.4.1.3 Métodos de IPR

Los métodos empíricos más conocidos para la generación de curvas IPR para escenarios actuales y futuros son: Vogel, Standing, Fetkovich, Wiggins y Klins- Clark.

1.4.1.3.1 Método de Vogel

Vogel (1968) utilizó un modelo informático para generar IPRs para varios yacimientos hipotéticos de petróleo saturado que están produciendo bajo un amplio rango de condiciones. Vogel normalizó las IPRs calculadas introduciendo los siguientes parámetros adimensionales: $\frac{pwf}{pr}$ y $\frac{Qo}{Qomax}$ para expresar su ecuación tanto para yacimientos saturados como para subsaturados, como se muestra en las ecuaciones 1.3 y 1.4:

Yacimiento Saturado ($pr < pb$)

$$\frac{Qo}{Qomax} = 1 - 0.2 \left(\frac{pwf}{pr} \right) - 0.8 \left(\frac{pwf}{pr} \right)^2 \quad (1.3)$$

Yacimiento Subsaturado ($pr > pb$)

$$Qo = Qob + \frac{JPb}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{pwf}{pb} \right) - 0.8 \left(\frac{pwf}{pb} \right)^2 \right] \quad (1.4)$$

Este método no considera el daño de formación, trabaja razonablemente para pozos con un corte de agua de hasta el 30% y considera una eficiencia de flujo de 1.

1.4.1.3.2 Método de Standing

Standing(1970) esencialmente extendió la aplicación de Vogel para predecir la IPR futura en función de la presión del reservorio. Su método es más preciso, considera el daño de formación, emplea eficiencias de flujo diferentes de 1 y también predice las IPRs para yacimientos saturados y subsaturados, como se describe en las ecuaciones 1.5 y 1.6 :

Yacimiento Saturado ($pr < pb$)

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}^{FE=1}} = 1.8(FE) \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) - 0.8(FE)^2 \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right)^2 \quad (1.5)$$

Yacimiento Subsaturado ($p_r > p_b$)

$$Q_o = Q_b + \frac{Jp_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_b}\right) - 0.8(FE) \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_b}\right)^2 \right] \quad (1.6)$$

1.4.1.3.3 Método de Fetkovich

Este método simplifica el enfoque de otros a través de la ecuación de flujo radial de Darcy. Fetkovich(1973) consideró dos regiones para los yacimientos subsaturados, y desarrolló las ecuaciones 1.7 y 1.8:

Considerando la forma para J de la ecuación 1.2 obtenemos:

Región 1 $p_{wf} \geq p_b$:

$$Q_o = J(P_r - P_{wf}) \quad (1.7)$$

Región 2 $p_{wf} < p_b$:

$$Q_o = J(p_r - p_{wf}) + \frac{J}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) \quad (1.8)$$

Para yacimientos saturados formuló:

$$Q_o = C(p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (1.9)$$

Donde $C = \frac{Q_o}{(p_r^2 - p_{wf}^2)^n}$, conocido como coeficiente de rendimiento; y

n = Factor pendiente de las características del pozo, $0.568 \leq n \leq 1$

1.4.1.3.4 Método de Wiggins

Wiggins(1993) usó cuatro conjuntos de permeabilidades relativas y data de las propiedades del fluido como la entrada básica para un modelo computacional con el fin de desarrollar ecuaciones para predecir el IPR durante el flujo trifásico. Sus propuestas son similares a las de Vogel, expresadas en las ecuaciones 1.10 y 1.11 como:

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[1 - 0.52 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.48 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (1.10)$$

$$Q_w = (Q_w)_{max} \left[1 - 0.72 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.28 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (1.11)$$

Donde Q_w = caudal de agua, STB/día

Para obtener los términos de Q_{omax} y Q_{wmax} se usan los datos de prueba estabilizada. Wiggins extendió la aplicación de sus relaciones para predecir el comportamiento a futuro introduciendo nuevas expresiones:

- Presión promedio del reservorio actual $(p_r)_p$
- Presión promedio futura $(p_r)_f$
- Caudal máximo de petróleo actual $(Q_{omax})_p$
- Caudal máximo de agua actual $(Q_{wmax})_p$

Mediante las cuales estableció relaciones como se cita en las ecuaciones 1.12 y 1.13 a continuación:

$$(Q_{omax})_f = (Q_{omax})_p \left\{ 0.15 \left[\frac{(p_r)_f}{(p_r)_p} \right] + 0.84 \left[\frac{(p_r)_f}{(p_r)_p} \right]^2 \right\} \quad (1.12)$$

$$(Q_{wmax})_f = (Q_{wmax})_p \left\{ 0.59 \left[\frac{(p_r)_f}{(p_r)_p} \right] + 0.36 \left[\frac{(p_r)_f}{(p_r)_p} \right]^2 \right\} \quad (1.13)$$

1.4.1.3.5 Método de Klins-Clark

Klins y Clark (1993) propusieron una expresión para influjo similar a la forma de Vogel y que puede ser utilizada para estimar IPRs futuros. Para mejorar la capacidad de predicción de la ecuación de Vogel, los autores introdujeron un exponente “d” a la expresión de Vogel. Proponiendo la ecuación 1.14:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.705 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^d \quad (1.14)$$

Donde
$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{p_r}{p_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 p_b) \quad (1.15)$$

Para resolver problemas con este método se siguen los siguientes pasos:

- 1.-Conociendo la presión del punto de burbuja y la presión actual del reservorio se calcula el exponente d, usando la ecuación 1.13.
- 2.-De la data estabilizada disponible se resuelve la ecuación 1.12 para hallar Qomax.
- 3.-Se construye la curva IPR asumiendo varios valores para pwf en la ecuación 1.12.

1.4.2 Análisis Nodal

El análisis nodal es una técnica o procedimiento secuencial utilizado para cuantificar y optimizar la producción de gas o petróleo de un sistema mediante la interacción de cada uno de sus componentes. Complejas redes de líneas de flujo, diámetros óptimos, estranguladores adecuados, circuitos eléctricos y sistemas de bombeo pueden ser analizados mediante este método, siendo el resultado esperado la reducción mínima de la caída de presión para así poder levantar mayor cantidad de fluido. Actualmente existen softwares para realizar análisis nodal pero también se lo puede realizar manualmente con ayuda de gráficas. (Urquiza, 2018)

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o **nodo** y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran en la figura 1.2.

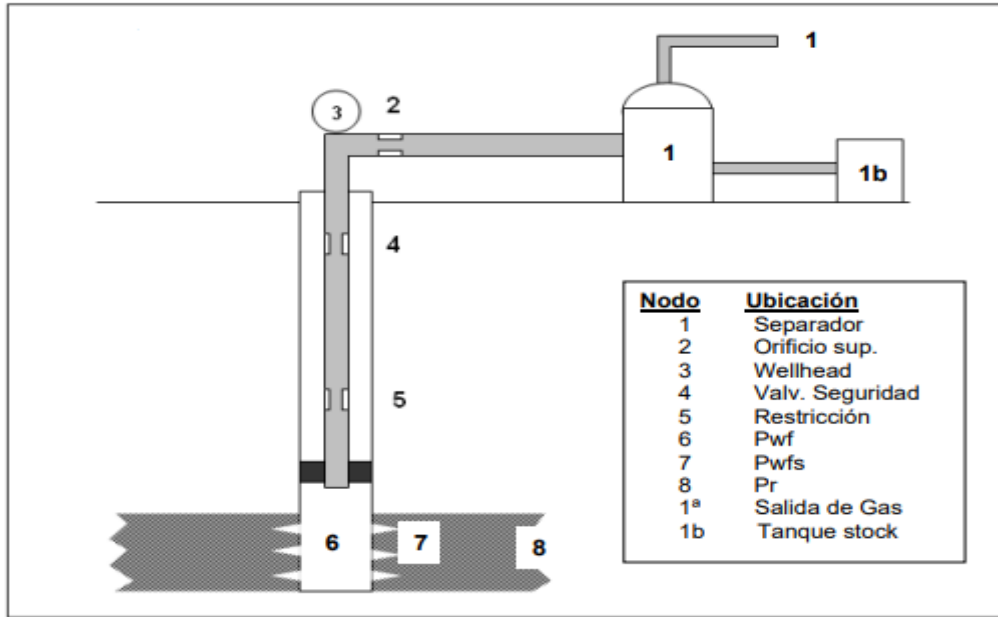


Figura 1.2 Ubicación de nodos en un pozo

Fuente: Oilproduction.net, 2009

Para el análisis nodal se requieren dos curvas que son:

- Curva de oferta también conocida como inflow es la que relaciona la caída de presión y el caudal desde la formación hasta el nodo.
- Curva de demanda también conocida como outflow es la que relaciona la caída de presión desde el nodo hasta el separador.

La representación de estas curvas se muestra en la figura 1.3.

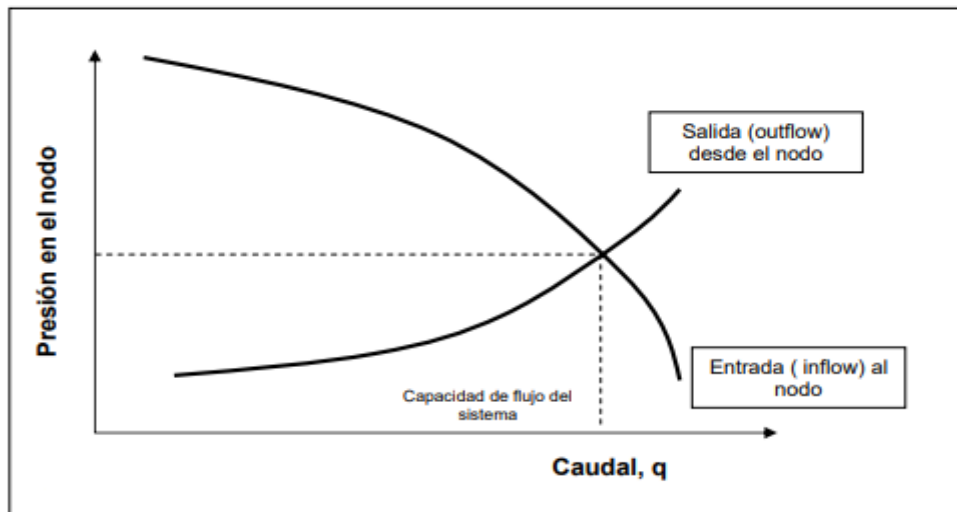


Figura 1.3 Curva de oferta y demanda

Fuente: Oilproduction.net, 2009

1.4.3 Descripción del campo Espol

1.4.3.1 Ubicación geográfica

El campo Espol está ubicado en el cantón Cascales, Provincia de Sucumbíos. Tiene un área aproximada de 61.100 Ha y se divide en cuatro estructuras principales que son: campo FICT, campo FIMCP, campo FIEC y campo FCNM. Sus reservorios más importantes son: Hollín Principal y Basal Tena, subordinadamente Hollín Secundario y las Calizas “A” y “B” de la Formación Napo.

1.4.3.2 Caracterización del campo Espol

De acuerdo con datos oficiales de la ARCH, en marzo del 2021 el campo Espol producía alrededor de 1.393,34 barriles de petróleo por día, con un promedio de BSW de 94.63% y un acumulado de aproximadamente 59.3 millones de barriles.

El crudo que se extrae es ligero con 31 grados API en promedio y un costo total promedio de operación de \$ 17.24 bpd. Los sistemas de levantamiento artificial presentes en este campo son bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo jet, bombeo electrosumergible(BES), unidad de bombeo lineal(LRP) y sistema plunger lift.

Ayo & Cepeda(2020) en su tesis explican que el campo Espol cuenta con 65 pozos distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 1.1 Estado de los pozos del campo Espol

Estado de pozos	Número de pozos
Produciendo	34
Cerrado, E.W.O	17
Abandono definitivo	5
Reinyector	6
Inyector	1
Inyector off	2
Total de pozos	65

Fuente: Ayo & Cepeda, 2020

1.4.3.3 Propiedades petrofísicas de la roca

Las propiedades petrofísicas de la roca para los reservorios presentes en los campos pertenecientes al campo Espol se muestran en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Propiedades petrofísicas de la roca del campo Espol

Campo	Reservorio	ϕ (%)	Criterio	Sw(%)	k (md)	Criterio
FIMCP	Basal Tena	18	Promedio	20	496	Muy buena
	Hollín Secundario	13	Promedio	20	50	Buena
	Hollín Principal	12	Promedio	32	320	Muy buena
FICT	Basal Tena	18	Promedio	20	8	Mala
	Caliza A	7	Baja	24	475	Muy mala
	Hollín Principal	12	Promedio	32	136	Buena
FIEC	Basal Tena	19.2	Promedio	26.6	40	Buena
	Caliza B	13	Promedio	23	0.05	Mala

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Mazapanta & Revelo, 2013

1.4.3.4 Propiedades del fluido

Las propiedades de los fluidos que se extraen en el campo Espol se enlistan en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Propiedades del fluido extraído en el campo Espol

Campo	Reservorio	API	β_{oi} (BY/BN)	β_o (BY/BN)	μ_o (cp)	Pb(psi)
FIMCP	Basal Tena	30	1.2	1.08	3.08	830
	Hollín Secundario	34	1.288	-	-	-
	Hollín Principal	34	1.375	1.19	1.26	1450
FICT	Basal Tena	30.1	1.2	1.05	6.37	987
	Caliza A	29.9	1.1	-	-	-
	Hollín Principal	34.4	1.375	1.3	1.085	1460
FIEC	Basal Tena	34.4	1.2	1.081	15.1	232
	Caliza B	31	1.2	1.226	1.179	1245

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Mazapanta & Revelo, 2013

1.4.4 Antecedentes

Un primer trabajo corresponde a (Shadizadeh & Zoveidavianpoor, 2009) en el cual describen el procedimiento para elaborar curvas de comportamiento de flujo(IPR), curvas de rendimiento de tubería(TPC) y curvas de rendimiento de estrangulamiento(CPC) en pozos de un campo del sur de Irán a partir de los resultados de un simulador multifásico(Pipesim) con el fin de aumentar su producción, concluyendo que un aumento en el tamaño de las válvulas choke conlleva a una reducción de presión en el cabezal del pozo y de las presiones de fondo fluyente, así también variando el diámetro de los tubings y casings se consiguió un rango de presión óptimo de 700 a 1180 psia para el cabezal de pozo, logrando así un aumento en la producción de 2000 bpd a 3150 bpd.

Un segundo trabajo que corresponde a (Castillo Salamanca et al., 2010) quienes realizaron un estudio con el fin de optimizar la producción de petróleo para pozos que presentaban flujo cruzado por medio del análisis de las curvas IPR y TPC (Tubing performance curves) a través del modelamiento de un software de análisis nodal. Los autores establecieron las características del coeficiente Cv de las válvulas de control de flujo para la configuración del porcentaje de apertura de estas, recalcando que para el éxito del diseño de la operación es indispensable conocer el estado mecánico de los pozos, gradientes de presión y temperatura.

El trabajo de (Albokhari & Almubarak, 2015) quienes discutieron un enfoque matemático desarrollado mediante ecuaciones de Vogel/Fetkovich para correlacionar las presiones de cabezal de pozo y los caudales en pozos con altas presiones de burbuja con el fin de encontrar un método preciso para estimar los caudales de producción utilizando sus curvas IPR respectivas y así minimizar la necesidad del uso de medidores de flujo multifásico(MPFM) en locaciones remotas. Los resultados mostraron que las estimaciones de producción mediante curvas IPR calibradas son tan precisas como la obtenida mediante los MPFM con un error del 5%. Proporcionando así una alternativa más fácil a los ingenieros de producción respecto a medidas de caudal usando correlaciones IPR.

Como propuesta de alternativas de producción que se puedan ejecutar en operaciones de workover, Lucas, C.(2019) en su trabajo de tesis realizó un estudio con la finalidad de identificar problemas de restricción de producción a nivel de reservorio y pozo con la

ejecución de un software de simulación de flujo, proponiendo así el cambio de algunos de los sistemas de levantamiento artificial tipo BES, el aumento de su frecuencia de operación y en otros casos aumentar la profundidad en que estaban colocados estos sistemas.

El último antecedente corresponde a (Amarfio & Adusu, 2019). En esta investigación se presentó de manera detallada un enfoque para la selección de pozos candidatos para estimulación matricial usando el análisis de Vogel para curvas IPR. Para lo cual se construyó un modelo matemático no lineal mediante Excel. Mediante este modelo se pudo predecir la producción que tendrían los pozos después del proceso de estimulación, eligiéndose así al pozo N3 con una producción post estimulación de 12,833,886 barriles, siendo este el mejor candidato.

La información revisada indica la utilidad e importancia del análisis de las curvas de comportamiento de flujo (IPR) en actividades relacionadas a la ingeniería de producción haciendo énfasis en la optimización de los campos que están siendo producidos estas curvas son de fácil elaboración, análisis con datos de entrada que son accesibles en la mayoría de los casos.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

La metodología empleada en este proyecto tuvo un enfoque cuantitativo descriptivo – experimental. En tal virtud, requirió el análisis de los datos de producción de los pozos seleccionados, datos PVT, parámetros petrofísicos, diagramas mecánicos, información sobre los sistemas de levantamiento artificial y demás información relevante con el fin de ingresarlos como base de datos al software y de este modo manipular estas variables con el fin de lograr los objetivos propuestos.

Para el desarrollo del proyecto se empleó el simulador de flujo multifásico Pipesim, programa que permitió la construcción de las curvas de comportamiento de flujo y su posterior análisis.

En la figura 2.1 se muestra el esquema de la metodología aplicada.



Figura 2.1 Metodología de estudio aplicada

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

2.1 Recopilación de información

La información recolectada consistió en diagramas mecánicos, datos pvt, datos petrofísicos, propiedades de los fluidos, datos de producción, datos de build up y especificaciones del sistema de bombeo mecánico. Se realizó un trabajo minucioso para

entrelazar la información de distintos documentos verificando la disponibilidad de la mayoría de las propiedades para los pozos elegidos. Para los pozos en los que faltaba información o de los cuales esta era muy antigua se recurrió a hacer correlaciones y estimaciones con pozos vecinos para determinar dichas propiedades.

2.2 Selección de pozos

Para la selección de los pozos se consideraron las estructuras FIMCP, FICT y FIEC del campo Espol. Puesto que FIMCP cuenta con la mayor cantidad de reservas originales en sitio (191820.60 Mbbls en el año 2017) se consideró elegir la mayor cantidad de pozos de esta estructura.

Con el fin de establecer la muestra para este estudio se eligieron aquellos pozos con mayor producción y que a la vez contaran con bombeo mecánico como sistema de extracción. Cabe recalcar que la disponibilidad de data jugó un papel importante en esta selección.

En la tabla 2.1 se muestran los pozos elegidos y su producción a enero del 2020.

Tabla 2.1 Potencial de pozos seleccionados a Enero de 2020

Potencial Enero 2020				
CAMPOS: FIMCP, FICT, FIEC				
POZO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD
FIMCP-1002	276.00	58.70%	113.99	162.01
FIMCP-26	78.00	0.00%	78.00	0.00
FIMCP-1001	69.20	0.00%	69.20	0.00
FIMCP-1014	200.00	67.00%	66.00	134.00
FIMCP-1010	93.40	32.00%	63.51	29.89
FIMCP-04	26.00	0.00%	26.00	0.00
FIMCP-27	24.30	16.40%	20.32	3.99
FIMCP-21	13.66	0.00%	13.66	0.00
FICT-03	260.00	84.50%	40.30	219.70
FICT-08	107.50	60.00%	43.00	64.50
FIEC-01	67.20	0.00%	67.20	0.00
FIEC-02	67.20	0.00%	67.20	0.00

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

2.3 Ingreso de información al software

A continuación se explica el procedimiento realizado para ingresar la información de los pozos al software. Se utilizará el pozo FIMCP-1002 perteneciente a la estructura FIMCP del campo Espol como ejemplo.

2.3.1 Ingreso de información general

Una vez abierto el programa, en la interfaz de la pantalla principal se crea un nuevo proyecto para lo cual hay que situarse en la opción “New” y dentro de esta opción debajo de la pestaña “Well” se da click en “New” puesto que se ingresará información pozo por pozo. Esto se muestra en la figura 2.2 a continuación.

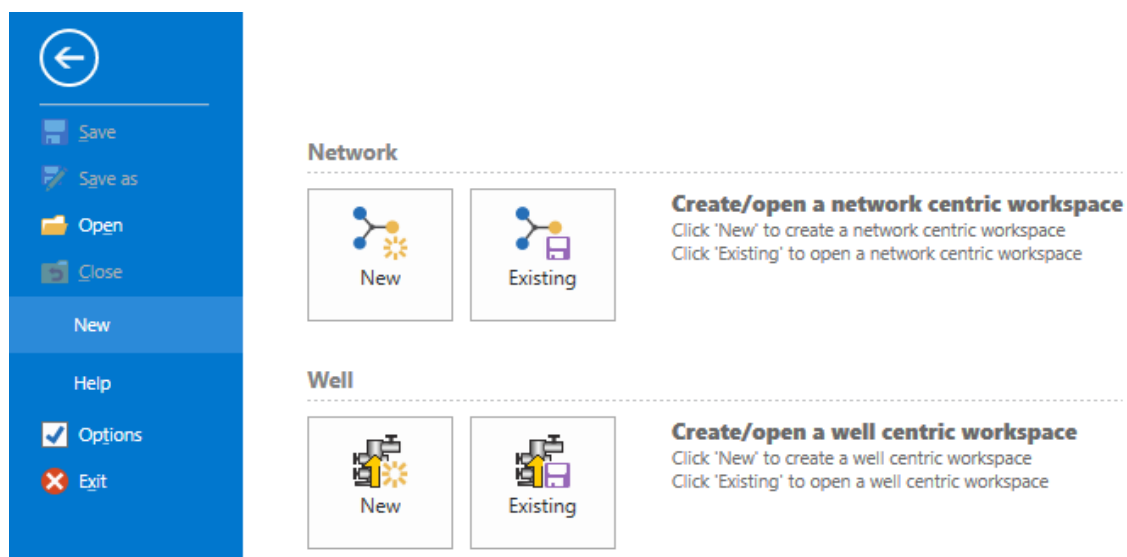


Figura 2.2 Creación de nuevo proyecto en el software Pipesim

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

En esta sección, se dirige a la pestaña “General”, se procede a darle un nombre al pozo, el cual será “FIMCP-1002” y el tipo de pozo que es, en este caso productor, como se ilustra en la figura 2.3.

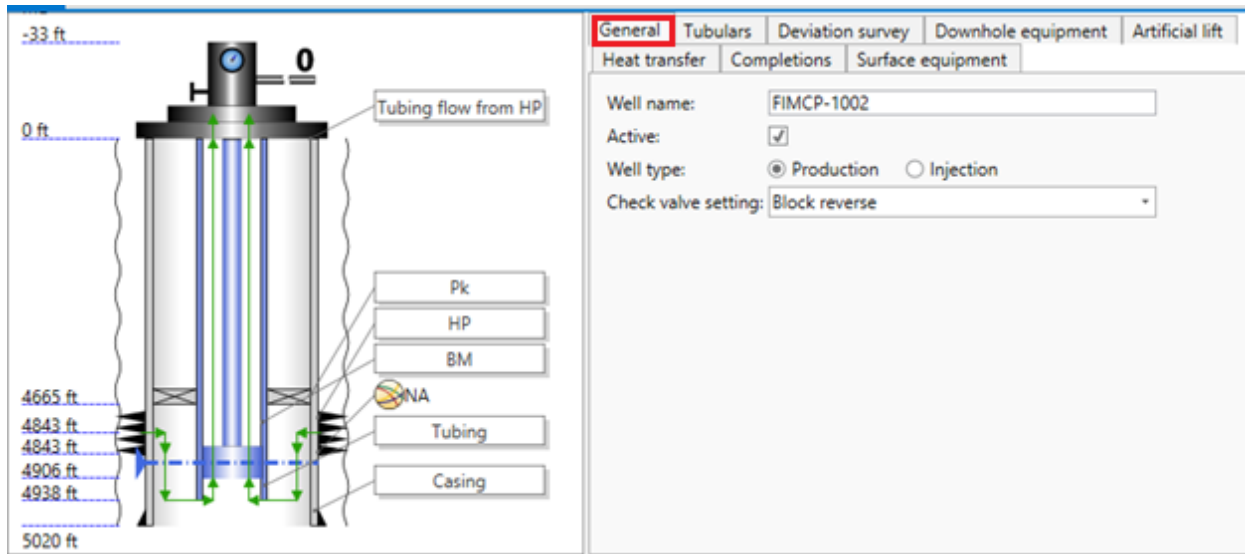


Figura 2.3 Vista de las opciones de la pestaña "General"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

2.3.2 Ingreso de información "Tubulars" y "Downhole equipment"

La información que requiere ser ingresada en la pestaña de "Tubulars" corresponde a la de los casings de producción, tubings y liners la cual es tomada de los diagramas mecánicos de los pozos los cuales se presentan en el Anexo A de este documento.

Una vez en la pestaña de "Tubulars" existen dos módulos de construcción "Simple"(sin liner) y "Detailed"(con liner), para FIMCP-1002 seleccionaremos el modo simple y "Wall thickness" que involucra las características de la tubería.

En este caso se ingresará información de casing y tubing, sus respectivos diámetros internos y las profundidades a donde llegan. También se ingresará la información de los packers para lo cual se debe situar en la pestaña "Downhole equipment" y se especifica la profundidad a la que están ubicados. Estos pasos se ilustran en la figura 2.4.

General **Tubulars** Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer
 Completions Surface equipment

Mode: Simple Detailed
 Dimension option: OD Wall thickness

	Name	Bottom MD ft	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	5020	6.366	0.317	0.001	...
2	Tubing	4938	2.441	0.217	0.001	...

General Tubulars Deviation survey **Downhole equipment** Artificial lift Heat transfer
 Completions Surface equipment

	Equipment	Name	Active	MD ft
1	Packer	Pk	<input checked="" type="checkbox"/>	4664.844

+

Figura 2.4 Vista de las opciones de las pestañas "Tubulars" y "Downhole equipment"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

2.3.3 Ingreso de información "Artificial Lift"

En esta sección se ingresa la información correspondiente al tipo de levantamiento artificial presente.

Se establece el tipo de equipo, la profundidad a la que se encuentra y sus características específicas de funcionamiento. Puesto que el pozo FIMCP-1002 cuenta con sistema de extracción por medio de bombeo mecánico se ingresó dicha información, como se muestra a continuación.

Equipment	Name	Active	MD
1 Rod Pump	BM	<input checked="" type="checkbox"/>	4906 ft

ROD PUMP

Name:

Active:

Measured depth:

PERFORMANCE DATA

Basis: Nominal rate Basis: Nominal rate Stroke length/frequency

Nominal rate: <input type="text" value="480"/>	Strokes per minute: <input type="text" value="8"/>
Slip coefficient: <input type="text" value="0.0002"/>	Stroke length: <input type="text" value="168"/> <input type="text" value="in"/>
Maximum DP: <input type="text"/>	Plunger diameter: <input type="text" value="1.75"/> <input type="text" value="in"/>
Maximum power: <input type="text"/>	Slip coefficient: <input type="text" value="0.0002"/> <input type="text" value="STB/(d.psi)"/>
Pump efficiency: <input type="text" value="59"/>	Maximum DP: <input type="text"/> <input type="text" value="psi"/>
Drive rod diameter: <input type="text" value="0.75"/>	Maximum power: <input type="text"/> <input type="text" value="hp"/>
	Pump efficiency: <input type="text" value="59"/> <input type="text" value="%"/>
	Drive rod diameter: <input type="text" value="0.75"/> <input type="text" value="in"/>

Figura 2.5 Vista de las opciones de la pestaña "Artificial lift"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

2.3.4 Ingreso de información "Completions"

Esta opción nos permite ingresar la información referente al reservorio, su nombre, la profundidad promedio y el modelo de IPR, dentro de esta última se agrega toda la información específica del reservorio, como presión, temperatura, espesor, permeabilidad, daño y especificar las características del fluido producido. La figura 2.6 a continuación muestra la información ingresada para el reservorio "HP".

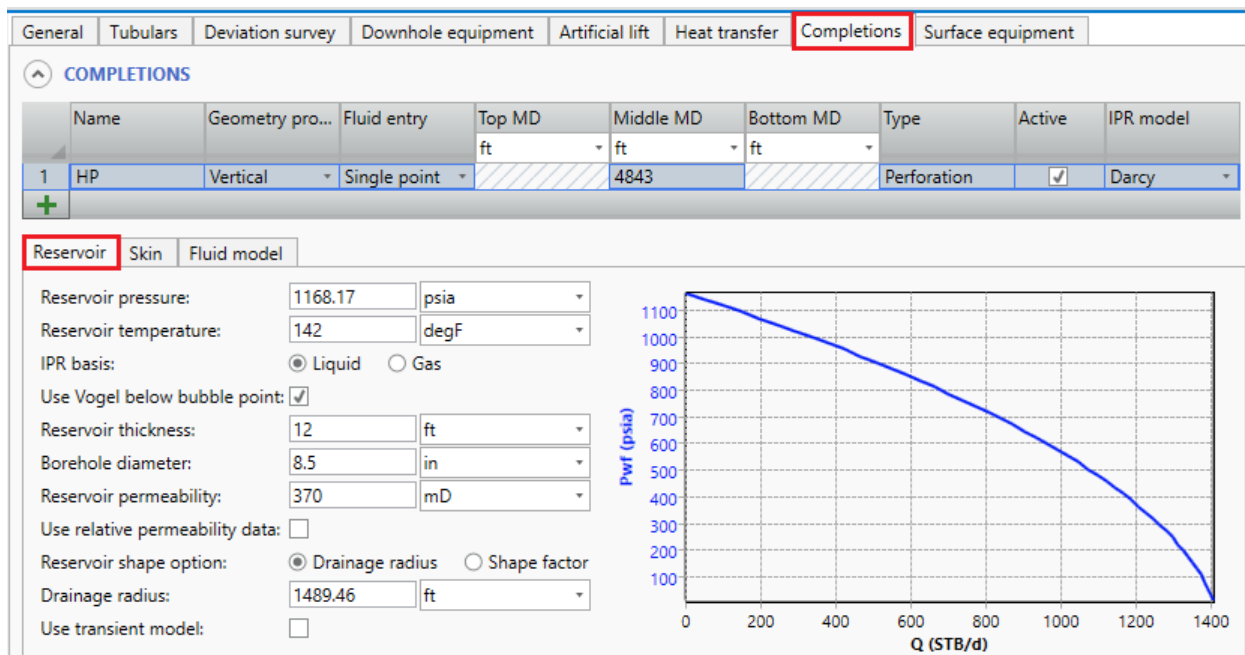


Figura 2.6 Vista de las opciones de la pestaña "Completions"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se observa en la figura 2.6 con la información agregada hasta el momento ya se genera la curva IPR característica del pozo con lo cual su potencial, el cual puede presentarse como tabla, como se presenta a continuación.

Q	Pwf
STB/d	psia
0	1168.17
50.65484	1144.63
100.3941	1121.09
149.2179	1097.549
197.1261	1074.009
244.1188	1050.469
290.1959	1026.929
335.3575	1003.389
379.6035	979.8484
422.934	956.3082
465.3489	932.768
1297.12	250.102
1312.069	226.5618
1326.102	203.0216
1339.219	179.4814
1351.421	155.9412
1362.707	132.401
1373.078	108.8608
1382.534	85.32061
1391.073	61.78041
1398.698	38.2402
1405.406	14.7

Figura 2.7 Potencial del pozo FIMCP-1002 en forma de tabla

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Continuando, en la pestaña "Skin" se agrega la información referente al daño.

Reservoir **Skin** Fluid model

OPTIONS

Mechanical skin: Specify Calculate

Rate dependent skin: Specify Calculate

Figura 2.8 Vista de las opciones de la pestaña "Skin"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Dentro de la pestaña “Fluid model” las propiedades del fluido.

The screenshot shows the 'Fluid model' tab in a software interface. The 'Properties' sub-tab is active, displaying 'STOCK TANK PROPERTIES' and 'CONTAMINANT MOLE FRACTIONS'. The 'Calibration' sub-tab is also visible, showing a table of calibration parameters.

	Calibration	Pressure	Temperature	Correlation	
Above BP	OFVF : 1.19	1168.17 psia	142 degF	Vasquez & Beggs	
At BP	Sat. Gas: 400 SCF/STB	1450 psia	142 degF	Lasater	
	OFVF :	psia	degF	Standing	
At or Below BP	Live oil viscosity:	cP	psia	degF	Chew & Connally
	Gas viscosity:	cP	psia	degF	Lee et al.

Figura 2.9 Vista de las opciones de la pestaña "Fluid model"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Las pestañas en las que no se ha ingresado información es porque no se dispone de esa data en específico y las opciones que no se modifican Pipesim las coloca por default.

2.3.5 Análisis nodal

Una vez ingresada la información, se procede a realizar el análisis nodal del pozo a condiciones actuales, para lo cual, hay que situarse en la pestaña “Home” y luego en “Nodal analysis”. Este análisis nodal se lo realizará en el fondo del pozo para lo cual se selecciona la opción “Bottomhole”, luego se ingresa la presión de cabeza, se verifican los datos ingresados y se da click en “Run” como se muestra en la figura 2.10 a continuación.

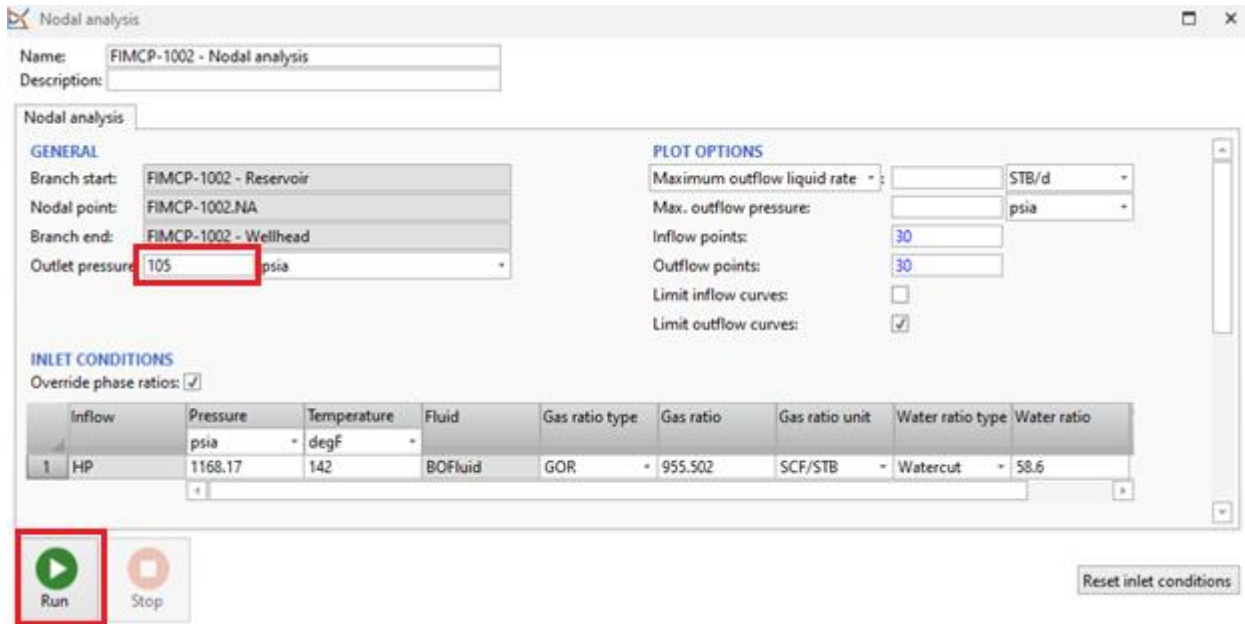


Figura 2.10 Vista de las opciones antes de correr el simulador

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

La figura 2.11 nos muestra los resultados arrojados por el programa. Cabe mencionar que en el proceso se ajustaron debidamente algunos valores con el fin de obtener una producción lo más parecida a la realidad.

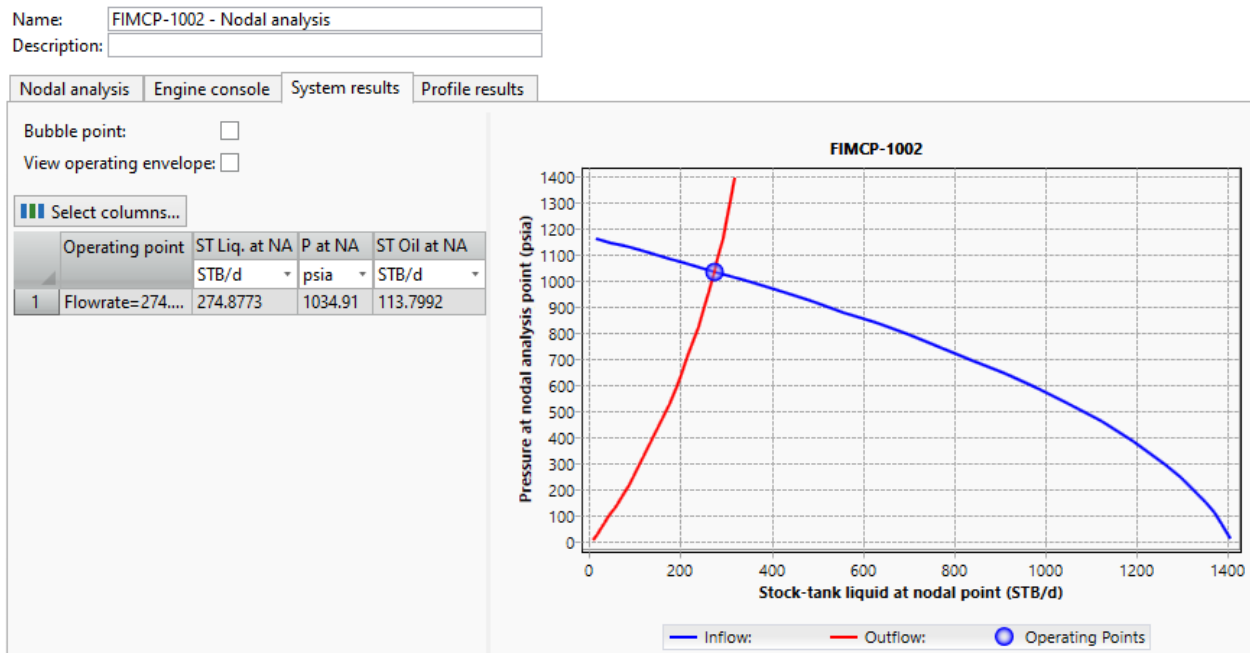


Figura 2.11 Curvas de comportamiento de flujo generadas por el programa con la data ingresada

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede observar que el caudal operacional del pozo a condiciones actuales simuladas es de 274.87 stb/d el cual se aproxima bastante a los 276 BFPD que es la producción real del pozo.

2.3.5.1 Análisis de sensibilidades del pozo

La opción de “Nodal analysis” nos permite realizar cambios a los parámetros que intervienen en la generación de las curvas de inflow y outflow. Mediante estos cambios se puede simular el funcionamiento del pozo a distintas condiciones de daño mecánico, permeabilidades, cortes de agua, gravedad API, diámetros de tubing, parámetros de funcionamiento del bombeo mecánico, entre otros. Estas opciones se encuentran dentro de “INFLOW SENSITIVITY” Y “OUTFLOW SENSITIVITY” como se muestra en la figura 2.12 a continuación. A través de estas se establecerán las alternativas de optimización del campo en estudio.

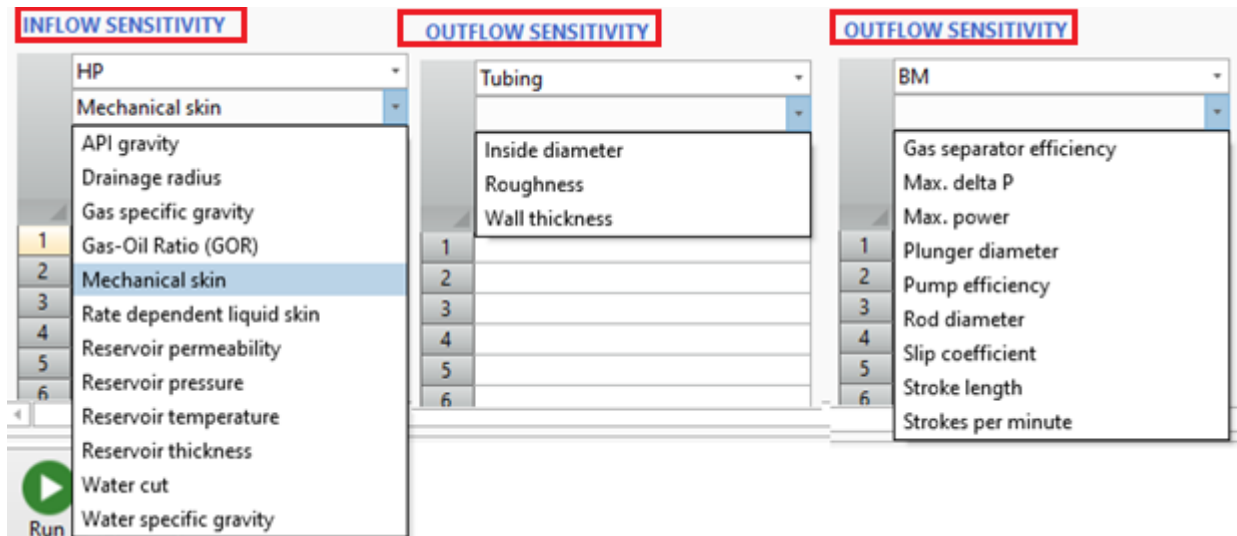


Figura 2.12 Parámetros para optimización presentes en las opciones "Inflow sensitivity" y "Outflow sensitivity"

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

2.3.6 Alternativas de optimización

Remover el daño

El pozo FIMCP 1002 presenta un daño $S=3.801$, se simuló su desempeño si se lograra estimular a daños de -2 y-4. Las curvas características resultantes se muestran en la figura 2.13 a continuación.

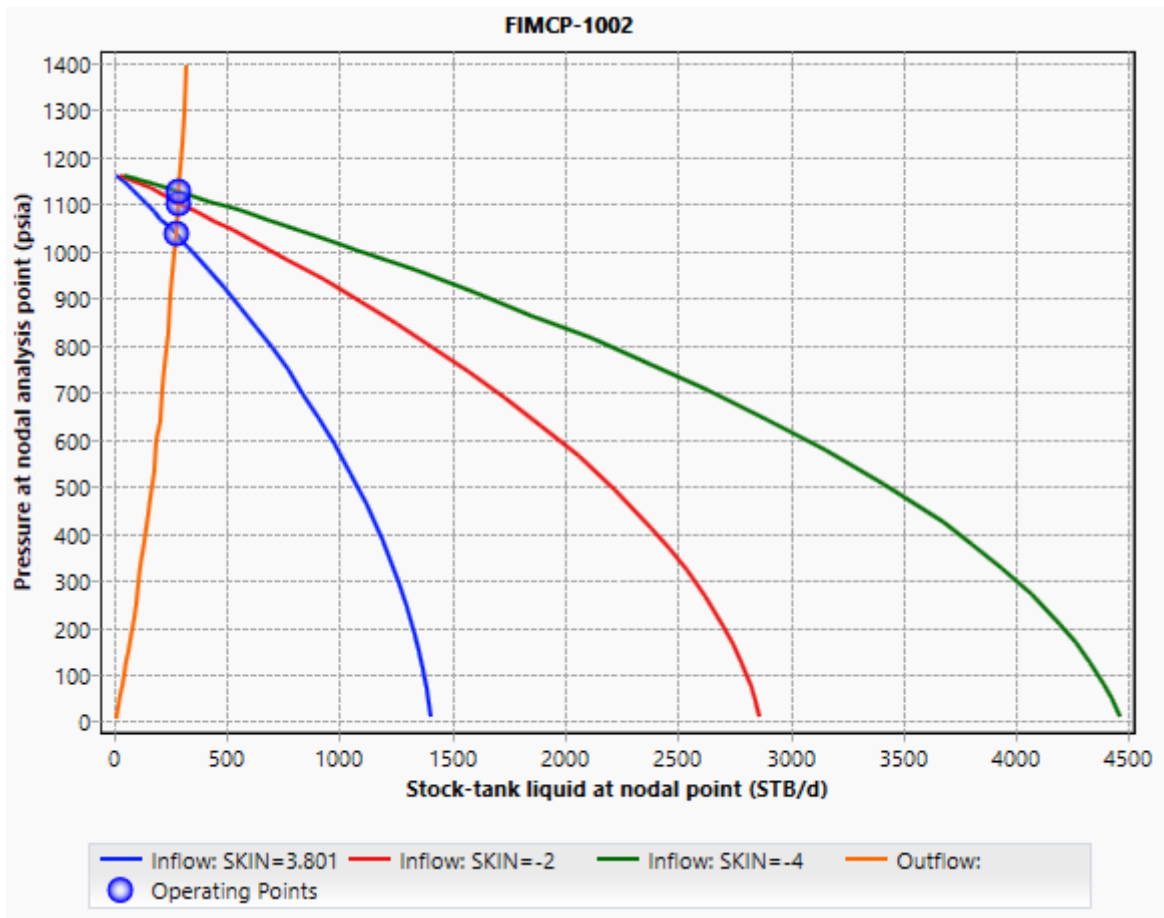


Figura 2.13 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se observa las curvas de inflow que representan el comportamiento del pozo con la estimulación se desplazaron hacia la derecha aumentando así su potencial, pero la producción del sistema (punto de match) no aumentó de manera tentativa como para optar por una estimulación para mejorar la producción de este pozo. En la tabla siguiente se muestra con más detalle la variación de la producción con esta alternativa simulada.

Tabla 2.2 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIMCP-1002	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DAÑO(S)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	3.801	1034.91	274.87	113.79	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	-2	1102.24	284.7	117.86	4.07
	-4	1125.75	287.98	119.22	5.43

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Como se observa el pozo estando estimulado ofrecería un incremento de solo 5.43 bppd.

Aumentar la frecuencia de operación

A condiciones actuales la bomba opera a 8 gpm(golpes por minuto). Se simuló el comportamiento del pozo aumentando la frecuencia a 8.5,9.5 y 10.5 gpm. La figura 2.14 nos muestra la variación de la producción con la velocidad de bombeo.

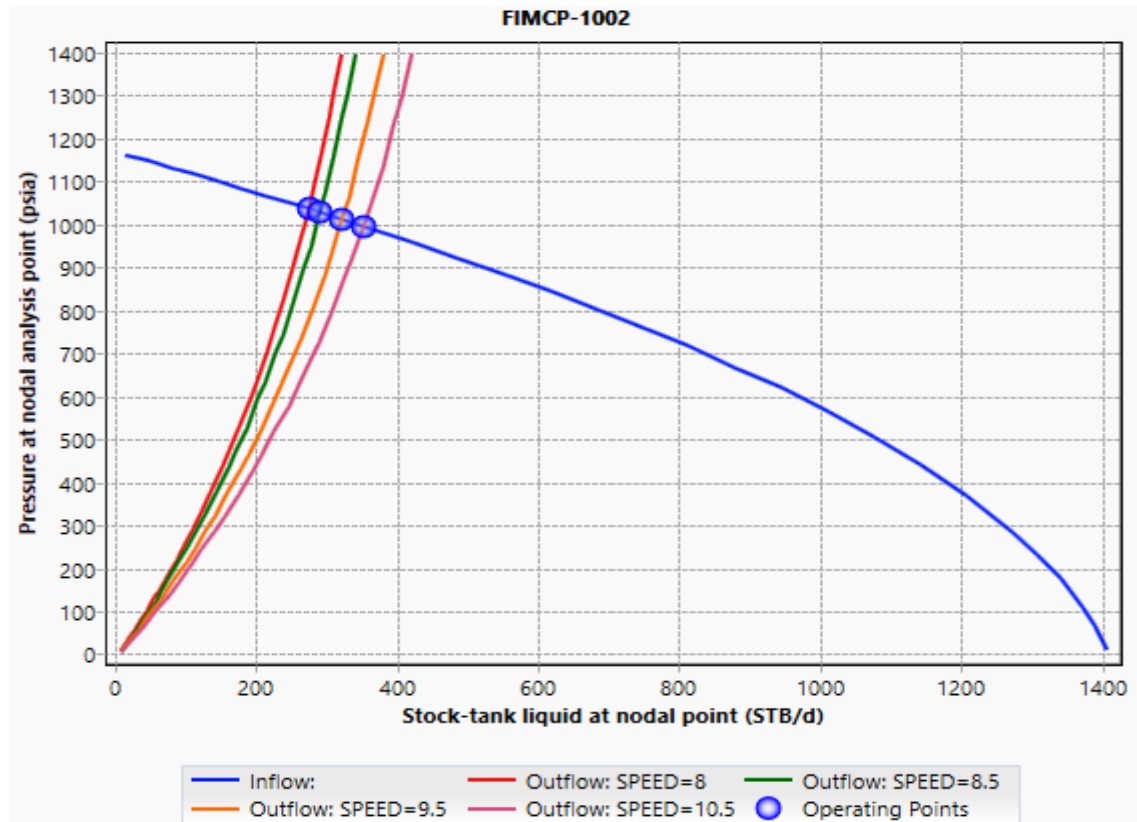


Figura 2.14 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Existe un desplazamiento de la curva de outflow a medida que se aumenta la frecuencia de operación.

Tabla 2.3 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIMCP-1002	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	8	1034.96	274.77	113.75	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8.5	1026.81	290.61	120.31	6.56
	9.5	1010.6	321.8	133.22	19.47
	10.5	994.52	352.32	145.86	32.11

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se plantea como opción para optimizar la producción del pozo FIMC-1002 regular la frecuencia de operación a 10.5 gpm.

A pesar de que una unidad de bombeo convencional tiene un límite máximo recomendado de 17.15 gpm(golpes por minuto), en este proyecto se fijará dicho valor en 10.5 gpm puesto que no son recomendables velocidades de bombeo excesivas ya que producen agotamiento en las varillas y disminuyen la eficiencia del bombeo.

Cambiar el tubing de producción

El tubing de producción actual del pozo FIMCP-1002 es de 2 7/8 con un diámetro interno(ID) de 2.441. Se simuló el comportamiento de la producción del pozo con un diámetro menor de 2 3/8(ID=1.867) y uno mayor de 3 ½(ID=3.068). Como se observa en la figura 2.15 a continuación la variación del diámetro interno del tubing no afectó en nada a la producción de fluidos.

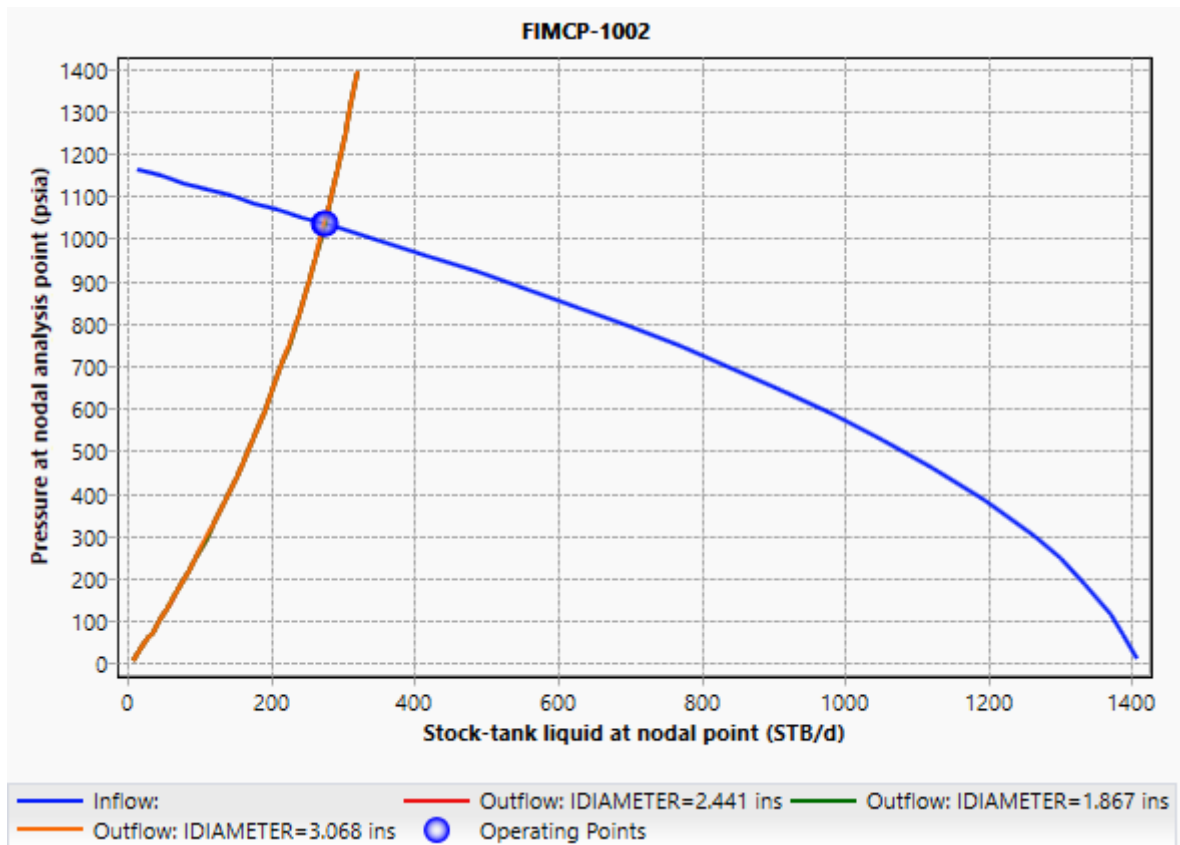


Figura 2.15 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Aumentar el diámetro de la bomba

Como se ha mostrado en las curvas de comportamiento de flujo de este pozo, el punto operacional del mismo(match) se encuentra a una presión de fondo fluyente elevada, condición que se presta para evaluar un ensanchamiento del diámetro del pistón del sistema de bombeo, cuyo diámetro actual es de 1.75 pulgadas.

La figura siguiente muestra los resultados de la simulación del comportamiento de producción si se incrementase el diámetro de la bomba.

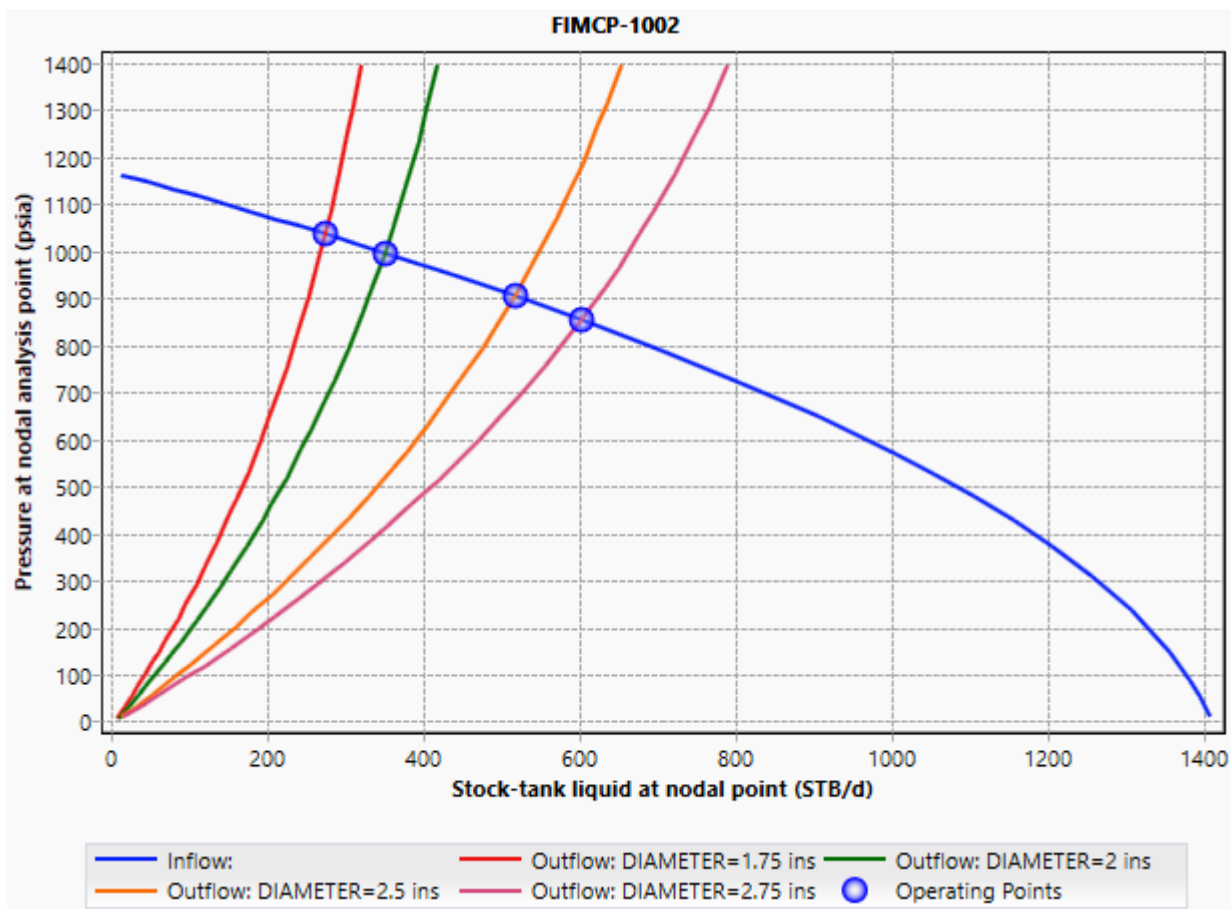


Figura 2.16 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se puede observar en la figura anterior con el aumento del diámetro del pistón existe un desplazamiento considerable de la curva de outflow y con esto un incremento de la producción. En la tabla siguiente se puede apreciar a más detalle esta variación en la producción.

Tabla 2.4 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba

Pozo FIMCP-1002	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DIÁMETRO DE BOMBA(in)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.75	1034.96	274.77	113.75	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	2	995.33	350.78	145.22	31.47
	2.5	903.64	516.72	213.92	100.17
	2.75	852.87	602.62	249.48	135.73

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se plantea entonces como alternativa de optimización colocar una bomba de 2.75 pulgadas para obtener un incremento de 135.73 bppd.

La figura a continuación muestra el escenario si se implementasen las dos propuestas de optimización en este pozo.

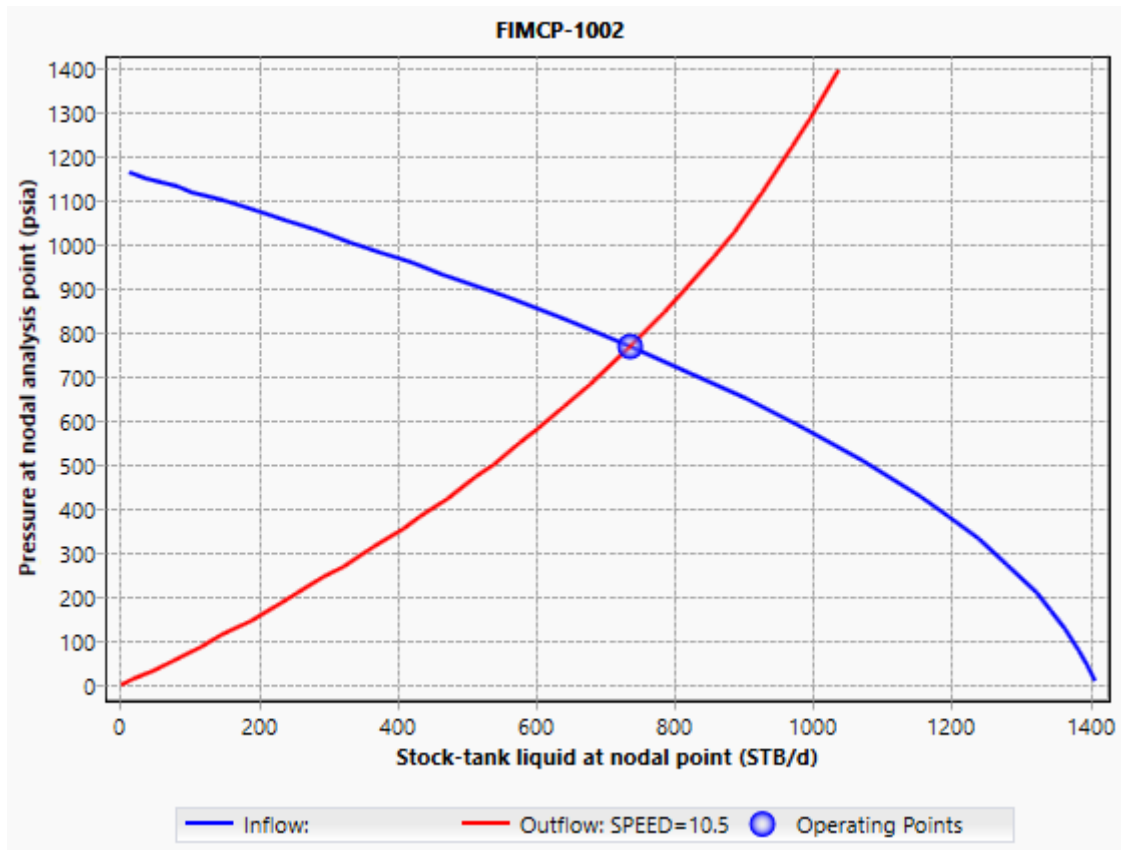


Figura 2.17 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se obtendría un caudal final de 736.68 BFPD siendo 304.98 bbls la producción neta de petróleo.

CAPÍTULO 3

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Optimización de los pozos seleccionados

Por medio del análisis respectivo de la curvas de comportamiento de flujo a través del análisis nodal se determinaron las alternativas para mejorar la producción de cada uno de los pozos seleccionados partiendo de la condición actual simulada en el software. Se analizó la optimización de los pozos en base a los siguientes parámetros: daño de formación, frecuencia de operación del sistema de extracción (GPM o gpm), diámetro interno de tubing y diámetro de la bomba de fondo para aquellos pozos con presiones de fondo fluyente operacionales elevadas.

3.1.1 Pozo FIMCP-26

Remover el daño

Se simuló el comportamiento del pozo si se removiese el daño de formación que posee en la actualidad $S=1.5$. La figura 3.1 a continuación muestra los resultados de la simulación de estimulación del pozo, $S=-2$ y $S=-4$.

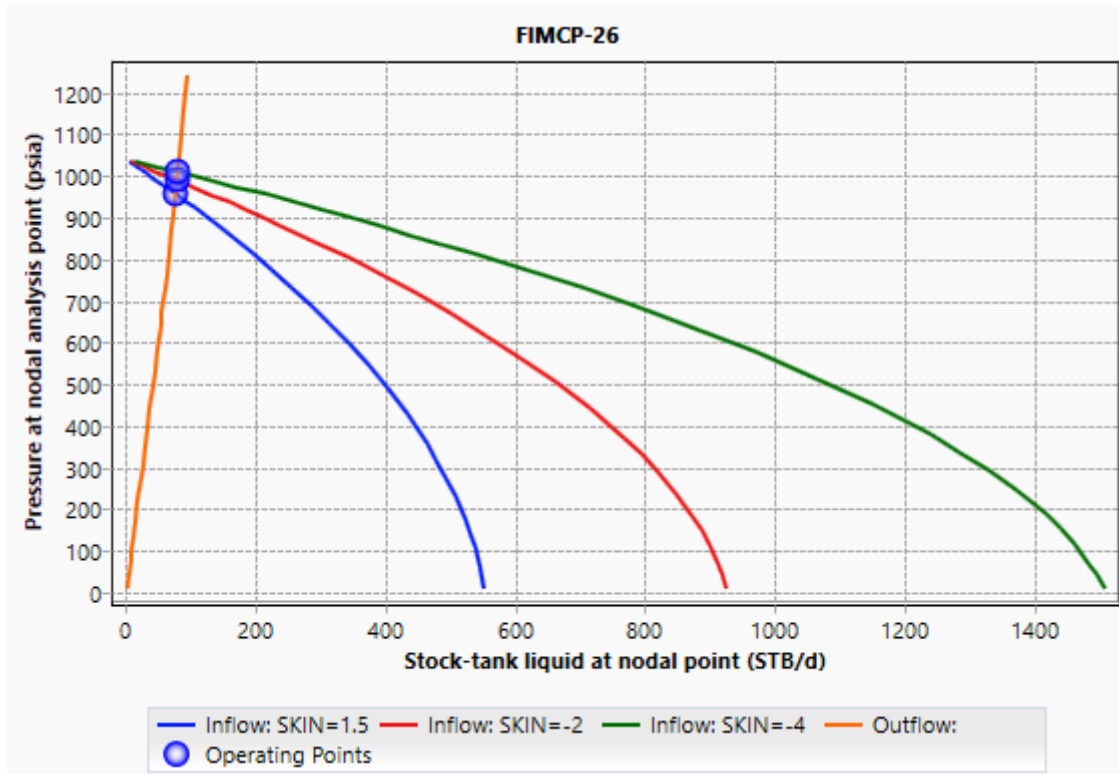


Figura 3.1 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se puede observar el potencial del pozo mejoró, pasó de tenerse un caudal máximo actual de casi 600 stb/d(línea azul)a más de 1400 stb si este se encontrase estimulado $S=-4$ (línea verde) pero la producción del sistema como tal(punto de match) no mejoró de manera atractiva como para considerar esta como alternativa de optimización.

Tabla 3.1 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIMCP-26	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DAÑO(S)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.5	956.72	77.57	77.57	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	-2	989.61	79.33	79.33	1.76
	-4	1008.82	80.58	80.58	3.01

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Aumentar la frecuencia de operación

El pozo a condiciones actuales simuladas opera a una frecuencia de 8 gpm produciendo un caudal de 77.17 BFPD una alternativa para mejorar este caudal es aumentar la velocidad de bombeo.

En la figura 3.2 se puede apreciar la variación de la producción con un aumento de esta frecuencia de operación en intervalos de 0.5 gpm.

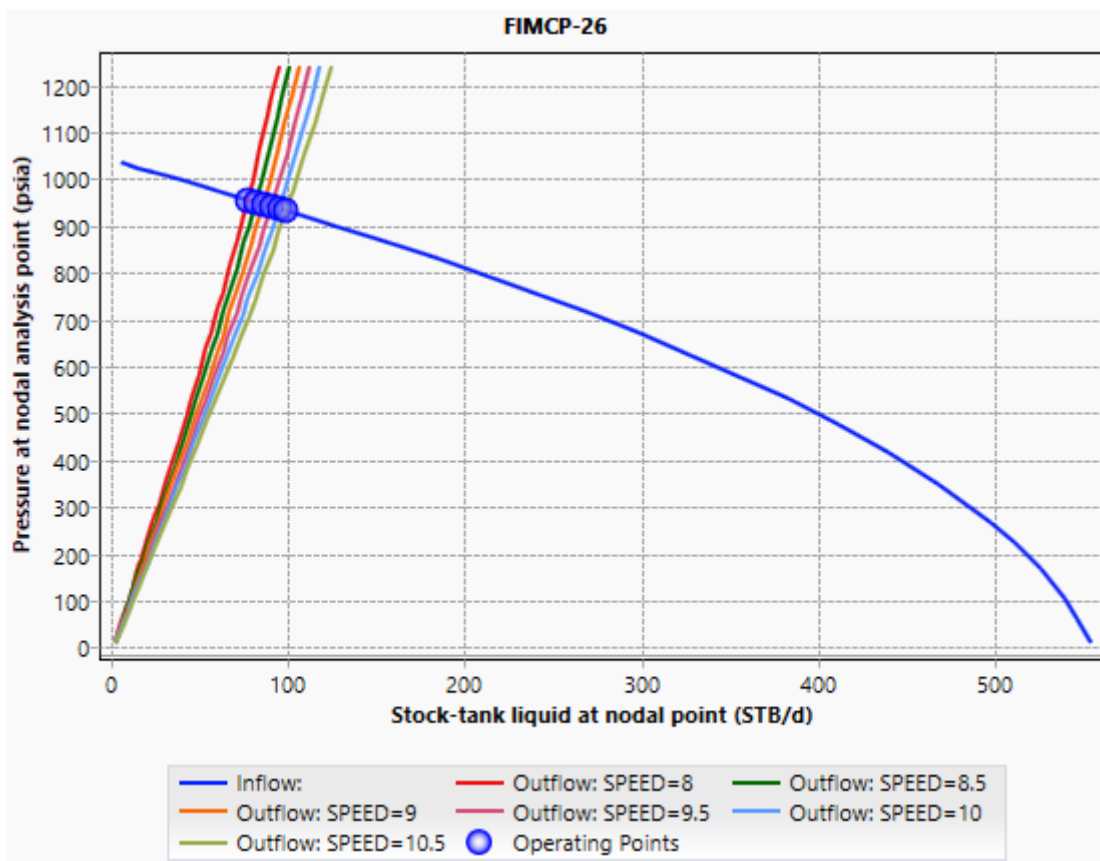


Figura 3.2 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

En la tabla 3.2 se muestra el incremento de la producción del pozo FIMCP-26 al aumentar la frecuencia.

Tabla 3.2 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIMCP-26	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	8	956.72	77.17	77.17	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8.5	951.7	81.63	81.63	4.46
	9	946.7	86.05	86.05	8.88
	9.5	941.73	90.44	90.44	13.27
	10	936.78	94.77	94.77	17.6
	10.5	931.87	99.07	99.07	21.9

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se selecciona entonces como alternativa de optimización regular la velocidad de bombeo a 10.5 gpm para así conseguir un incremento de 21.9 barriles en la producción de petróleo.

Cambiar el tubing de producción

Se realizó la simulación del comportamiento de la producción del pozo el cual posee un tubing de producción actual de 2 7/8(ID=2.441), disminuyendo dicho tubing a uno de 2 3/8(ID=1.867) y aumentándolo a uno de 3 1/2 (ID=3.068). Las curvas resultantes se muestran a continuación.

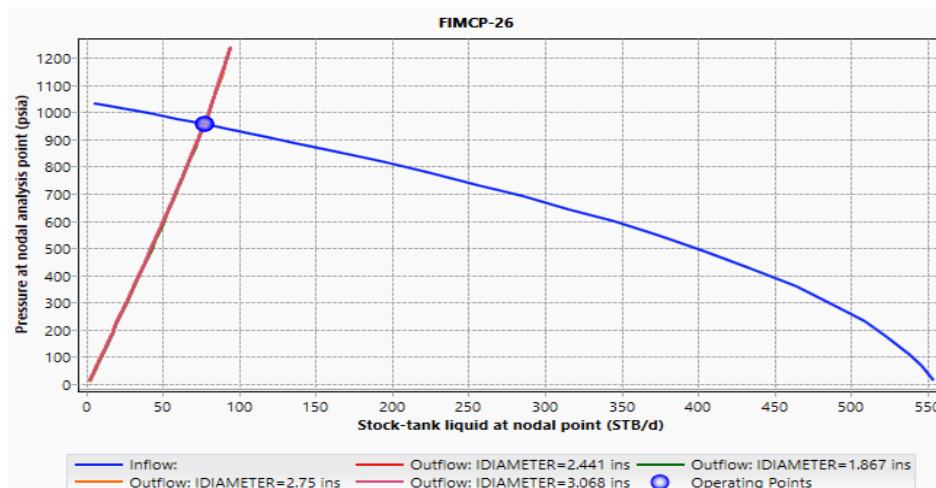


Figura 3.3 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se puede observar la producción prácticamente no varió en nada, teniéndose así que el actual tubing es el adecuado.

Aumentar el diámetro de la bomba

Debido a que este pozo en el punto operacional del sistema posee una presión de fondo fluyente elevada se procedió a simular su comportamiento a diámetros de bomba más grandes. El diámetro actual de la bomba es de 1.5 pulgadas(diámetro nominal=150). Las curvas resultantes se muestran a continuación.

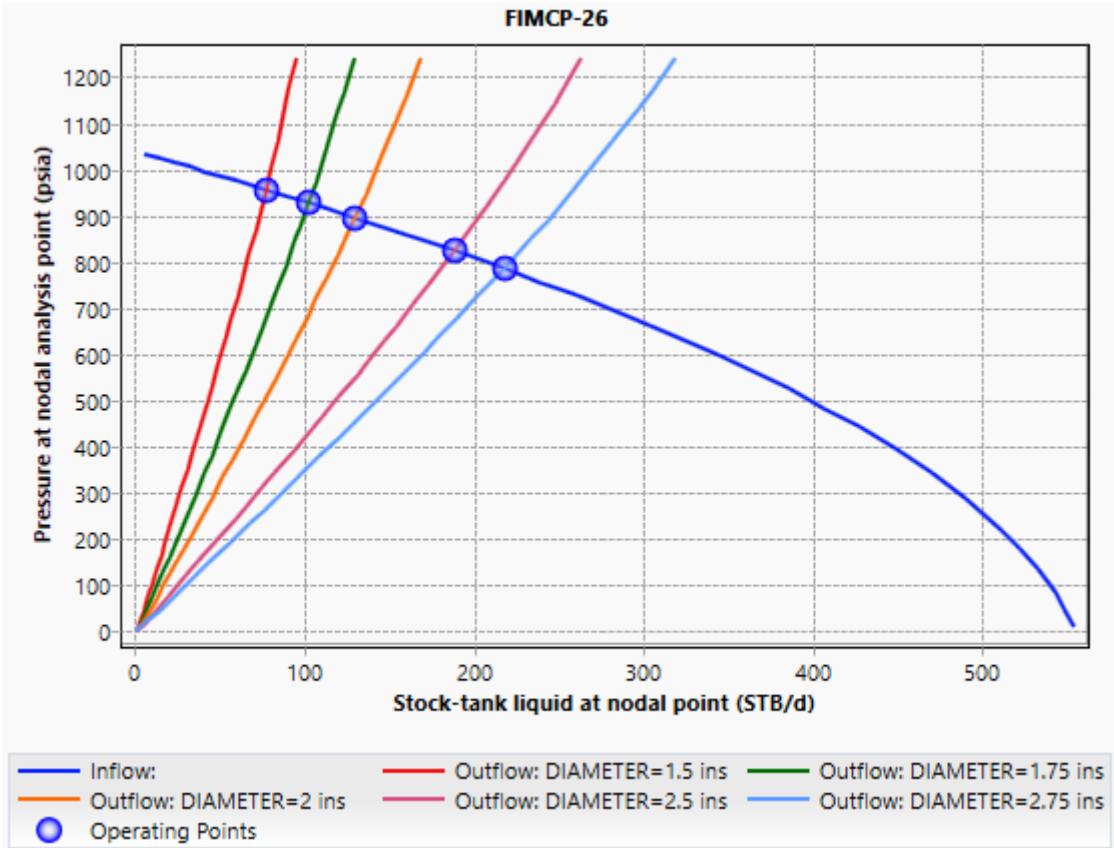


Figura 3.4 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se observa que la producción de fluido aumenta a medida que el diámetro de la bomba también lo hace. El incremento de la producción evaluada con este parámetro de optimización se detalla en la tabla siguiente.

Tabla 3.3 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba

Pozo FIMCP- 26	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DIÁMETRO DE BOMBA(in)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.5	956.72	77.17	77.17	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	1.75	928.06	102.38	102.38	25.21
	2	896	129.79	129.79	52.62
	2.5	824.05	188.24	188.24	111.07
	2.75	785.5	217.8	217.8	140.63

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Debido al aumento considerable de la producción con un diámetro de 2.75 pulgadas, se propone como alternativa de optimización cambiar la bomba a una de un diámetro nominal de 275.

Al implementar las propuestas de aumentar la velocidad de bombeo a 10.5 gpm y cambiar la bomba a una de 2.75 " en un mismo escenario, el pozo FIMCP- 26 produciría un caudal final de 263.51 bfpd. Las curvas de comportamiento de flujo de este escenario se muestran a continuación.

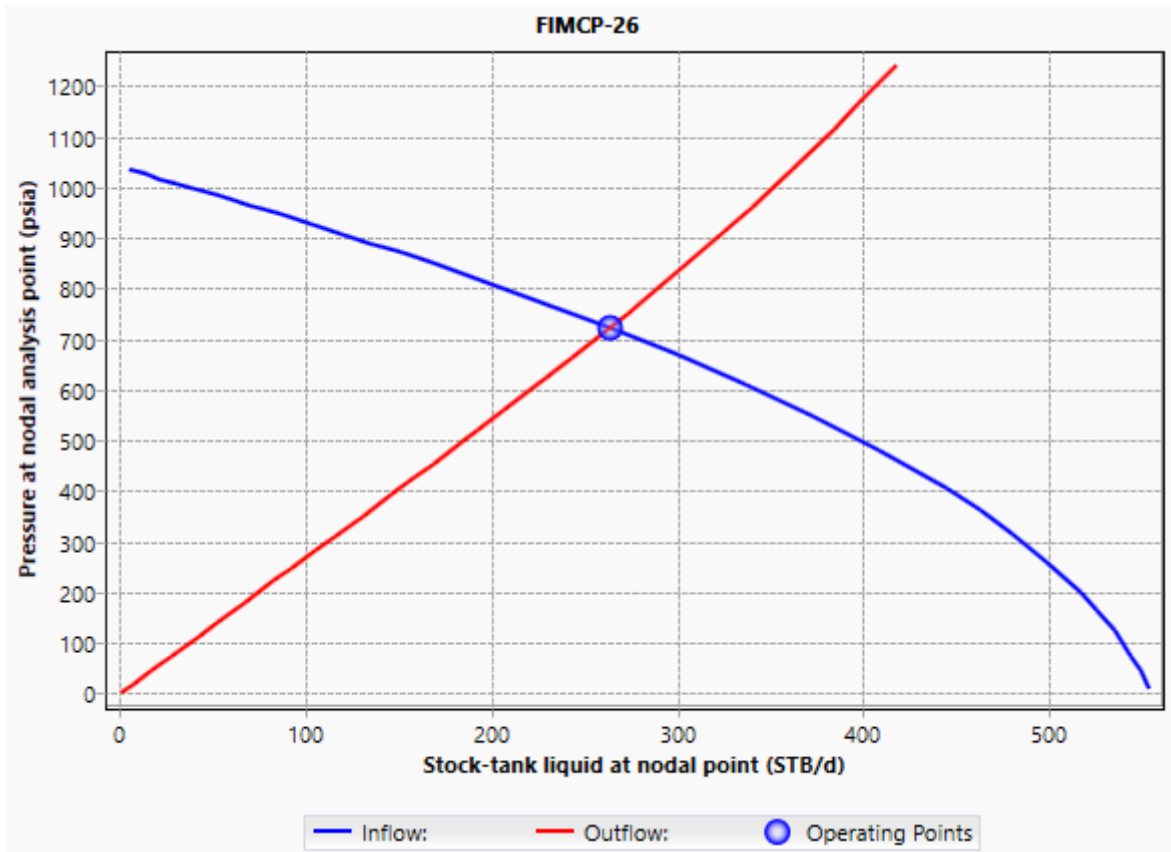


Figura 3.5 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.2 Pozo FIMCP-1001

Remover el daño

El pozo a condiciones actuales simuladas produce 70.57 BFPD con un daño $S=4$ y una velocidad de bombeo de 4.5 gpm. Considerando primeramente la remoción del daño como alternativa de optimización se tiene.

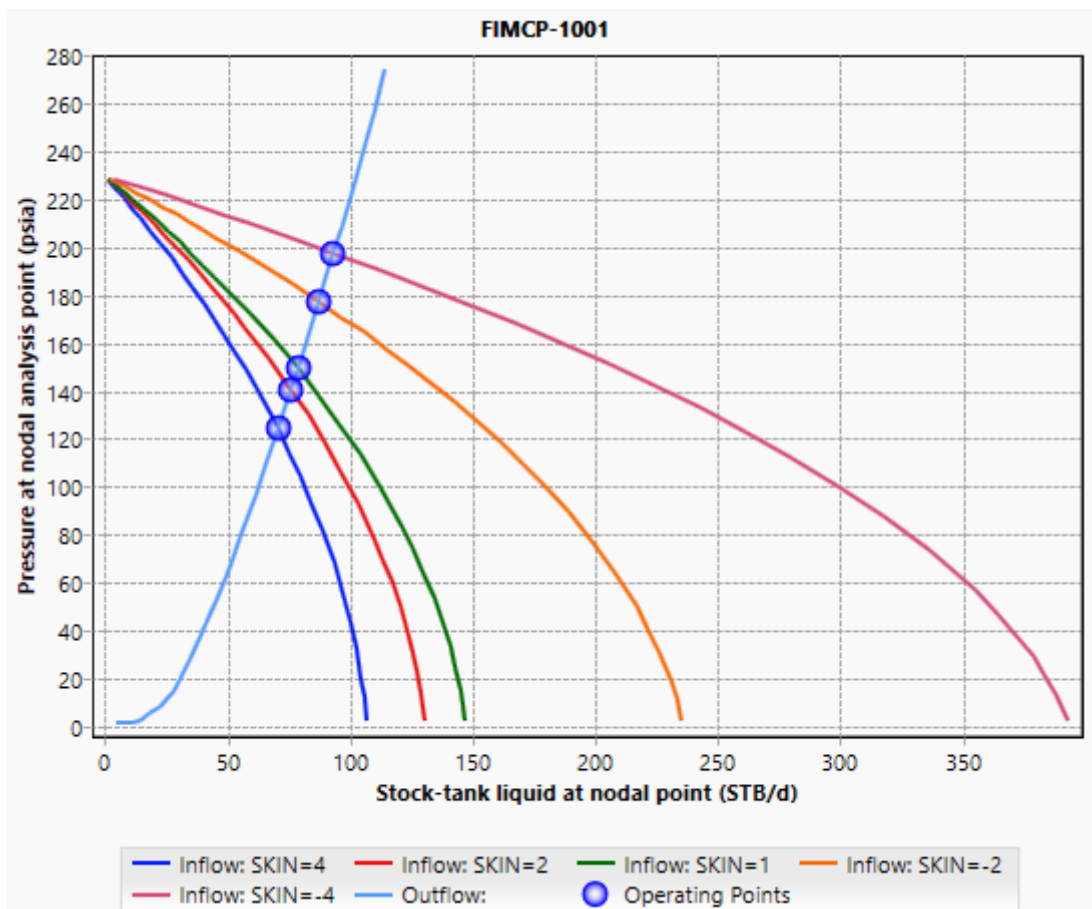


Figura 3.6 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede observar en la figura que en efecto una estimulación en la cara de la arena significaría un incremento tentativo en la producción como nos muestra la tabla siguiente.

Tabla 3.4 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIMCP-1001	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DAÑO(S)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	4	124.35	70.57	70.57	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	2	140.68	75.82	75.82	5.25
	1	149.38	78.57	78.57	8
	-2	177.48	87.2	87.2	16.63
	-4	197.75	93.22	93.22	22.65

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Por lo tanto se fijaría como una alternativa de optimización estimular el pozo para conseguir un daño negativo de 4 y así un incremento de 22.65 bppd.

Aumentar la frecuencia de operación

Se simuló el incremento de la frecuencia de operación en intervalos de 2 gpm y la variación de la producción se puede observar en la siguiente figura.

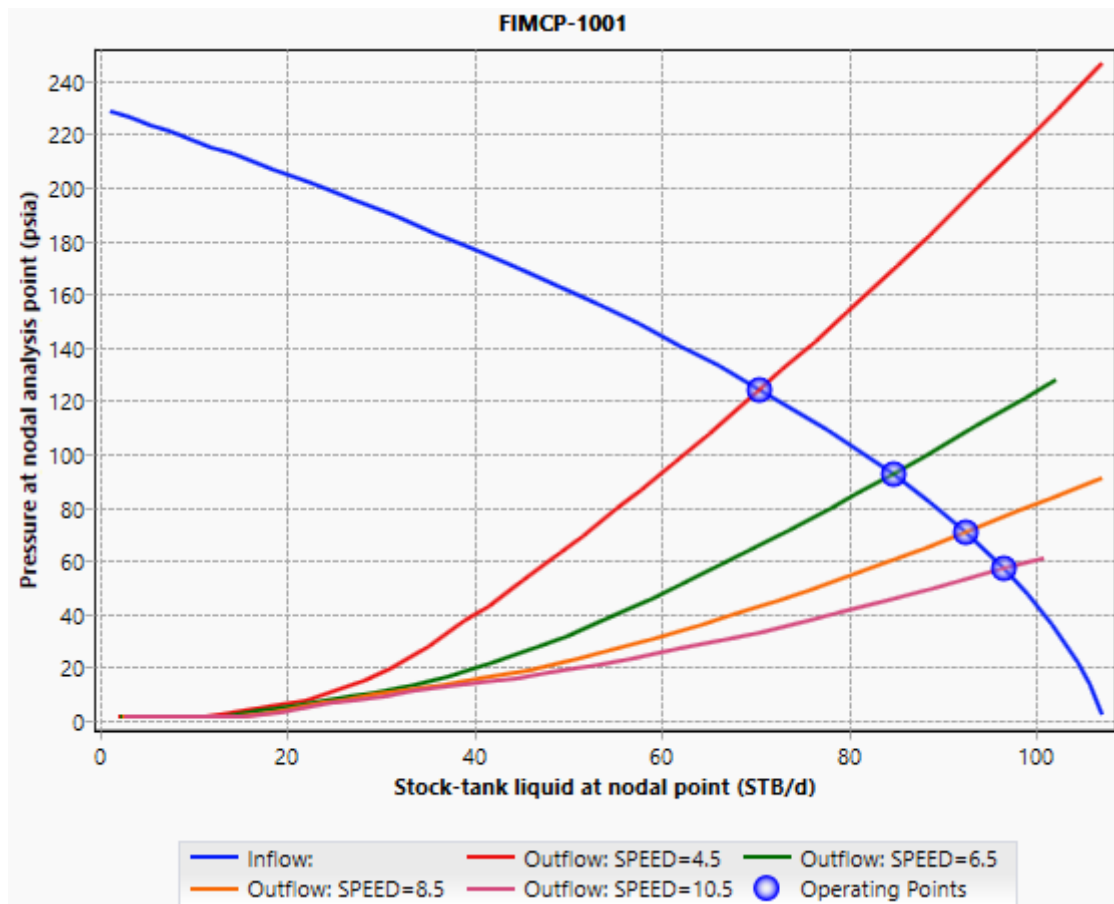


Figura 3.7 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede observar que de la producción actual a 4.5 gpm(línea rosa) se obtuvo un incremento considerable en la producción de fluidos del sistema(línea rosa) dada por una velocidad de bombeo de 10.5 gpm. Esta variación se muestra con más detalle en la tabla siguiente.

Tabla 3.5 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIMCP-1001	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	4.5	124.35	70.57	70.57	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	6.5	92.48	84.74	84.74	14.17
	8.5	70.74	92.51	92.51	21.94
	10.5	57	96.63	96.63	26.06

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se puede observar que a 10.5 gpm el pozo experimenta un incremento de 26.03 bppd.

Cambiar el tubing de producción

El tubing de producción actual de este pozo es de 2 7/8 (ID=2.441) el cual parece ser el óptimo puesto que al correr la simulación para un diámetro menor de 2 3/8 y uno mayor de 3 1/2, con sus diámetros internos de 1.867 y 3.068 respectivamente, la producción se mantuvo sin variaciones considerables como nos muestra la figura siguiente.

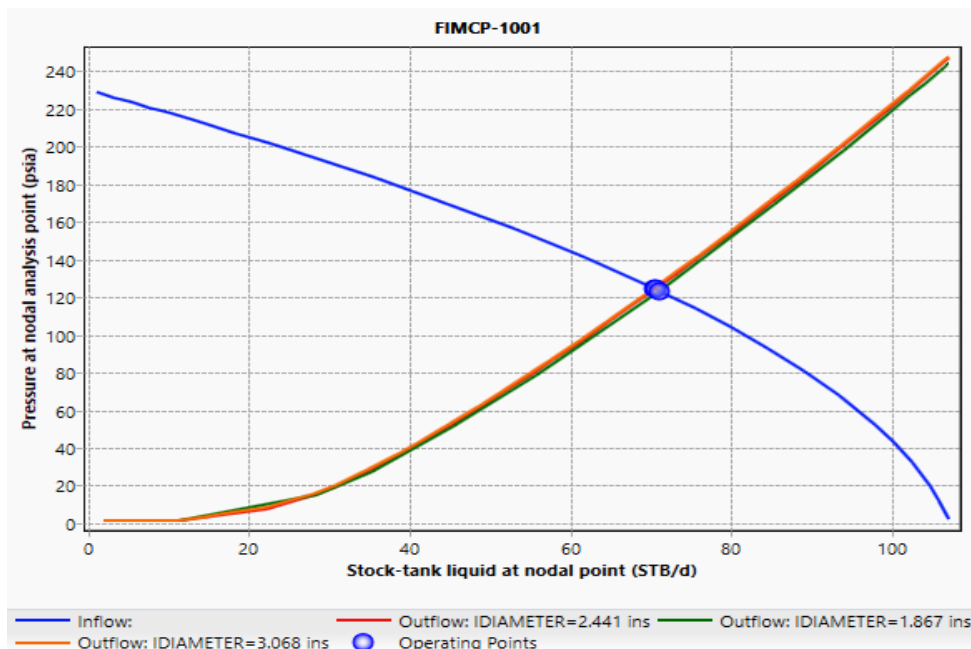


Figura 3.8 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Considerando las alternativas propuestas en un mismo escenario la producción del pozo FIMCP-1001 sería de **183.99 BFPD** con un incremento en su producción de **113.42 BFPD**.

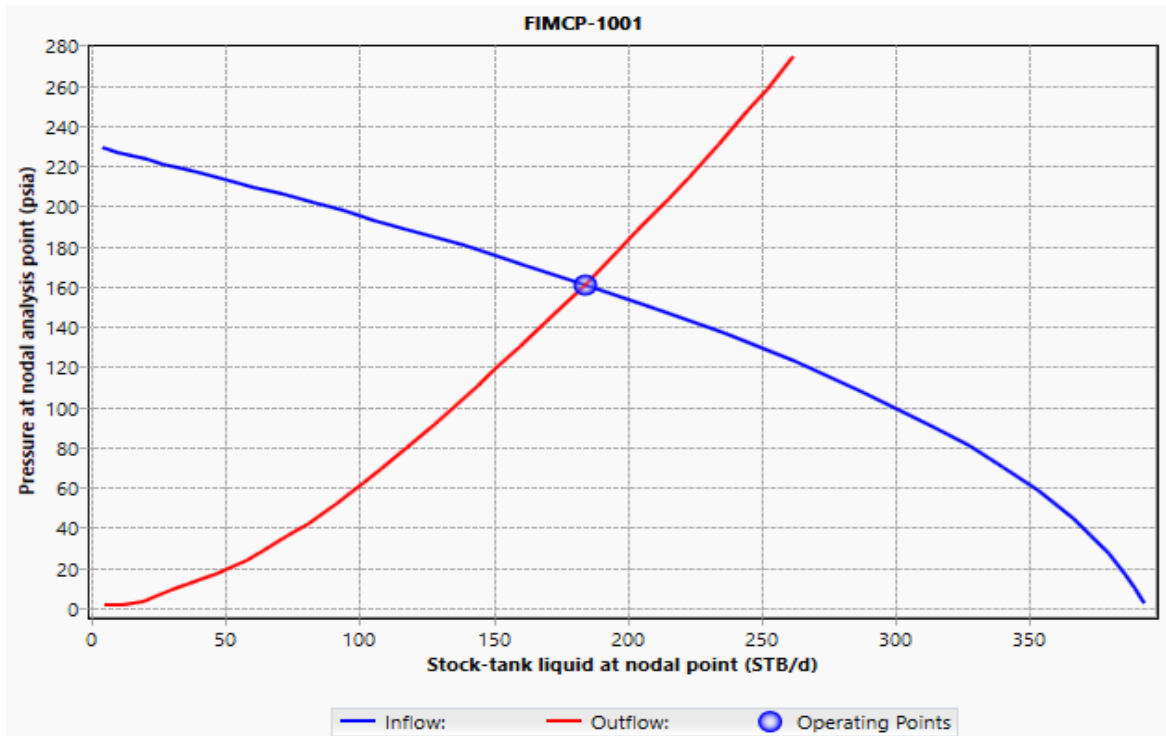


Figura 3.9 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.3 Pozo FIMCP-1014

Con un daño $S= 14.2$ y una velocidad de bombeo de 8.5 gpm el pozo FIMCP-1014 produce 194.34 BFPD a condiciones actuales simuladas, de los cuales solo 64.13 barriles son de petróleo por su corte de agua de 67%.

Remover el daño

Se simuló el comportamiento del pozo y consigo su producción si se removiese el daño a valores de 10, 6, -2 y -4. El comportamiento de las curvas de flujo se muestra en la figura a continuación.

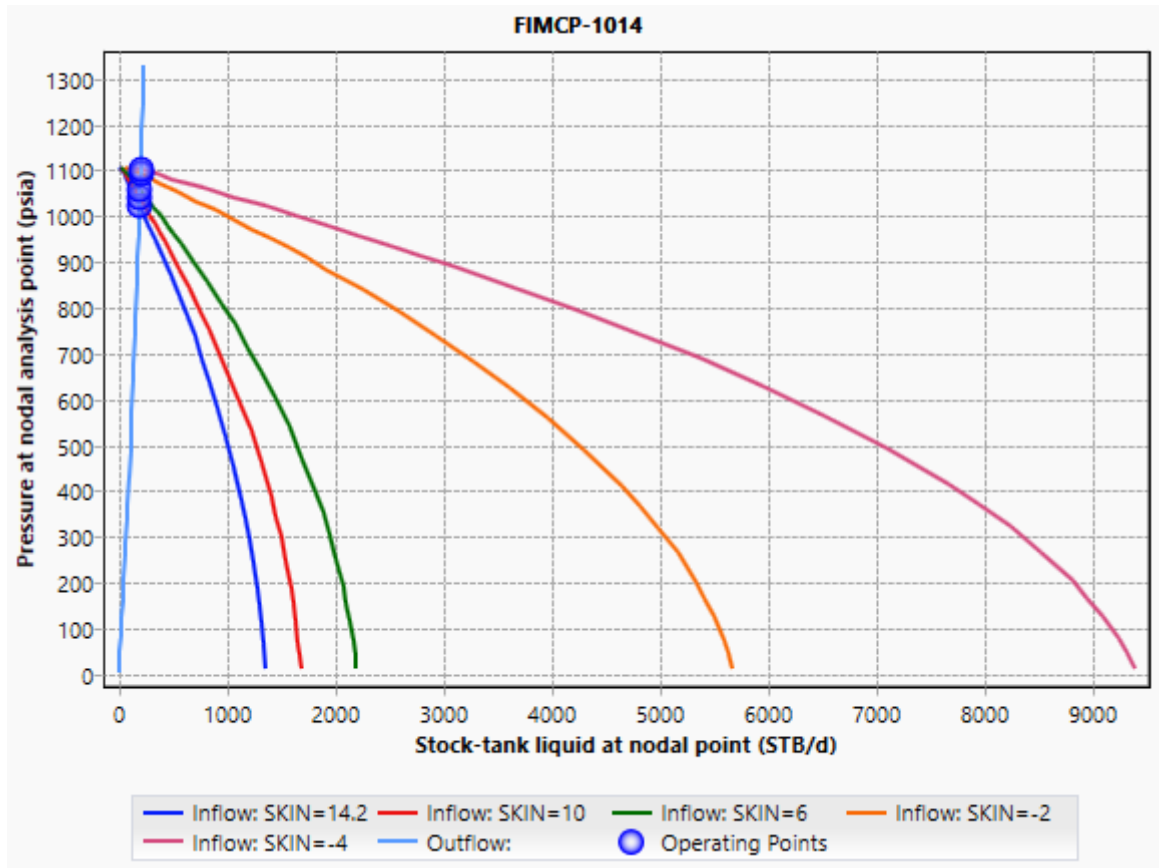


Figura 3.10 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

A pesar de que el potencial del pozo mejora, el caudal entregado por este (representado por el punto de match entre las curvas de inflow y outflow) no presenta mejoras significativas respecto a la producción de petróleo, como se tabula a continuación.

Tabla 3.6 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIMCP-1014	PARÁMETRO DE ANÁLISIS DAÑO(S)	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	14.2	1021.75	194.34	64.13	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	10	1039.6	196.7678	64.93	0.8
	6	1056.78	199.07	65.69	1.56
	-2	1091.64	203.67	67.21	3.08
	-4	1100.45	204.81	67.58	3.45

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Como se puede observar una operación de estimulación no estaría justificada económicamente debido al poco incremento de la producción de barriles de petróleo(3.45 bbls).

Aumentar la frecuencia de operación

La gráfica a continuación nos muestra los resultados de la simulación del comportamiento del pozo considerando la velocidad de bombeo o frecuencia de operación como parámetro de análisis.

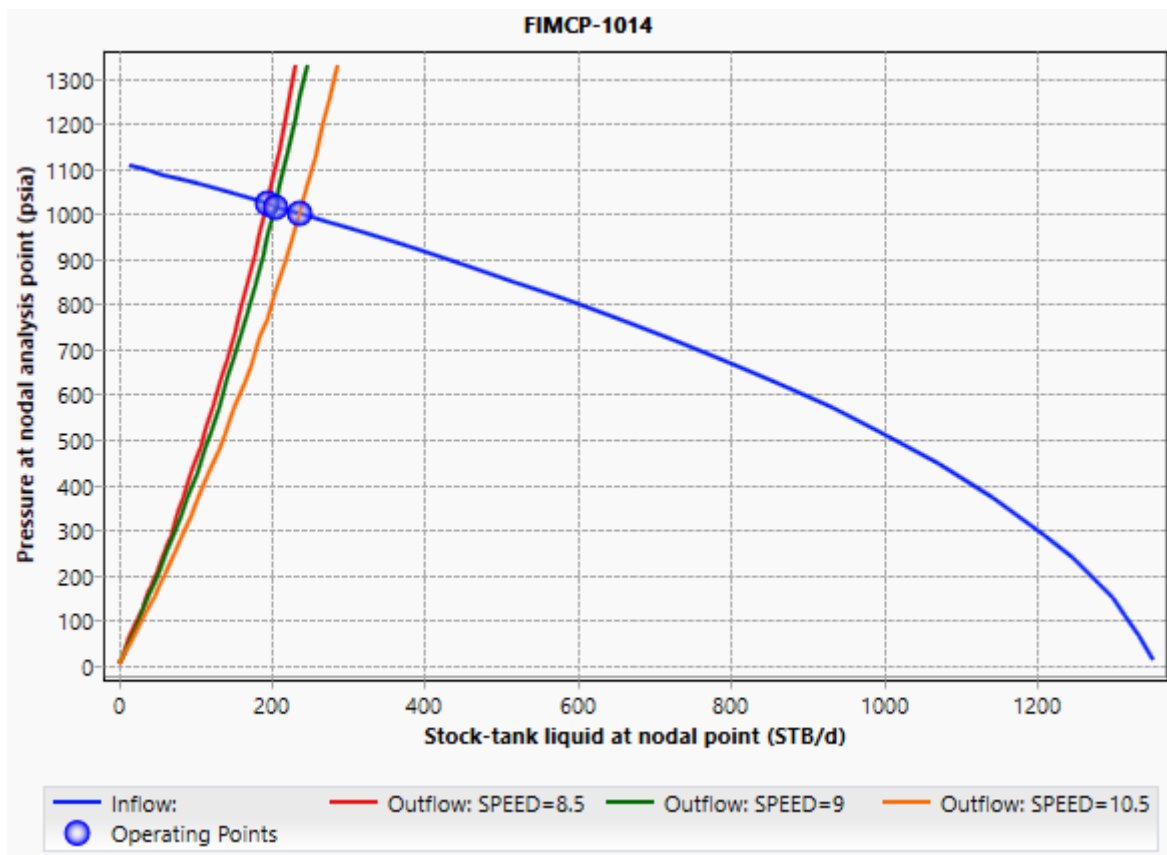


Figura 3.11 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como era de esperarse a medida que aumenta la frecuencia de operación se consigue desplazar la curva de outflow y con esto incrementar la producción de fluidos.

Tabla 3.7 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIMCP-1014	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	8.5	1021.75	194.34	64.13	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	9	1016.47	205.01	67.65	3.52
	10.5	1000.74	236.52	78.05	13.92

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Aceptando la alternativa de aumentar la frecuencia de operación se podría conseguir un aumento de 13.92 bppd.

Cambiar el tubing de producción

El tubing de producción actual del pozo FICMP-14 es de 2 7/8(ID=2.441), al simular el comportamiento de la producción para un tubing de 2 3/8(ID=1.867) y 3 1/2(ID=3.068) se obtuvo la gráfica mostrada a continuación.

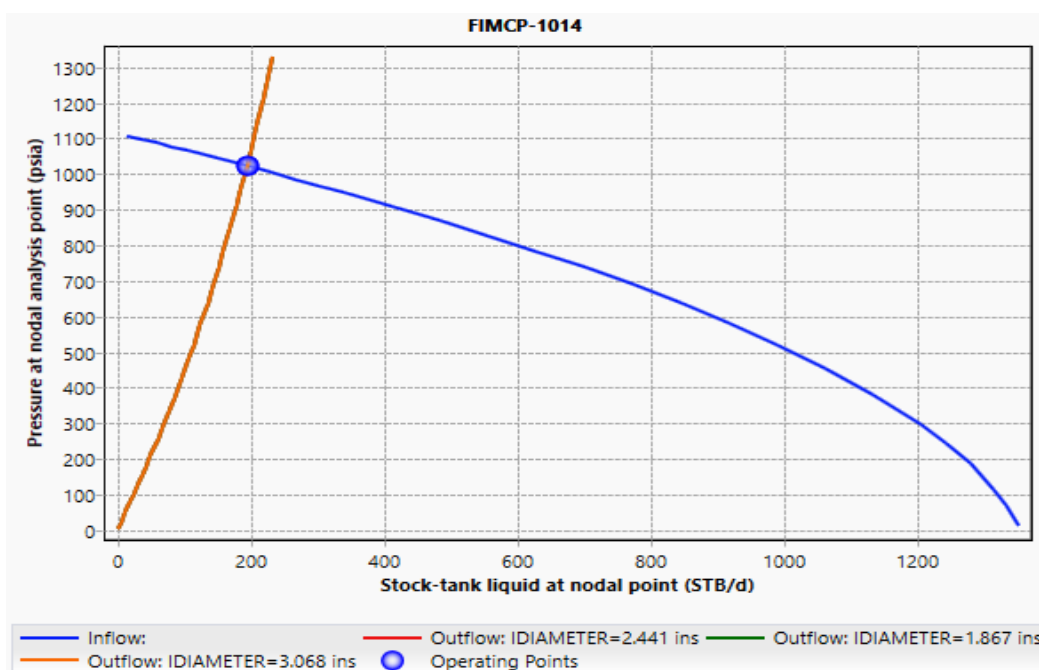


Figura 3.12 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede observar implementar tubings diferentes del actual no influye ni positiva ni negativamente en la producción actual del pozo, las curvas de outflow para los diámetros internos de 1.867 y 3.068 se superponen con la del diámetro interno actual.

Aumentar el diámetro de la bomba

Debido a que el pozo FIMCP-1014 presenta una presión operacional de fondo fluente de más de 1000 psia, se ha considerado evaluar su comportamiento con la implementación de un pistón de bombeo de mayor diámetro. La 3.13 nos muestra dichos resultados.

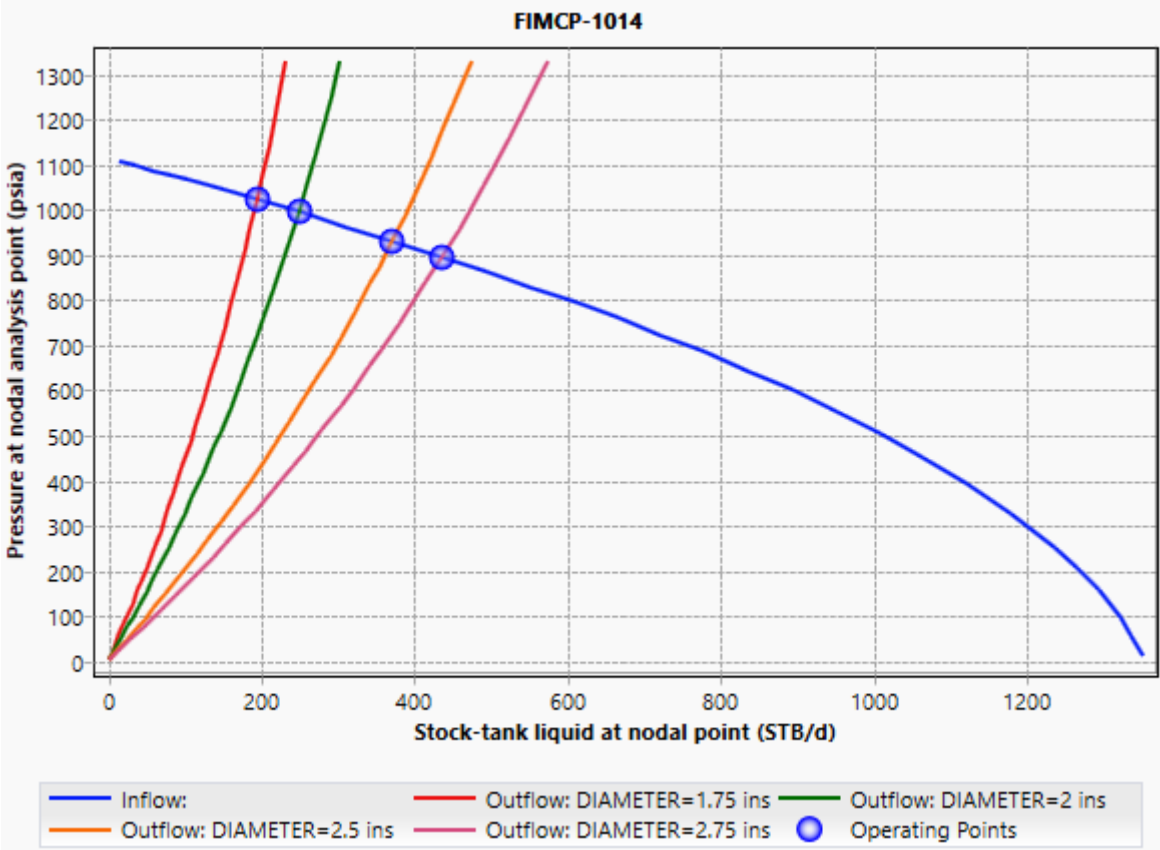


Figura 3.13 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

En la figura anterior se observa que considerar bombas de mayor diámetro además de aumentar la producción significa una reducción de la presión de fondo fluyente. A continuación se tabula la variación de estos parámetros.

Tabla 3.8 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba

Pozo FIMCP-1014	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DIÁMETRO DE BOMBA(in)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.75	1021.75	194.34	64.13	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	2	994.48	248.95	82.15	18.02
	2.5	931.15	370.76	122.35	58.22
	2.75	895.69	435.9	143.84	79.71

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Según los resultados de la tabla con un pistón de 2.75 pulgadas se conseguiría un incremento de 79.71 bppd.

Al considerar las alternativas de frecuencia de bombeo y diámetro de bomba e implementarlos en sus valores más optimistas(10.5 gpm y 2.75 pulgadas) se conseguiría un incremento final en la producción de petróleo de 100.94 barriles. La simulación de estas condiciones y disposición final de las curvas de comportamiento de flujo se pueden observar en la figura a continuación.

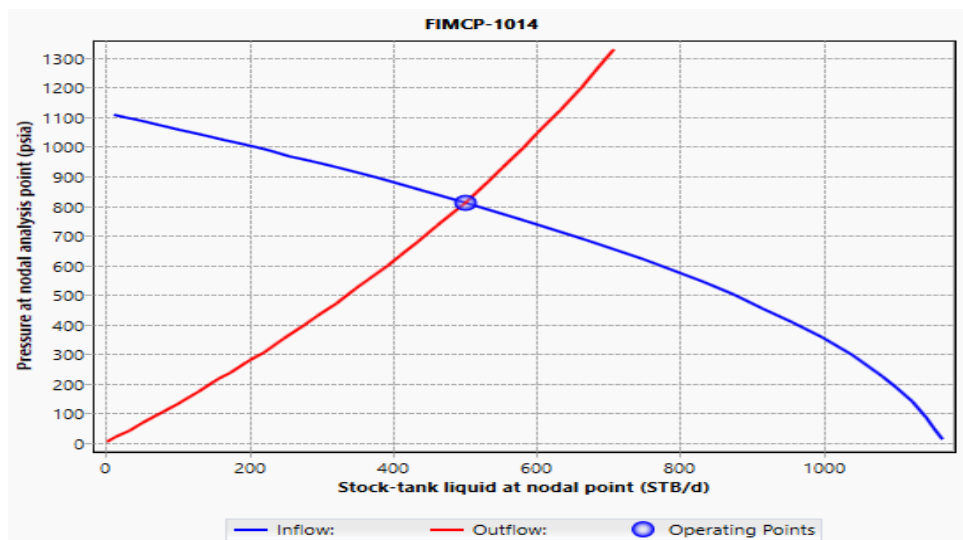


Figura 3.14 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.4 Pozo FIMCP-1010

Este pozo produce 93.33 BFPD a condiciones actuales simuladas con un daño de formación $S=22.8$, una velocidad de bombeo de 7.5 gpm y un tubing de producción de 2 7/8. El corte de agua es de 32 %.

Remover el daño

Se simuló el comportamiento de la producción si se removiese el daño, obteniéndose las siguientes curvas de comportamiento de flujo.

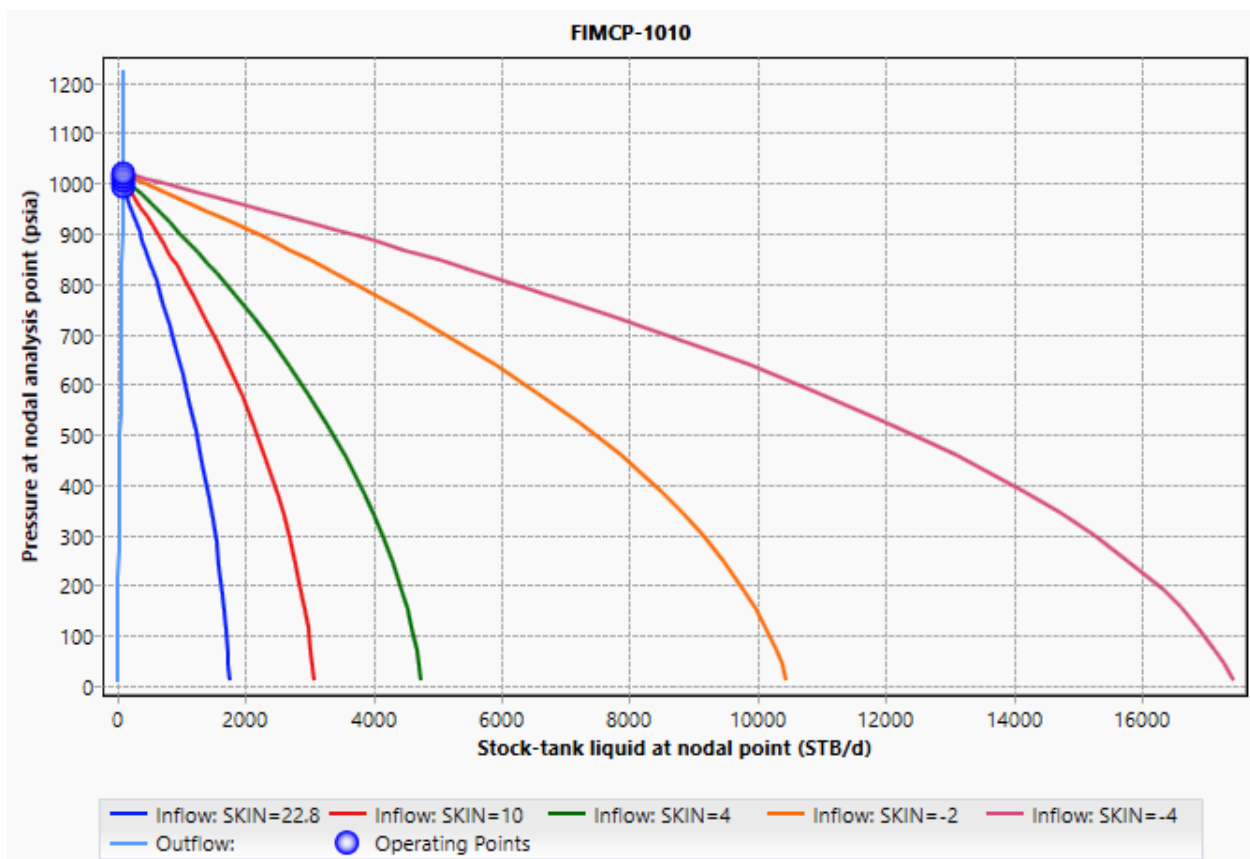


Figura 3.15 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se observa el potencial del pozo mejora considerablemente pero el caudal operacional (punto de match) no, la curva de demanda es la que no se desplaza y no permite la mejora del caudal.

Aumentar la frecuencia de operación

Al establecer el aumento de la frecuencia de bombeo como parámetro de optimización se obtuvo la siguiente gráfica.

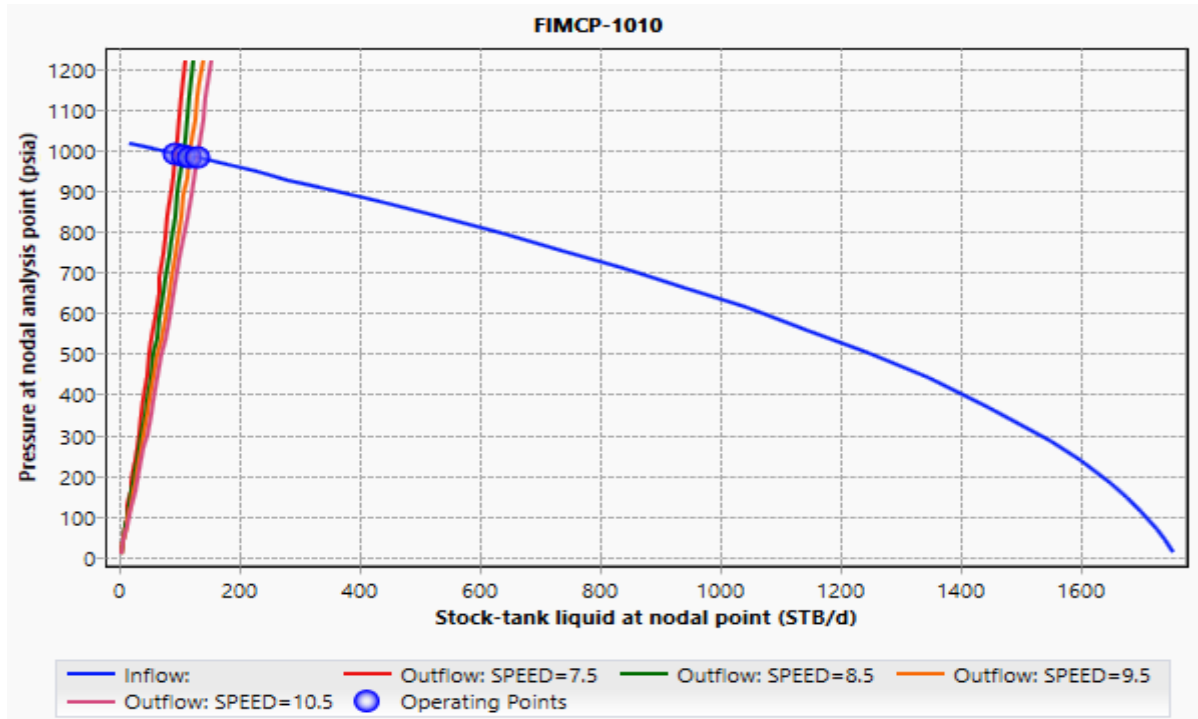


Figura 3.16 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

La producción experimentó una mejora con el aumento la frecuencia de operación, dicha variación se detalla a continuación.

Tabla 3.9 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIMCP-1010	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	7.5	993.31	93.33	62.25	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8.5	989.28	105.41	70.31	8.06
	9.5	985.27	117.41	78.31	16.06
	10.5	981.27	129.32	86.25	24

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Puesto que con una velocidad de bombeo de 10 gpm se obtiene el mayor incremento de producción de petróleo se toma esta acción como alternativa de optimización.

Cambiar el tubing de producción

La figura a continuación muestra los resultados de simular el comportamiento de la producción del pozo con dos diámetros de tubing diferentes al actual, estos son 2 3/8(ID=1.867) y 3 1/2(ID=3.068).

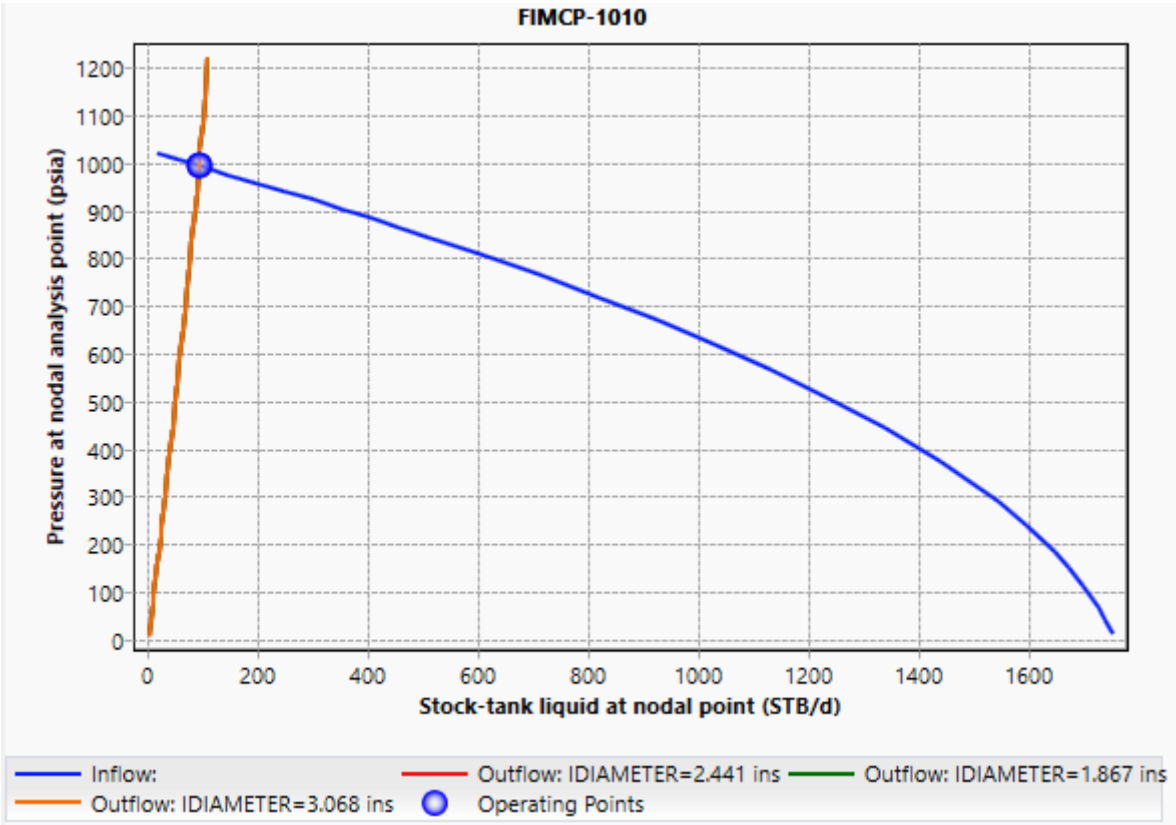


Figura 3.17 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede corroborar en la figura anterior que la tubería de producción actual del pozo FIMCP-1010 es la correcta y que cambiarla significaría obtener prácticamente la misma producción de fluidos.

Aumentar el diámetro de la bomba

Puesto que el pozo FIMCP-1010 posee presiones de fondo fluyentes elevadas, se evaluó como alternativa de optimización aumentar el diámetro de la bomba. El comportamiento de las curvas de flujo resultantes se muestra a continuación.

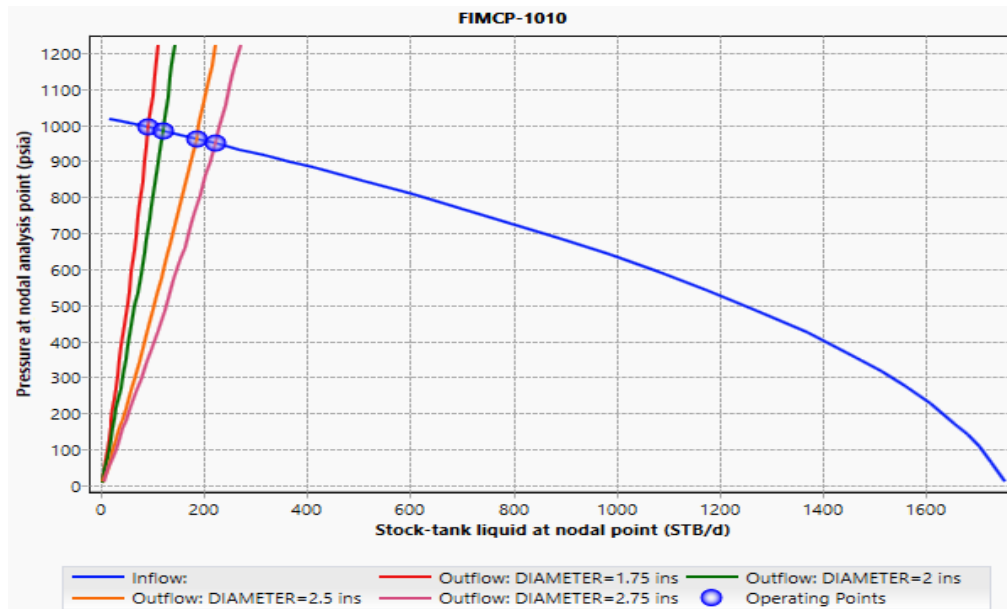


Figura 3.18 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

La tabla a continuación detalla la variación de la producción con el aumento del diámetro del pistón cuyo valor actual es de 1.75 pulgadas.

Tabla 3.10 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba

Pozo FIMCP-1010	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DIÁMETRO DE BOMBA(in)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.75	993.31	93.33	62.25	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	2	984.08	120.94	80.67	18.42
	2.5	962.27	185.3	123.59	61.34
	2.75	949.76	221.63	147.83	85.58

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Considerar cambiar la bomba a una de 2.75 pulgadas de diámetro significaría un incremento de 85.58 bppd.

Al implementar en un mismo escenario las alternativas antes propuestas, se obtendría una producción final de **201.46 bppd** y las curvas de comportamiento resultantes siguientes.

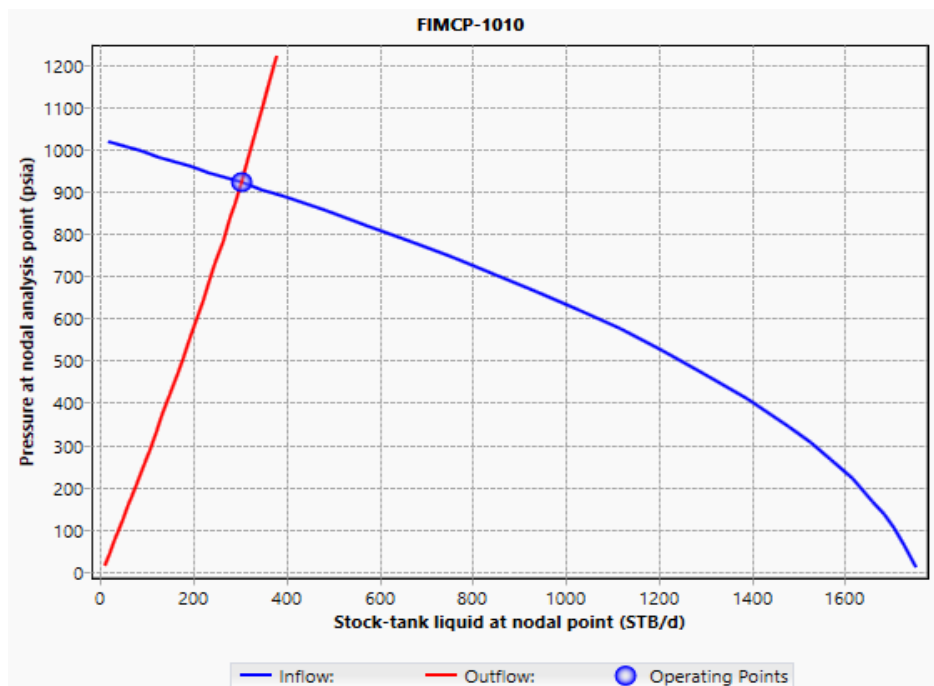


Figura 3.19 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.5 Pozo FIMCP- 21

El pozo FIMCP-21 se encuentra estimulado ($S=-0.4$) y opera con una velocidad de bombeo de 7.5, su producción actual simulada es de 13.57 BFPD.

Remover el daño

Pese a que el pozo a condiciones actuales se encuentra estimulado con un valor de daño de -0.4, se simuló su comportamiento si lograrse estimularse a valores de daño de -4 y -6. Como se muestra en la figura a continuación aumentar la producción depende de los cambios a los componentes de los que se vale el pozo para transportar los fluidos a superficie y no de los intrínsecos del reservorio o cara de arena. Aunque el potencial del

pozo aumenta con la estimulación, la producción del sistema(punto de match) varía de manera insignificante.

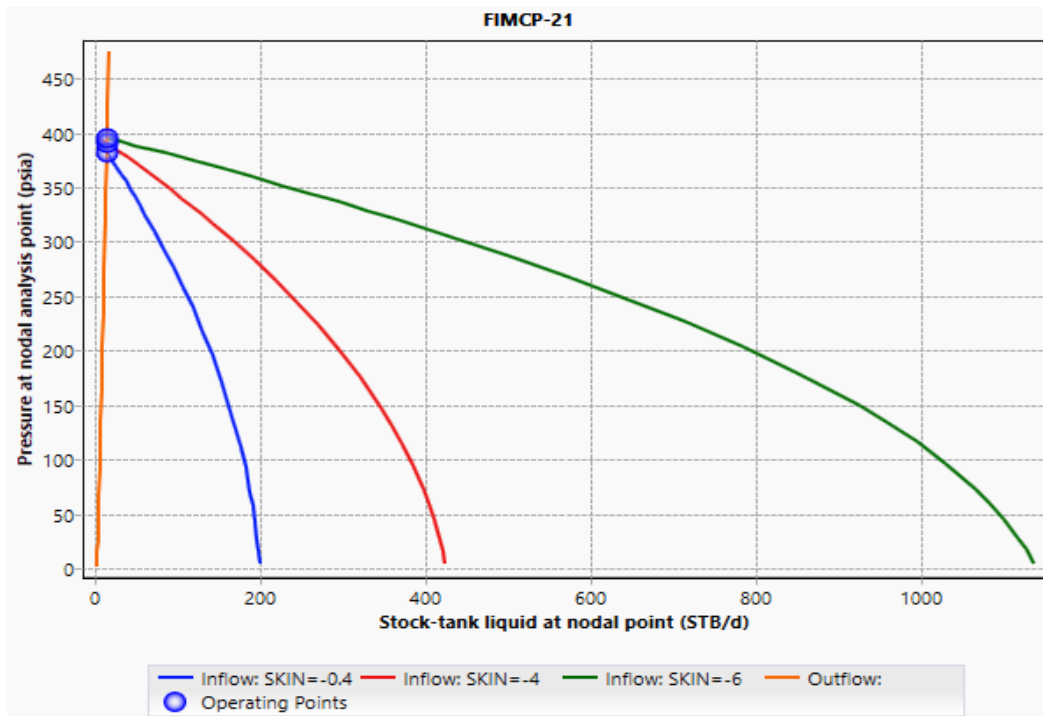


Figura 3.20 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Aumentar la frecuencia de operación

Se simuló el comportamiento del pozo con el aumento de la frecuencia de bombeo de 7.5 a 10.5 gpm, pero los resultados no fueron significativos. Las curvas de comportamiento de flujo producto de la simulación se muestran a continuación.

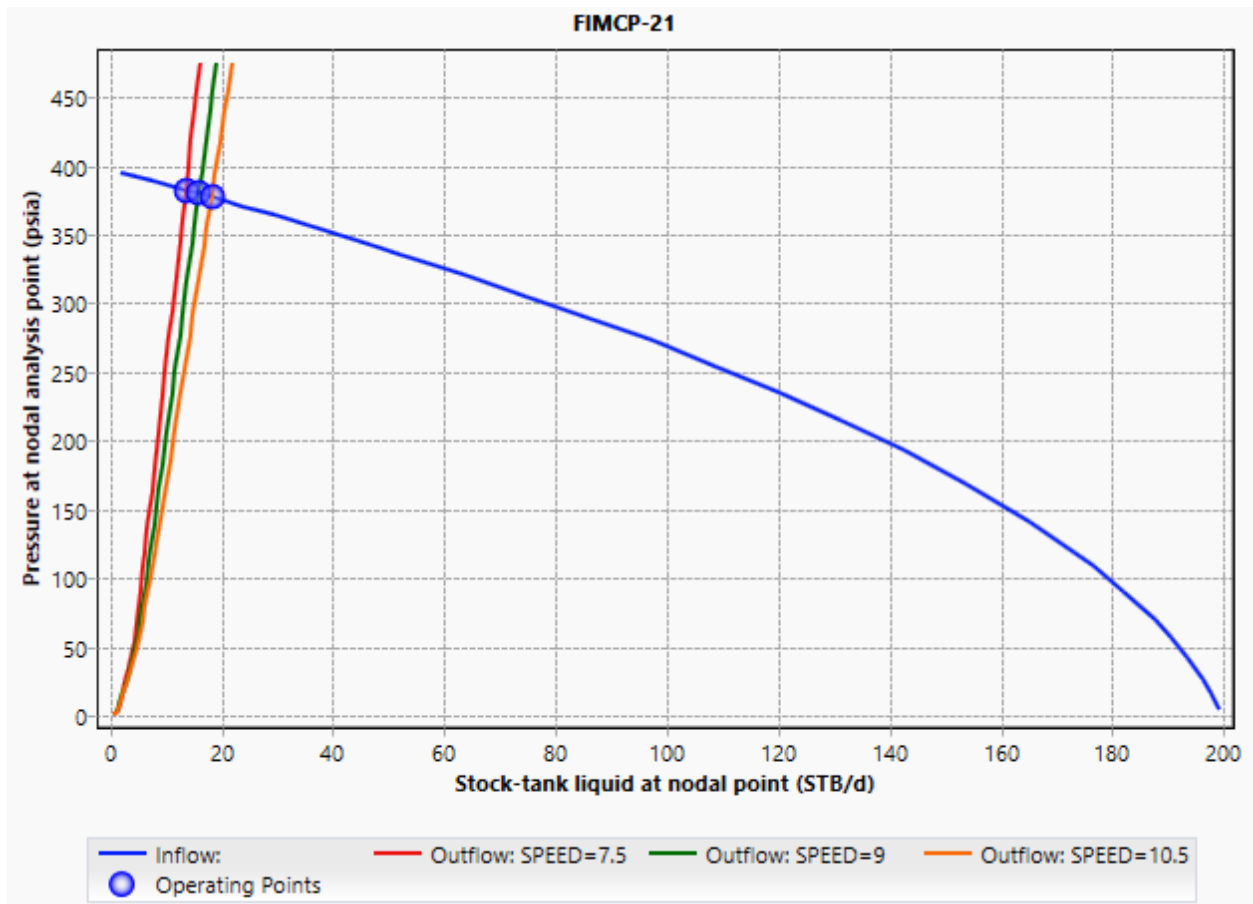


Figura 3.21 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Cambiar el tubing de producción

Se evaluó esta alternativa de optimización considerando un tubing más pequeño de 2 3/8 y uno más grande de 3 1/2. Como se observa en la figura, las curvas de demanda no cambiaron respecto de la original (tubing de 2 7/8).

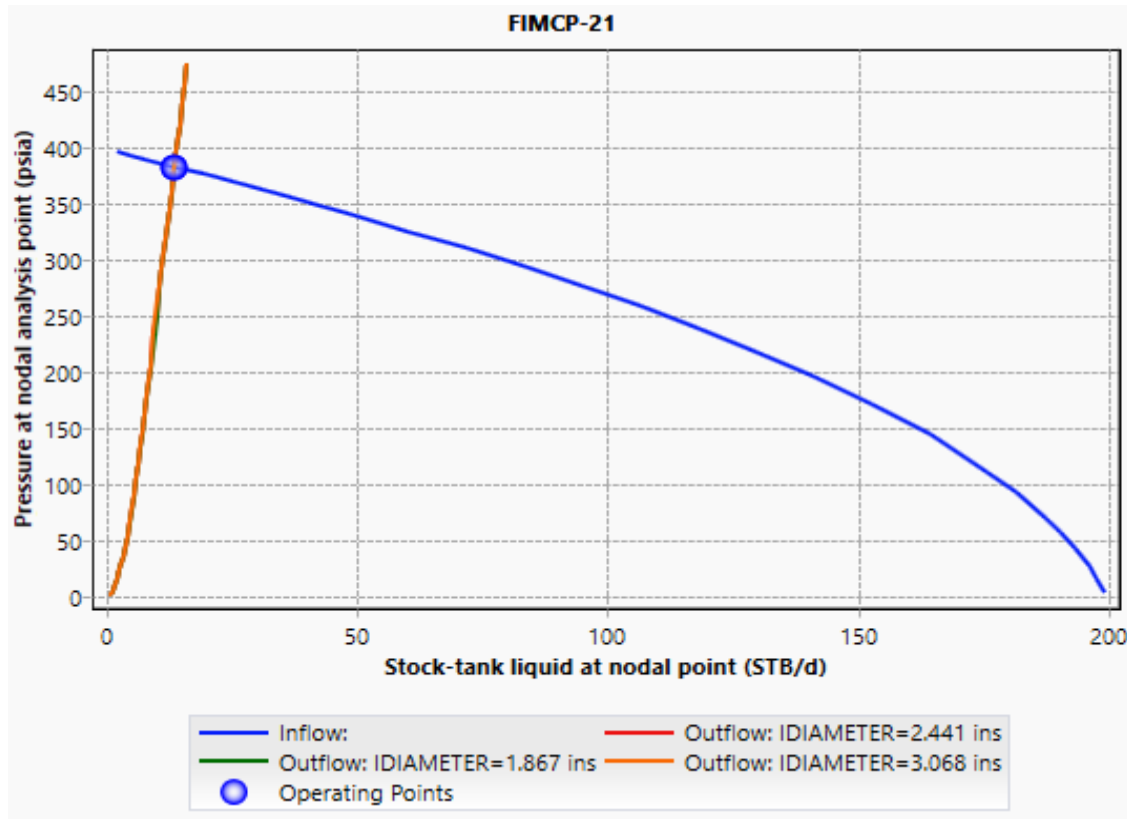


Figura 3.22 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Aumentar el diámetro de la bomba

Ya que aumentar la velocidad de bombeo y el diámetro del tubing no significó cambios significativos en la producción se procedió a evaluar como cambiaría esta con un aumento del diámetro de la bomba de fondo, cuyo diámetro actual es de 1.5 pulgadas. Cabe mencionar que este pozo no posee una pwf lo suficientemente grande como para evaluar aumentar este cambio, pero puesto que el punto en donde se cruzan las curvas de inflow y outflow está muy sesgado a la izquierda y en sí optimizarlo depende de desplazar dicho punto hacia la derecha para verificar un aumento en la producción en el presente caso se evaluará dicha alternativa.

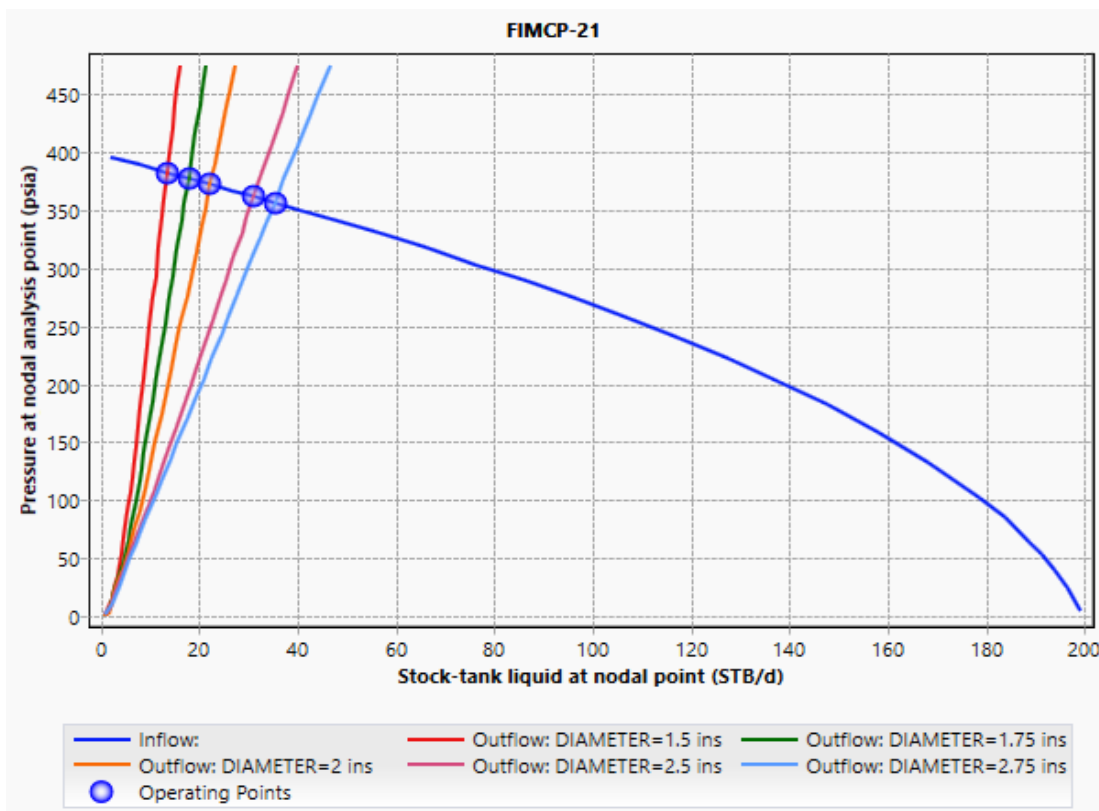


Figura 3.23 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros de bomba

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Como se observa en la figura, un aumento del diámetro presentó mejores resultados que aumentar la velocidad de bombeo. La tabla siguiente muestra el incremento de la producción.

Tabla 3.11 Variación de los parámetros al evaluar distintos diámetros de bomba

Pozo FIMCP-21	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DIÁMETRO DE BOMBA(in)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.5	382.72	13.57	13.57	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	1.75	377.82	17.82	17.82	4.25
	2	372.6	22.28	22.28	8.71
	2.5	362.02	31.17	31.17	17.6
	2.75	356.9	35.38	35.38	21.81

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se toma como alternativa aumentar el diámetro de la bomba a 2.75 pulgadas para así conseguir un incremento de 21.81 bppd.

3.1.6 Pozo FICT- 03

El pozo FICT-03 produce 260.48 BFPD a las condiciones actuales simuladas, se encuentra estimulado($S=-2.63$) y la bomba de subsuelo opera con una frecuencia de 6.5 gpm.

Remover el daño

Pese a que este pozo tiene un valor negativo de daño $S=-2.63$, se evaluó su comportamiento si se consiguiese estimularlo a valores de -4 y -6 . Las curvas de comportamiento de flujo resultantes se muestran a continuación.

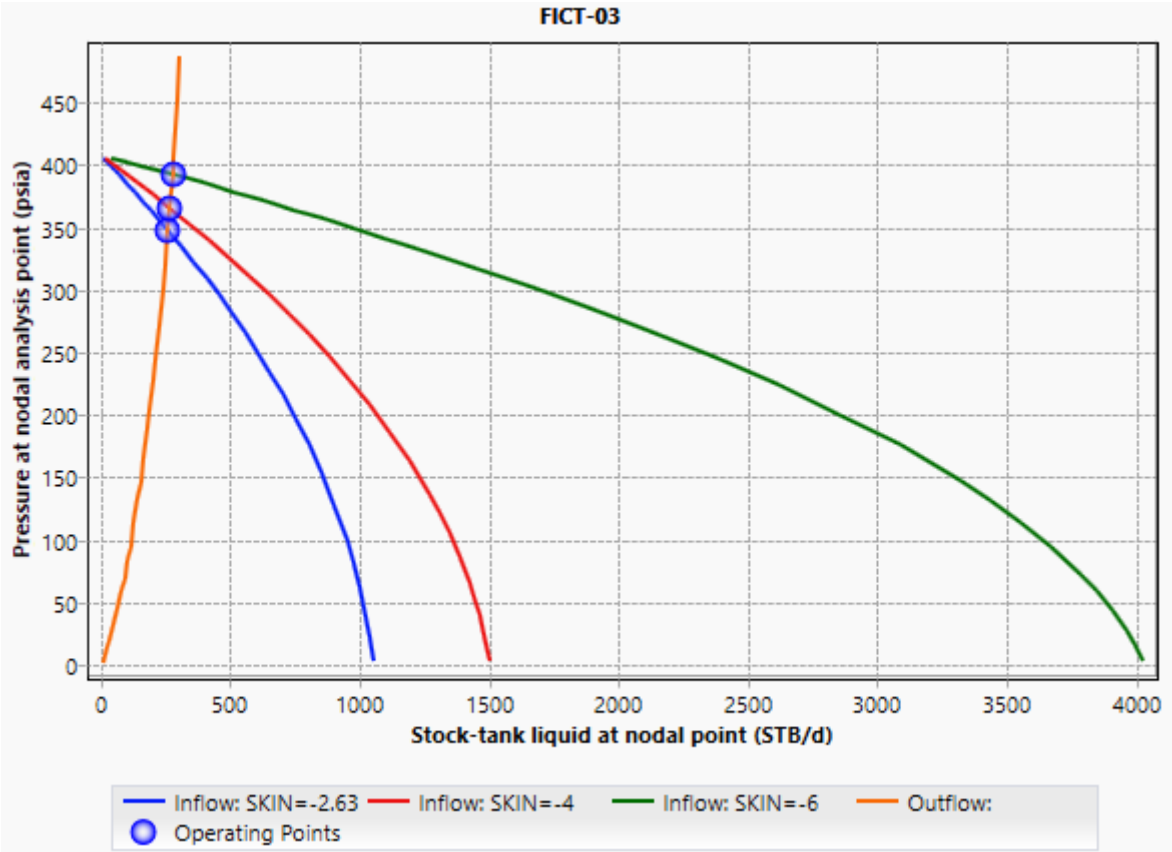


Figura 3.24 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Pasar de un daño de formación de -2.63 a uno de -6 significa un incremento de solo 2.5 barriles de petróleo, en este caso conviene dejar el pozo con su daño de formación original.

Aumentar la frecuencia de operación

Se simuló el incremento de la frecuencia de operación en intervalos de 1.5 gpm. Las curvas de comportamiento resultantes se muestran en la figura a continuación.

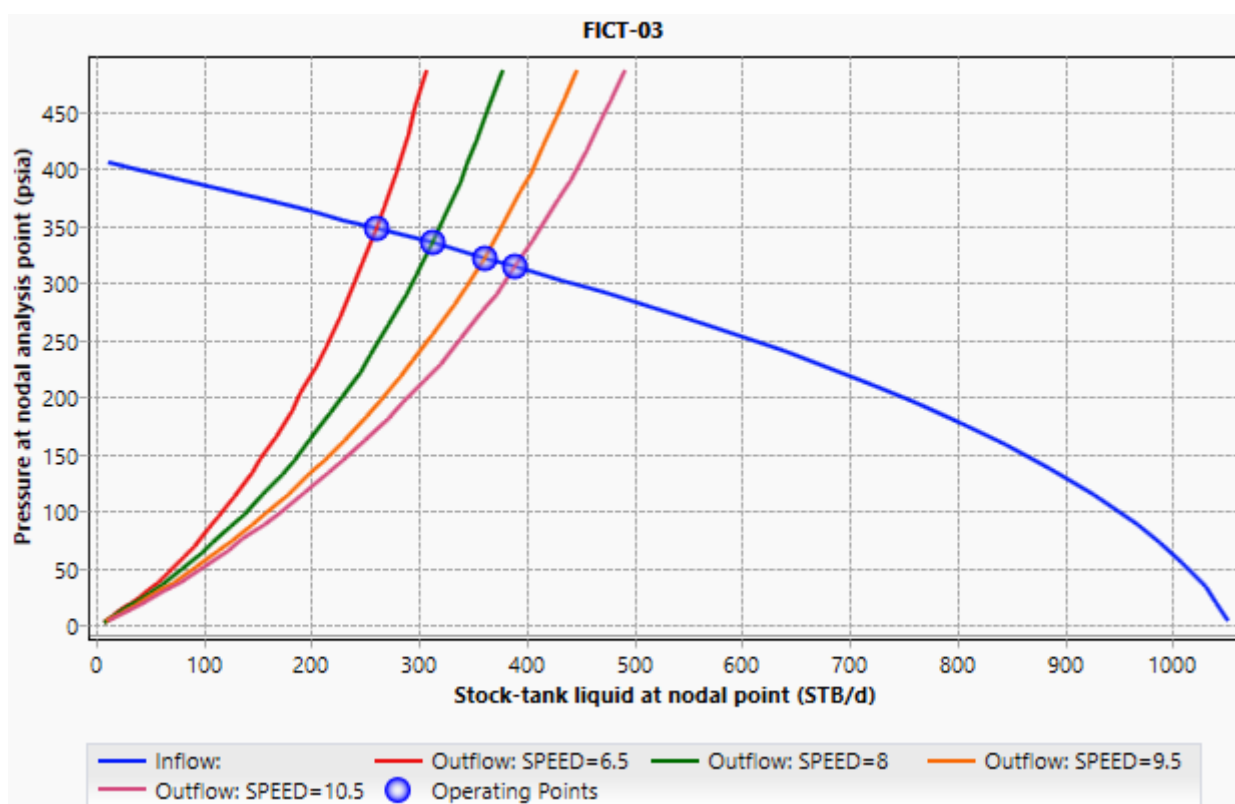


Figura 3.25 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se puede observar según las curvas de demanda desplazadas que esta alternativa presenta cambios considerables en la producción de fluidos, estos valores se muestran con más detalle en la tabla 3.12.

Tabla 3.12 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FICT-03	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	6.5	348.06	260.48	40.37	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8	335.03	312.21	48.39	8.02
	9.5	322.53	360.22	55.83	15.46
	10.5	314.6	389.83	60.42	20.05

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Considerar el caso más optimista simulado de velocidad de bombeo igual a 10.5 gpm significa una ganancia de 20.25 barriles de petróleo.

Cambiar el tubing de producción

Como en los pozos anteriores se simuló el comportamiento del pozo con tubing de 2 3/8 y 31/2, la producción no cambió respecto a la de su completación original. Esto se puede observar en la siguiente figura.

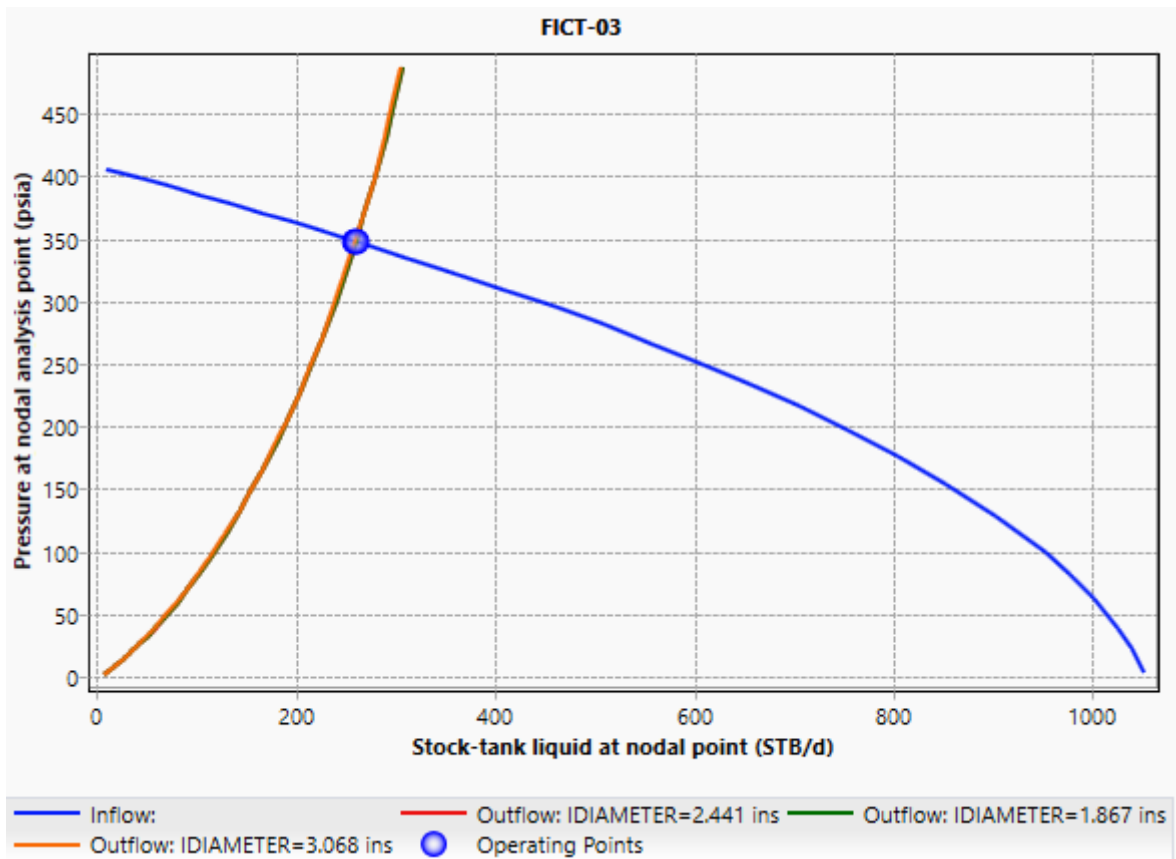


Figura 3.26 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.7 Pozo FICT- 08

Con una frecuencia de 8 gpm, un daño $S=6$ y un $BSW= 60\%$ el pozo FICT-08 a condiciones actuales simuladas produce 107.82 BFPD y 43.13 bppd.

Remover el daño

La remoción del daño significó una mejora del potencial del pozo pero el caudal entregado por el mismo no experimentó mejoras considerables. La figura siguiente muestra las curva obtenidas si se estimulase el pozo a daños de 2, -2 y -4.

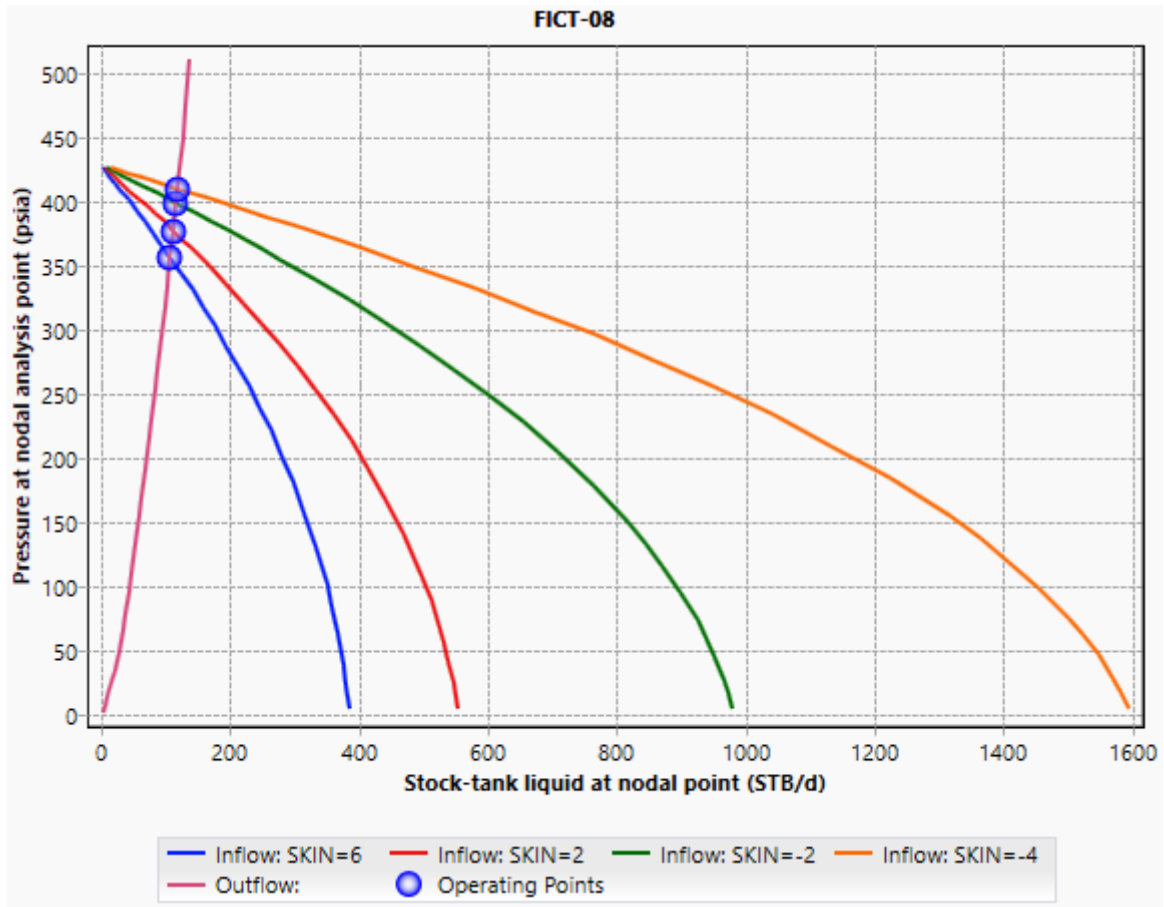


Figura 3.27 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

A un factor de daño de -4 la producción de petróleo incrementó en solo 4 barriles, resultado que no es conveniente como para invertir en esta alternativa de optimización.

Aumentar la frecuencia de operación

Con el aumento de la frecuencia de operación se logra desplazar la curva de outflow hacia la derecha y así conseguir incrementos en la producción, en el presente caso la simulación arrojó los siguientes cambios en las curvas de flujo.

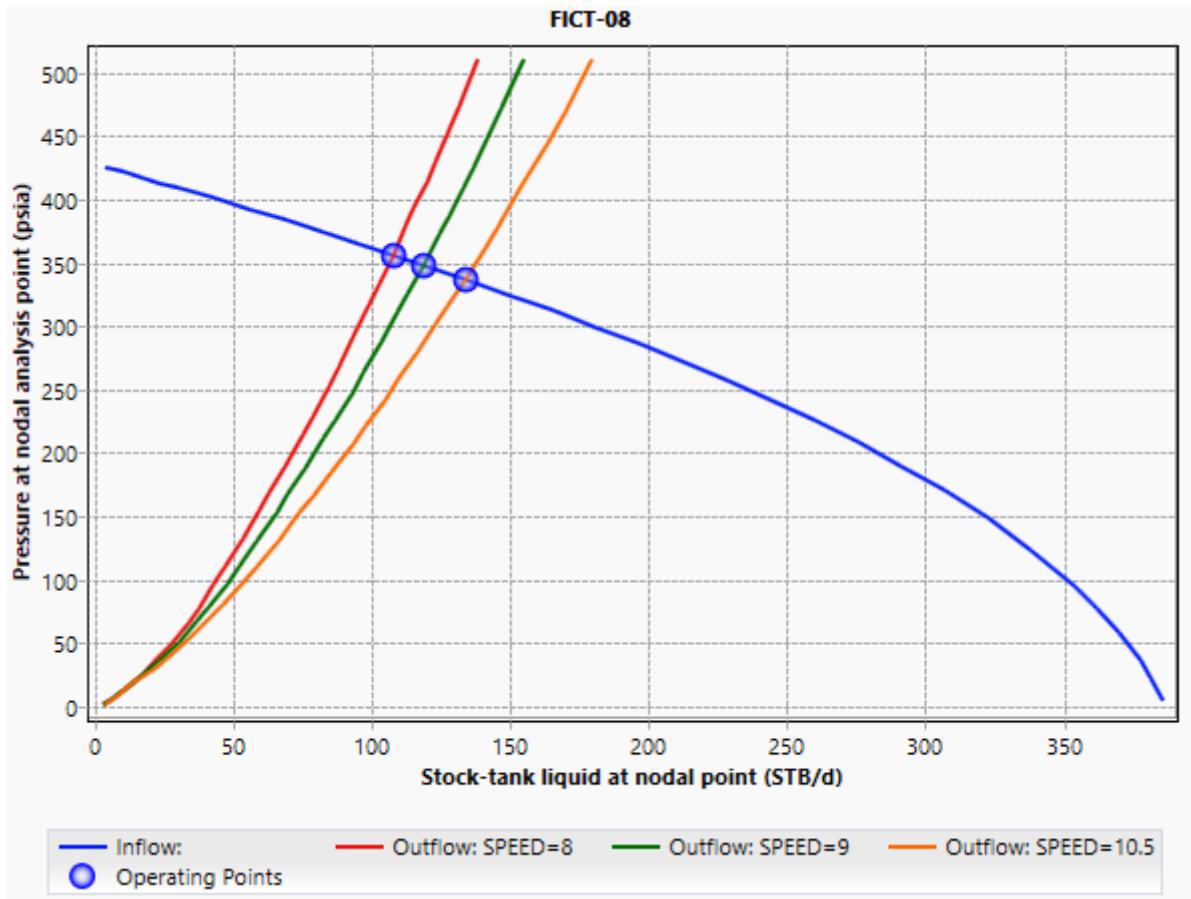


Figura 3.28 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Se establece como alternativa aumentar esta frecuencia a 10.5 gpm y así conseguir un incremento de 10.44 bppd.

Cambiar el tubing de producción

La figura siguiente nos muestra que el tubing actual de producción (2 7/8) es el correcto puesto a el incremento nulo de producción al evaluar un diámetro de 2 3/8 y uno de 3 1/2, se puede observar que las curvas de outflow correspondientes a esos diámetros se superponen entre sí.

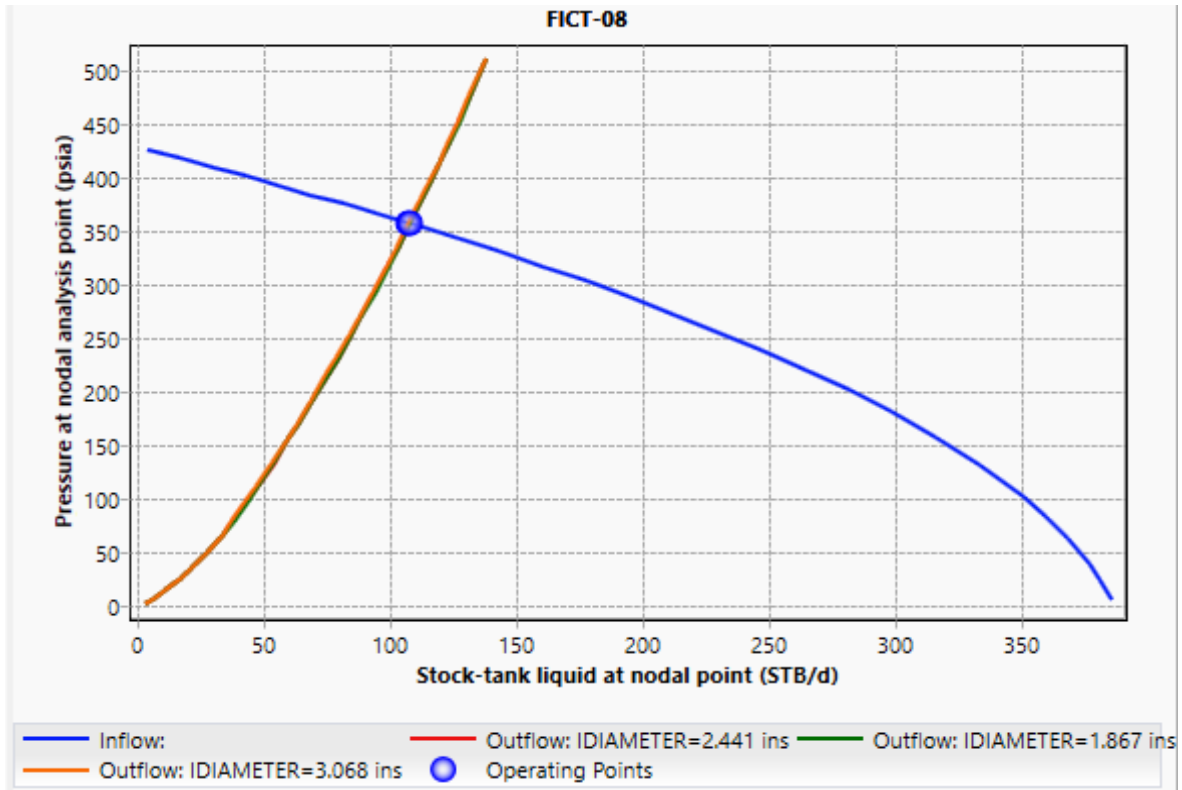


Figura 3.29 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.8 Pozo FIEC-01

Remover el daño

El pozo FIEC-01 produce 67.51 BFPD con un daño $S=10.4$, por lo tanto se debe remover el daño redisparando la arena Basal Tena o por medio de acidificación con el fin de incrementar la producción. La gráfica siguiente es el resultado de simular el comportamiento del pozo cuando este ha sido estimulado.

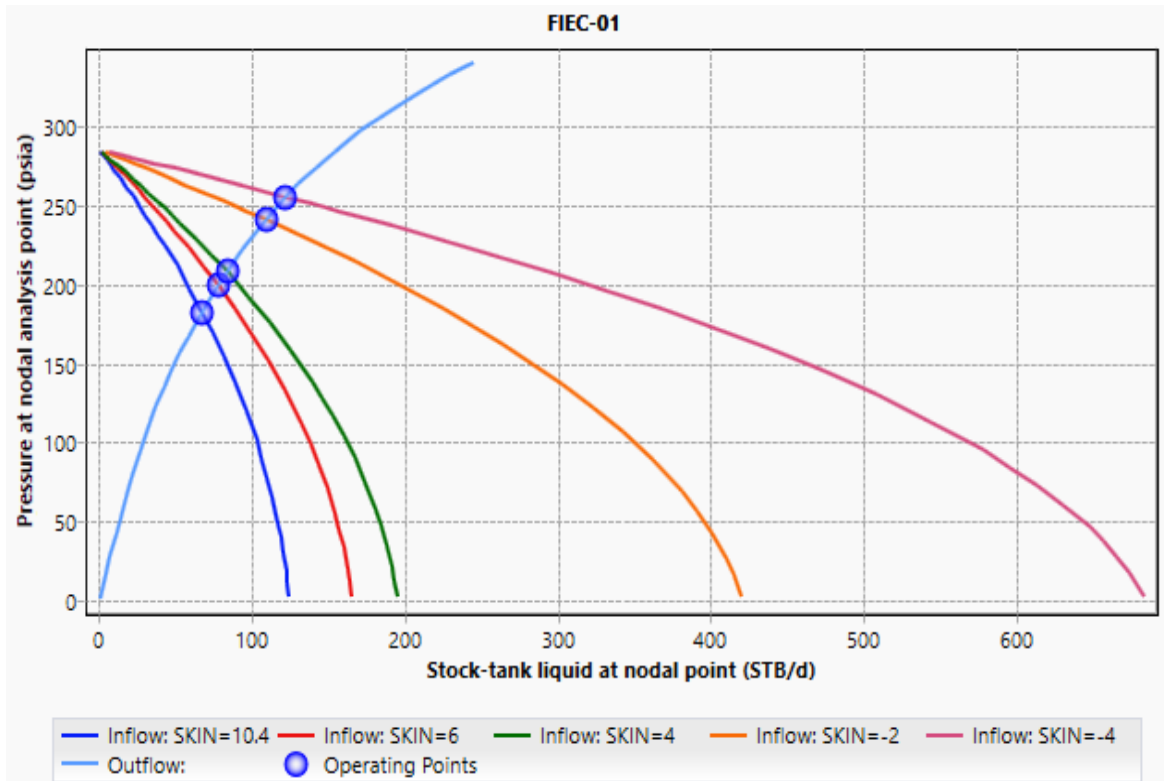


Figura 3.30 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

En la tabla siguiente se presenta el incremento de la producción del pozo al remover el daño.

Tabla 3.13 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIEC-01	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DAÑO(S)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	10.4	182.64	67.51	67.51	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	6	199.25	77.75	77.75	10.24
	4	208.04	83.6	83.6	16.09
	-2	241.04	108.95	108.95	41.44
	-4	255.47	122	122	54.49

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Aumentar la frecuencia de operación

Se simuló el comportamiento del pozo si se aumentara la frecuencia de operación del sistema de bombeo mecánico el cual es 7.5 gpm a condiciones actuales. La grafica siguiente muestra el cambio que experimentan las curvas de comportamiento de flujo si se variase la frecuencia en intervalos de 1 gpm.

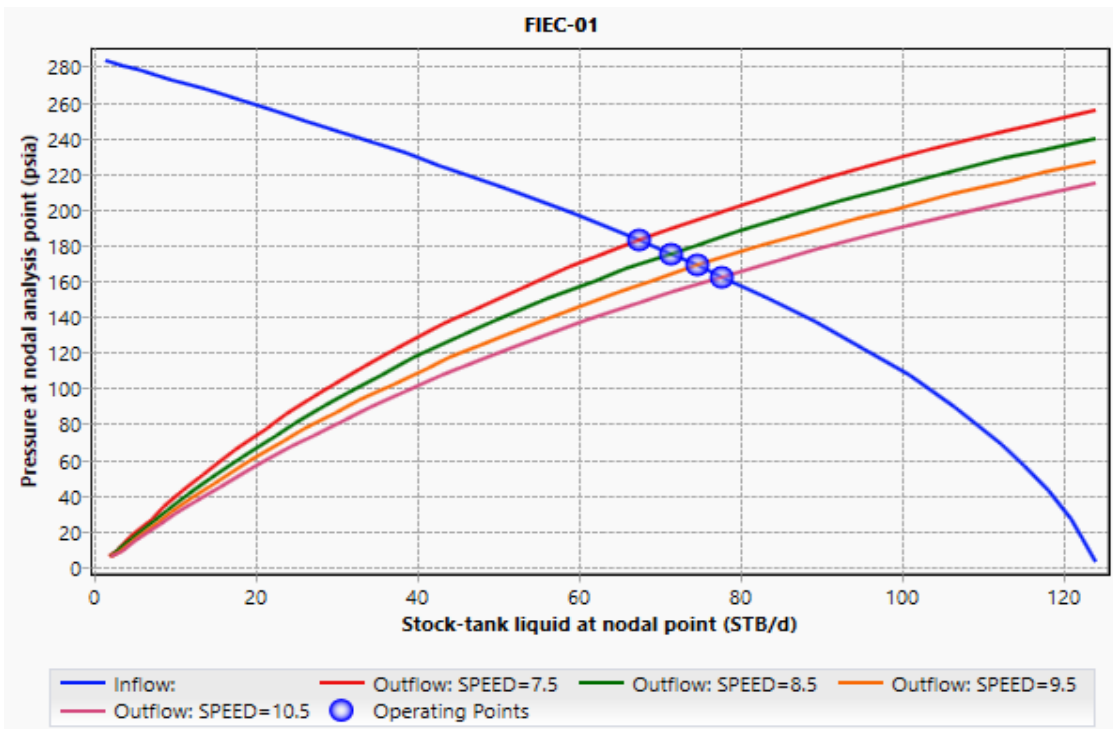


Figura 3.31 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

La variación de la producción con estos cambios se muestra a continuación.

Tabla 3.14 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIEC-01	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	7.5	182.67	67.51	67.51	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8.5	175.27	71.38	71.38	3.88
	9.5	168.57	74.78	74.78	7.28
	10.5	162.45	77.79	77.79	10.29

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Cambiar el tubing de producción

Como en los pozos anteriores se simuló el comportamiento del pozo con tubing de 2 3/8 y 3 1/2, la producción no cambió respecto a la de su completación original como se observa en la siguiente figura.

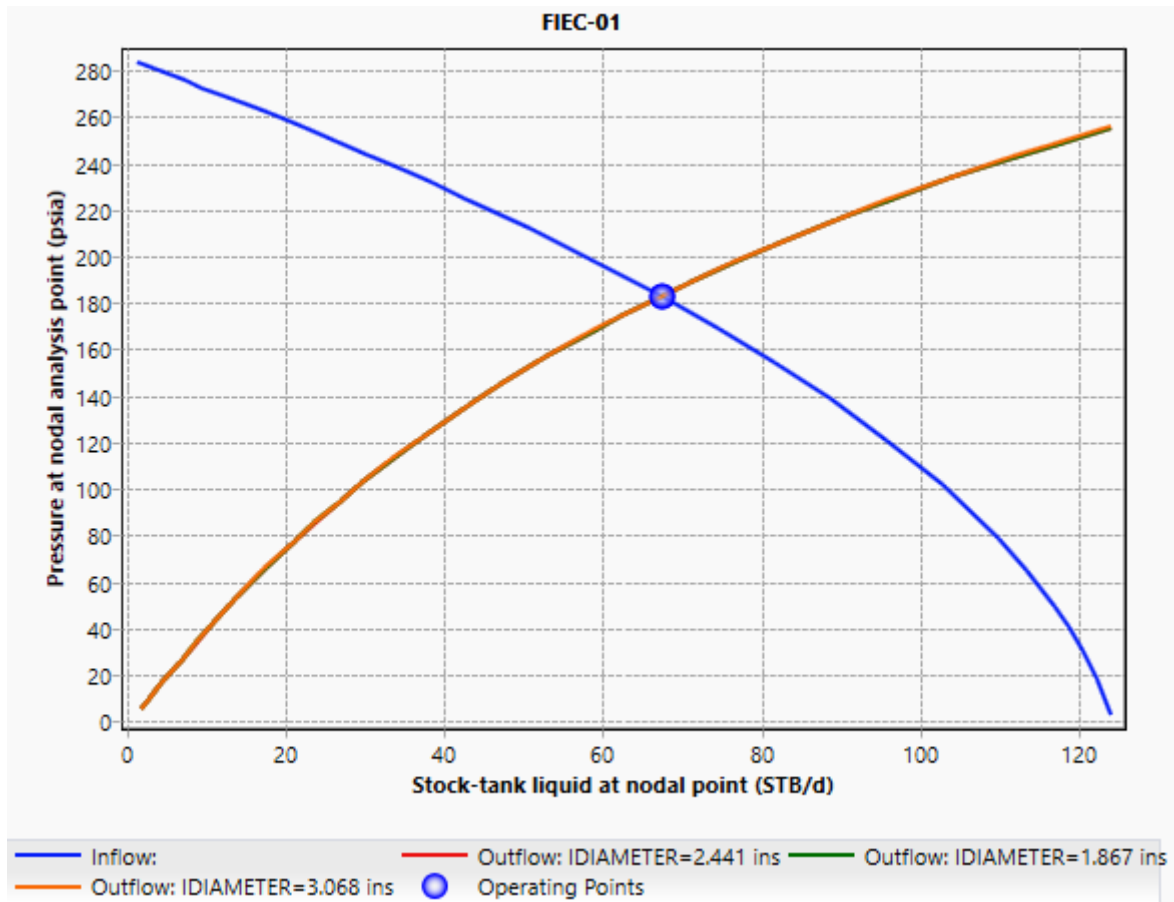


Figura 3.32 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Con la implementación de las dos alternativas antes mostradas en sus casos más optimistas de $S=-4$ y $gpm= 10.5$, el pozo FIEC-01 alcanzaría una producción de 157.12 BPPD experimentando un incremento total de **89.61 barriles de petróleo**.

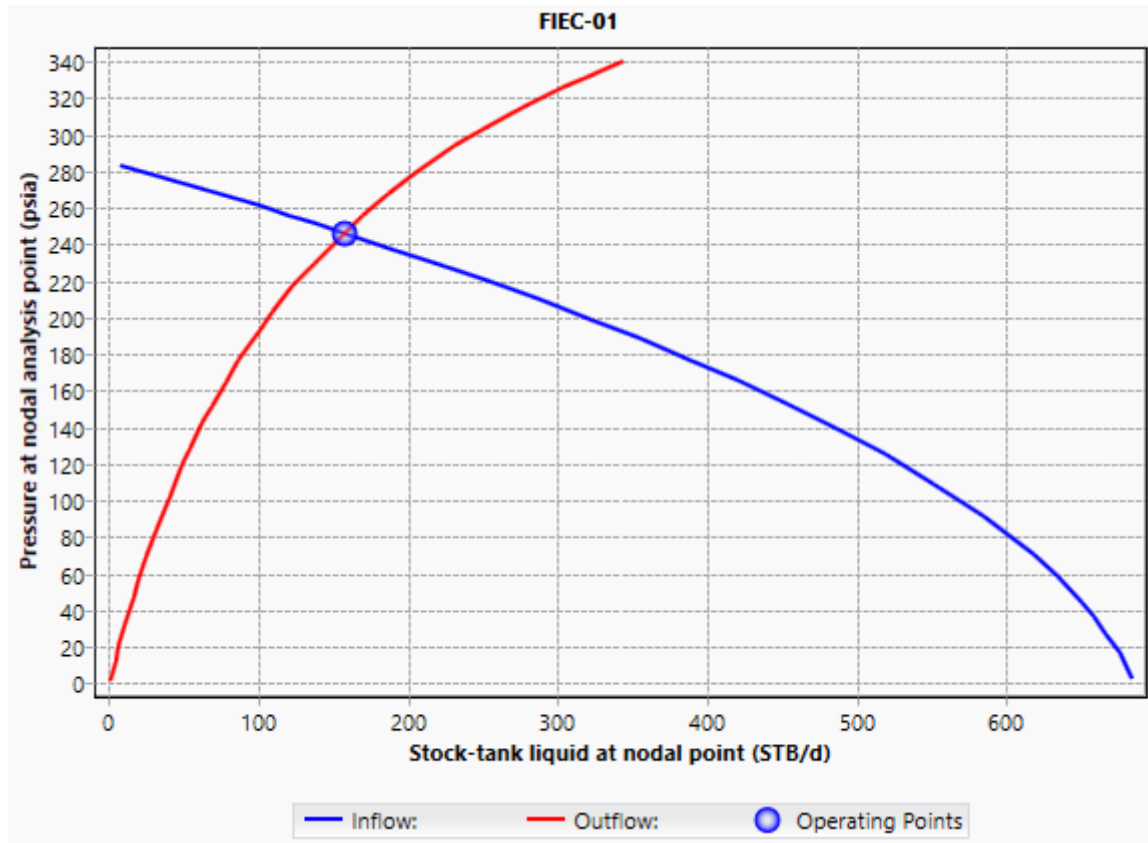


Figura 3.33 Curvas resultantes el evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.1.9 Pozo FIEC-02

Remover el daño

La producción actual simulada de este pozo es de 67.32 BFPD el cual presenta un daño $S=1.7$. Un proceso de estimulación desembocaría en resultados muy favorables para la producción como se muestra a continuación.

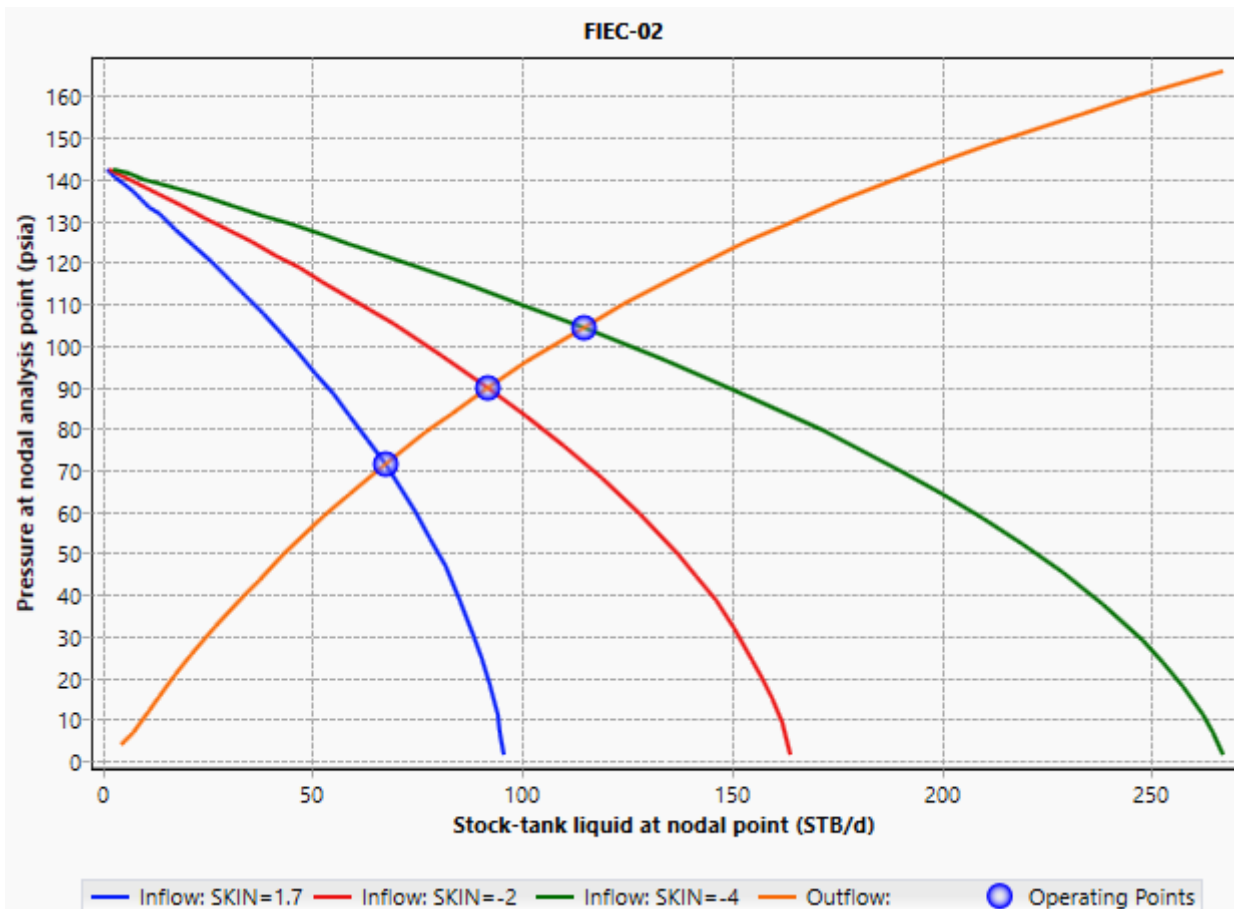


Figura 3.34 Curvas resultantes al evaluar la remoción del daño

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Conseguir la estimulación del pozo a un valor $S=-4$ significaría un incremento de la producción del pozo en 47.24 barriles como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 3.15 Variación de los parámetros al evaluar la remoción del daño

Pozo FIEC-02	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	DAÑO(S)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	1.7	71.31	67.32	67.32	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	-2	89.81	91.9	91.9	24.58
	-4	104.35	114.56	114.56	47.24

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Aumentar la frecuencia de operación

Como se observa en la figura siguiente un aumento en la velocidad de bombeo significó también un incremento en la producción.

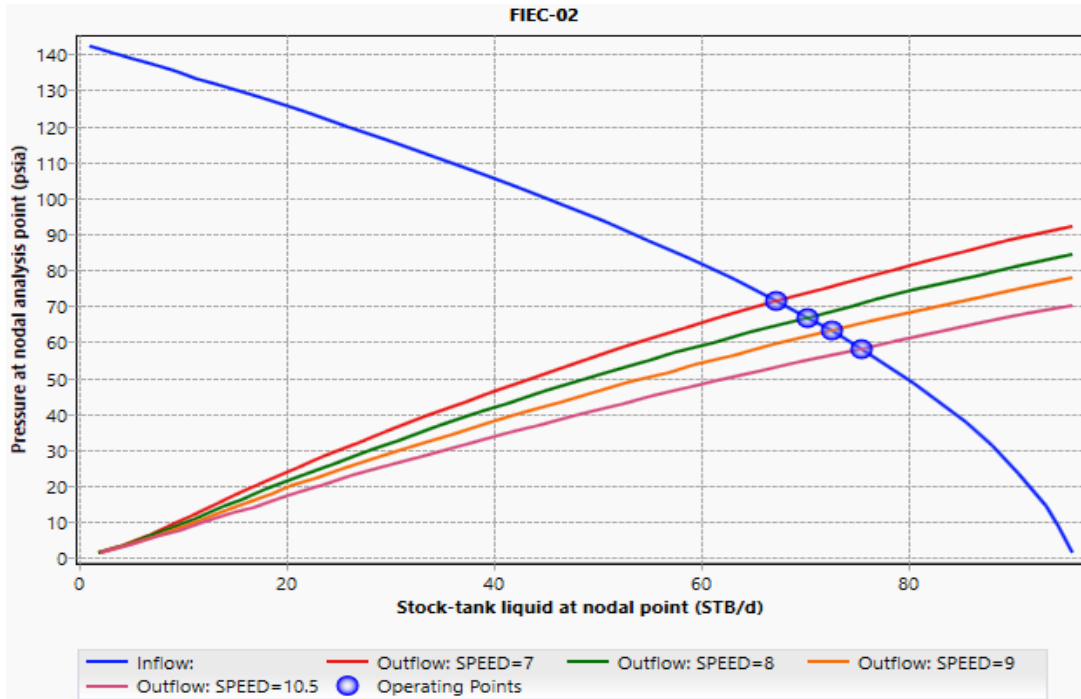


Figura 3.35 Curvas resultantes al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

La tabla siguiente nos muestra que el incremento de la producción es de solamente 7.92 barriles.

Tabla 3.16 Variación de los parámetros al evaluar el aumento de la frecuencia de operación

Pozo FIEC-02	PARÁMETRO DE ANÁLISIS	PWF(psia)	BFPD	BPPD	INCREMENTO (BPPD)
	FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)				
CONDICIÓN ACTUAL SIMULADA	7	71.31	67.32	67.32	-
CONDICIÓN OPTIMIZADA	8	66.89	70.2	70.2	2.7
	9	63.08	72.58	72.58	5.08
	10.5	58.24	75.42	75.42	7.92

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Se plantea entonces incrementar la frecuencia de operación del pozo FIEC-02.

Cambiar el tubing de producción

Se simuló el comportamiento del pozo con tubing de 2 3/8 y 31/2, la producción no cambió respecto a la de su completación original. Esto se puede observar en la siguiente figura.

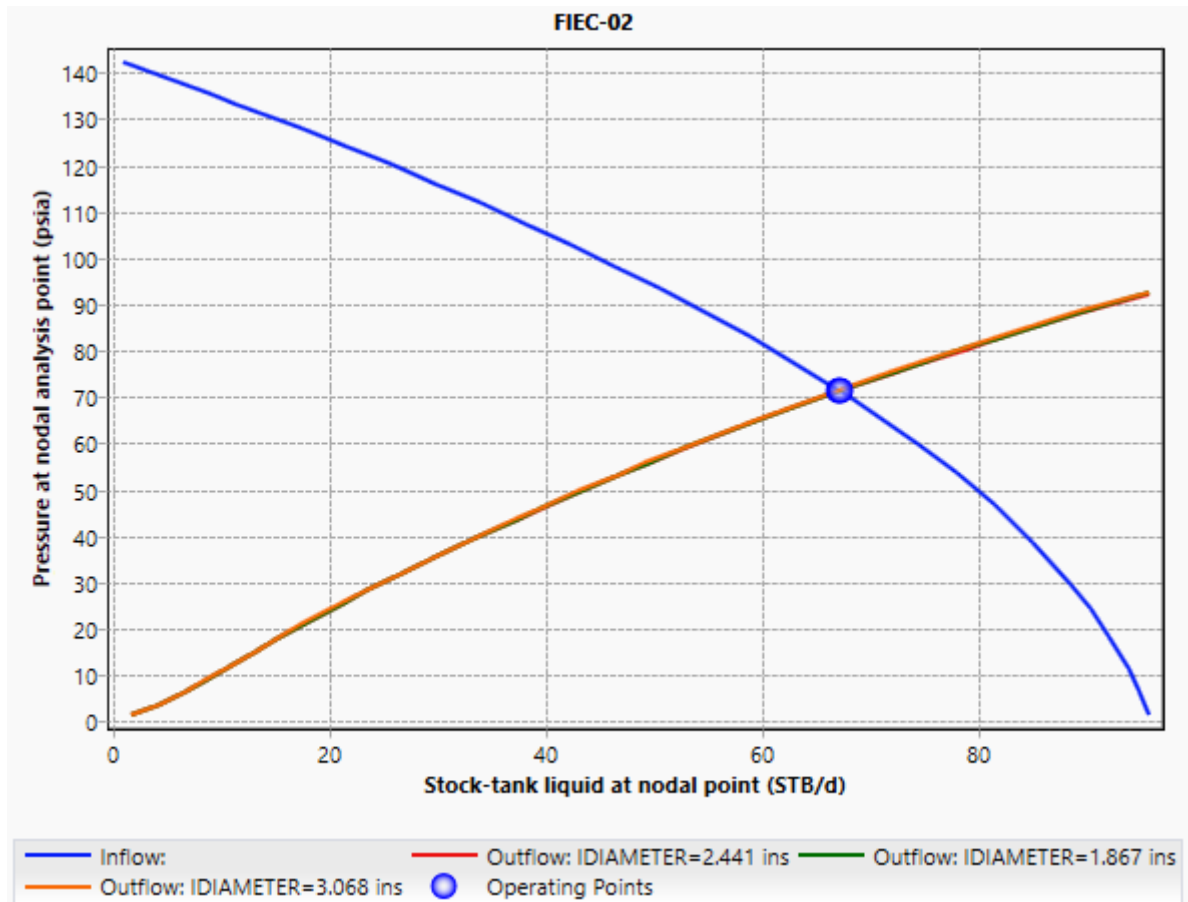


Figura 3.36 Curvas resultantes al evaluar distintos diámetros internos de tubing

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Al considerar las dos alternativas de optimización antes planteadas en un mismo escenario se obtendría una producción final de **141.46 bppd**.

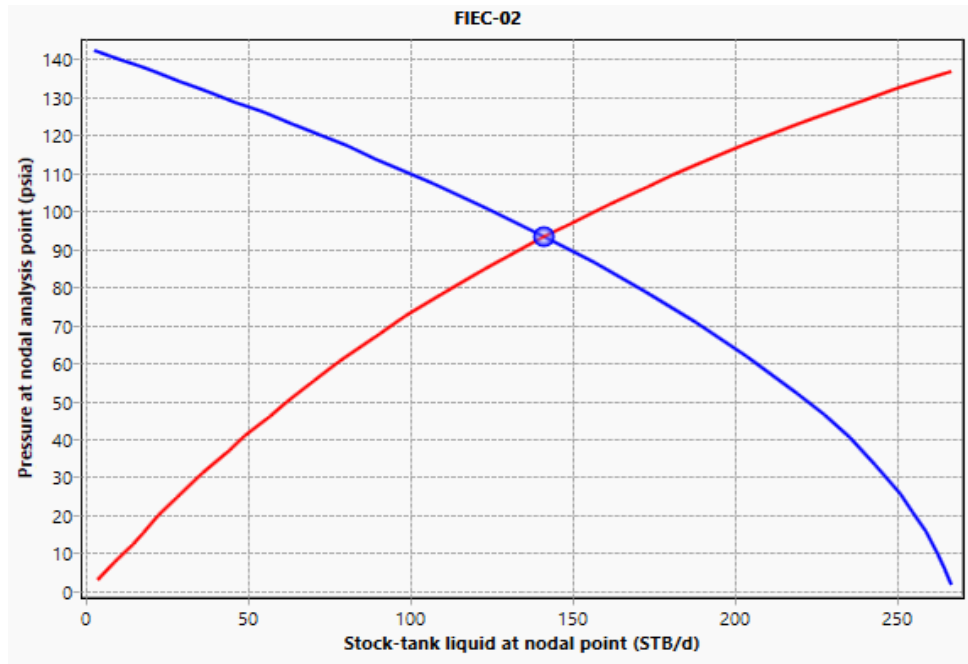


Figura 3.37 Curvas resultantes al evaluar las propuestas de optimización

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

3.2 Potenciales simulados de los pozos

A continuación se presentan los potenciales actuales simulados de los pozos, en donde se observan sus caudales y presiones máximas, así como también; el punto de equilibrio de las curvas de inflow y outflow que representa las condiciones operacionales (pwf y Q) de los mismos.

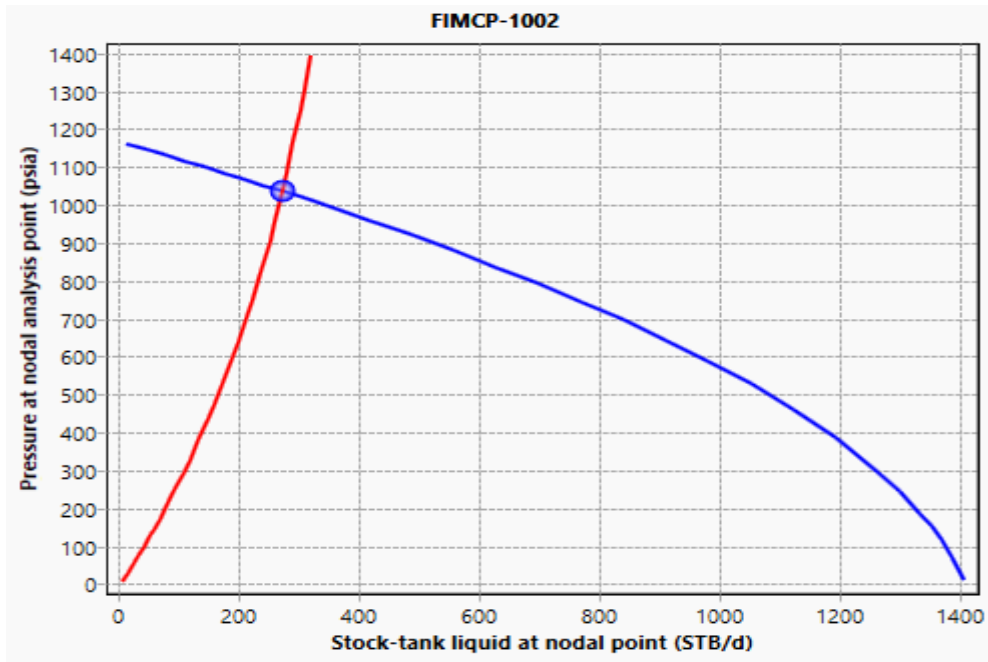


Figura 3.38 Potencial del pozo FIMCP-1002

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

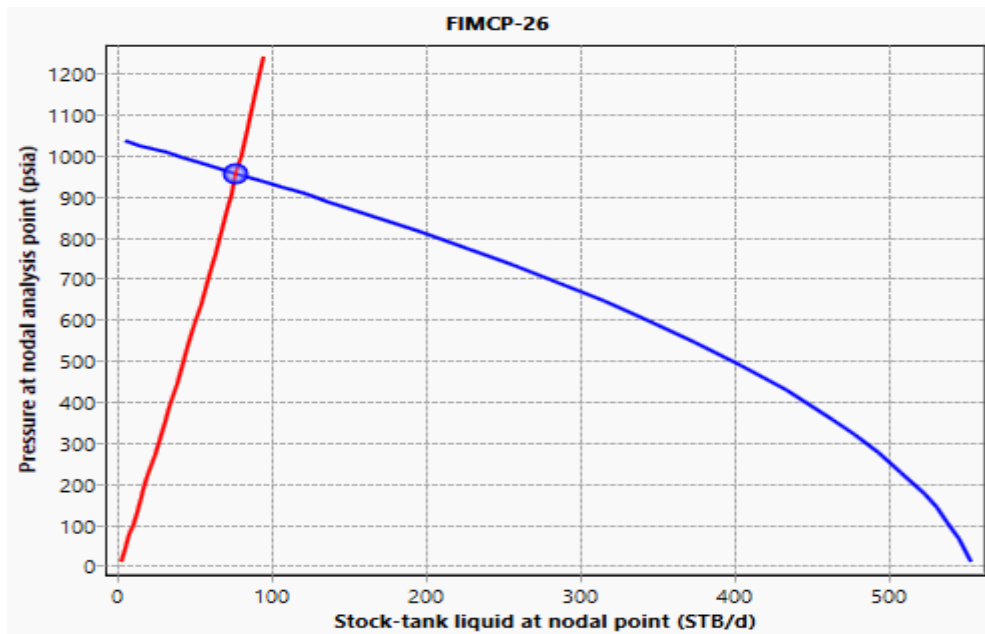


Figura 3.39 Potencial del pozo FIMCP-26

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

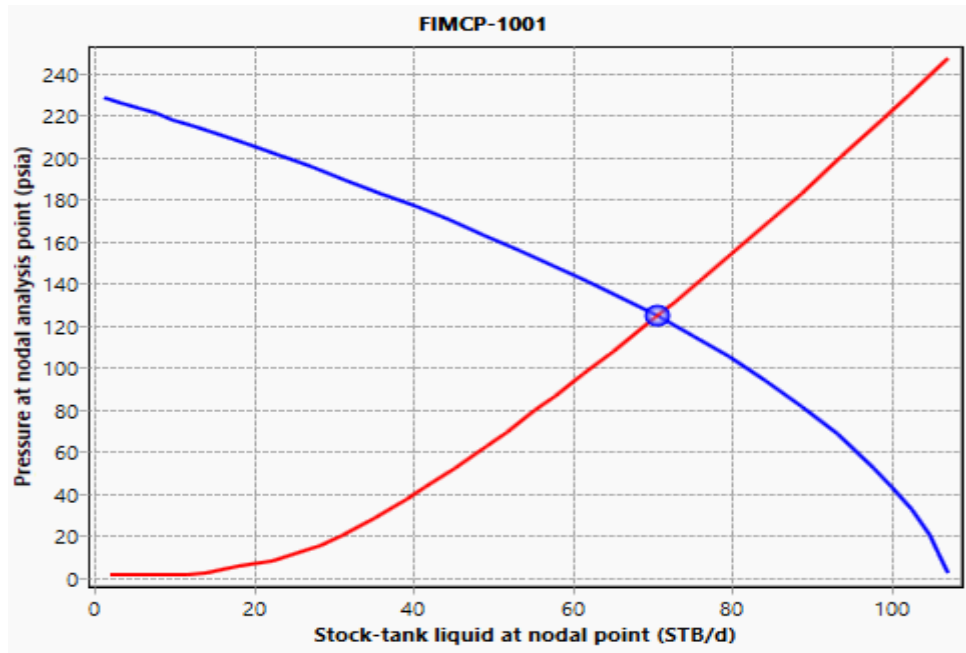


Figura 3.40 Potencial del pozo FIMCP-1001

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

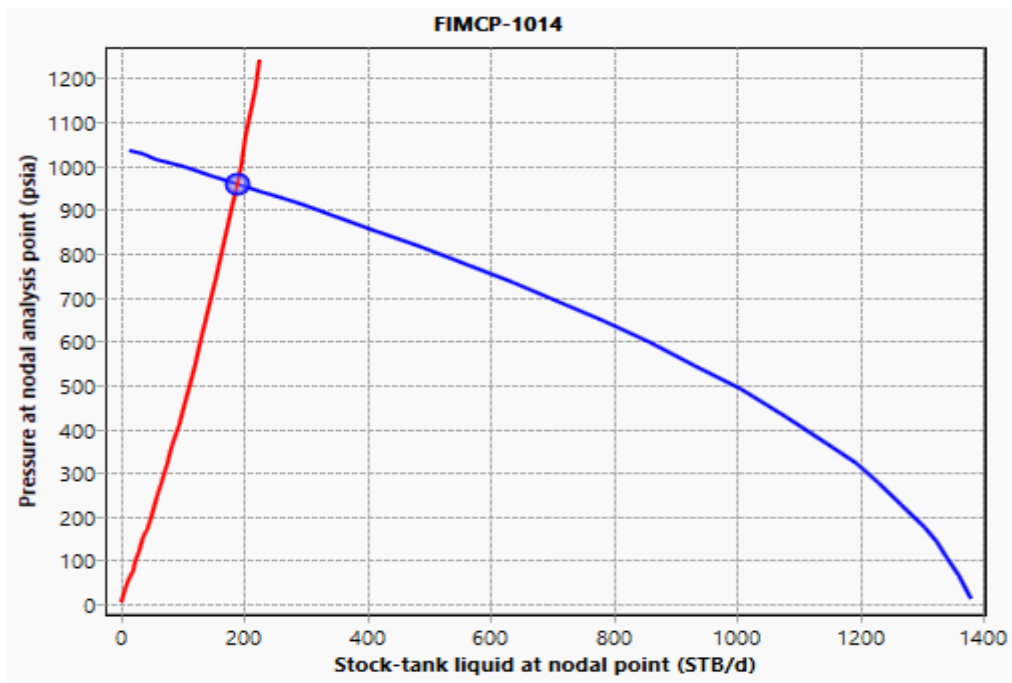


Figura 3.41 Potencial del pozo FIMCP-1014

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

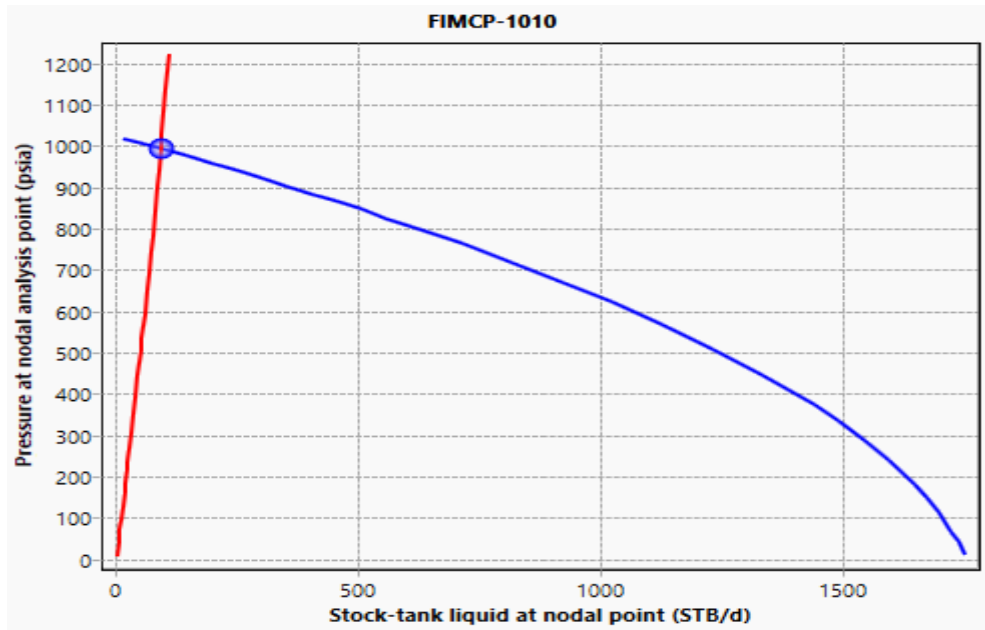


Figura 3.42 Potencial del pozo FIMCP-1010

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

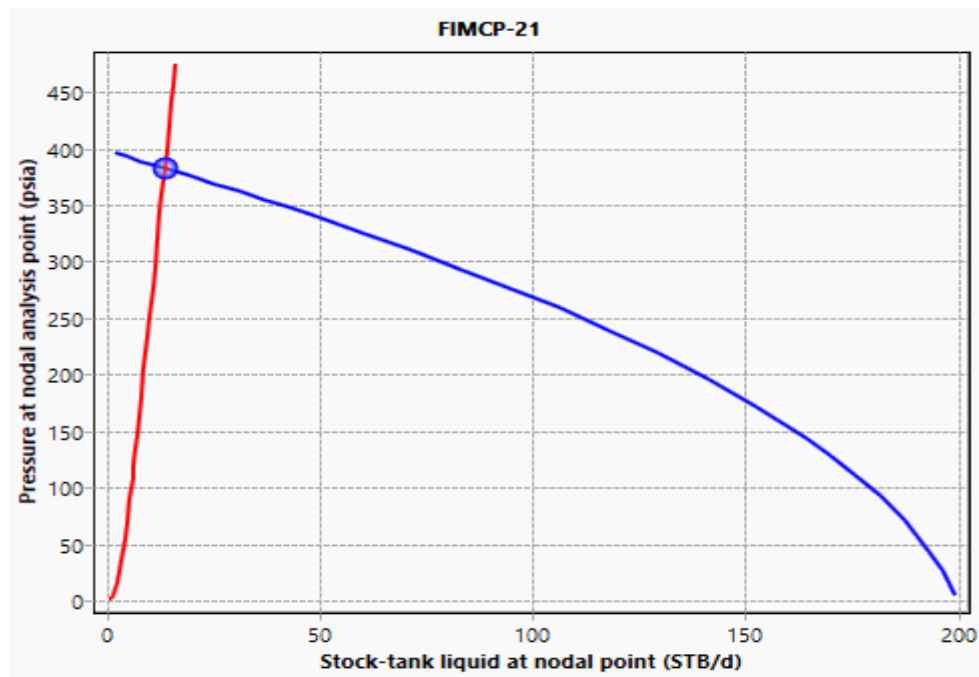


Figura 3.43 Potencial del pozo FIMCP-21

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

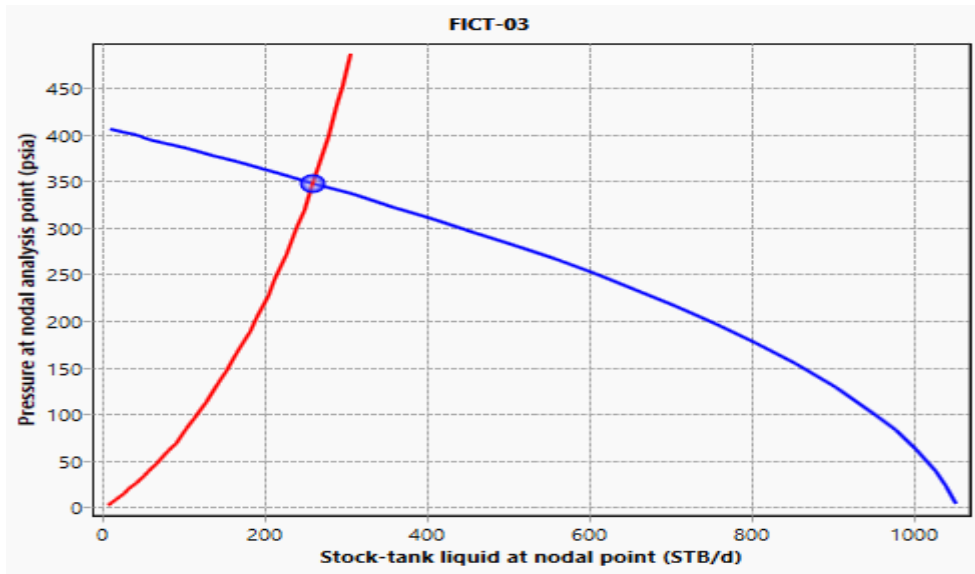


Figura 3.44 Potencial del pozo FICT-03

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

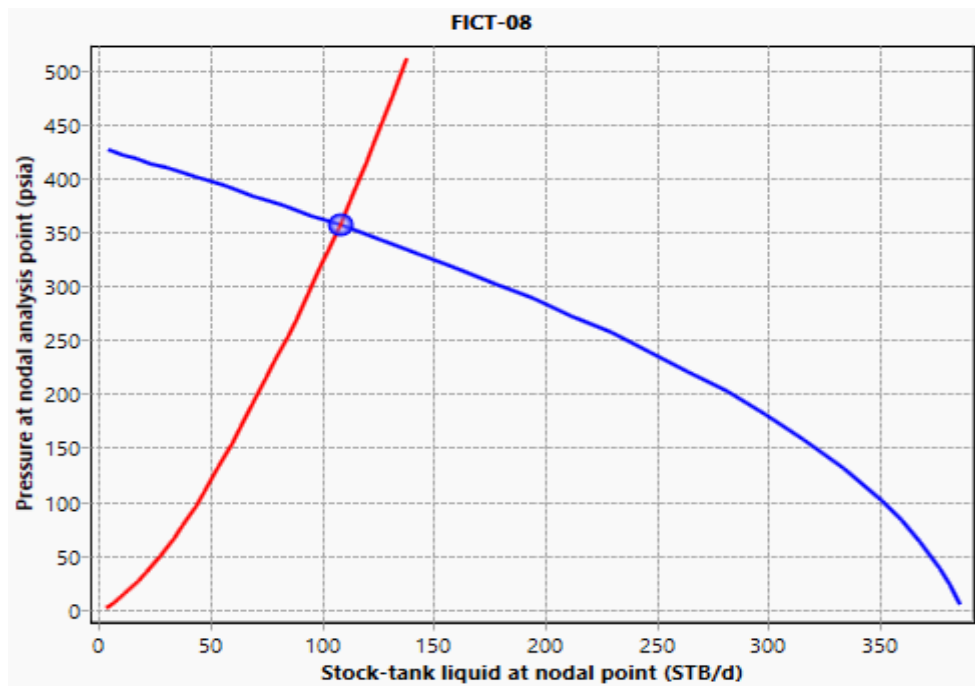


Figura 3.45 Potencial del pozo FICT-08

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

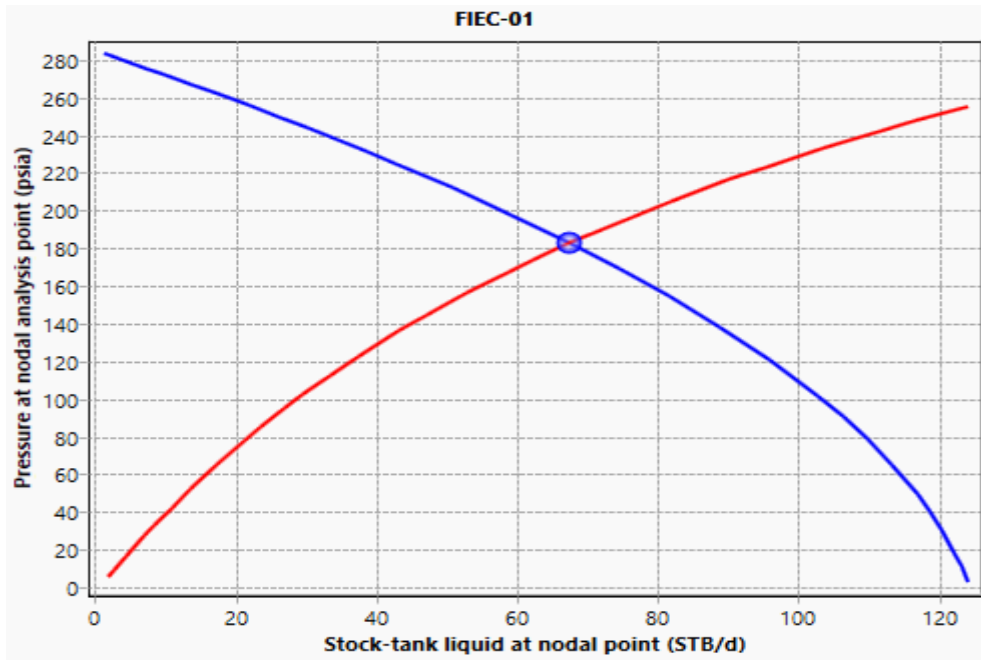


Figura 3.46 Potencial del pozo FIEC-01

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

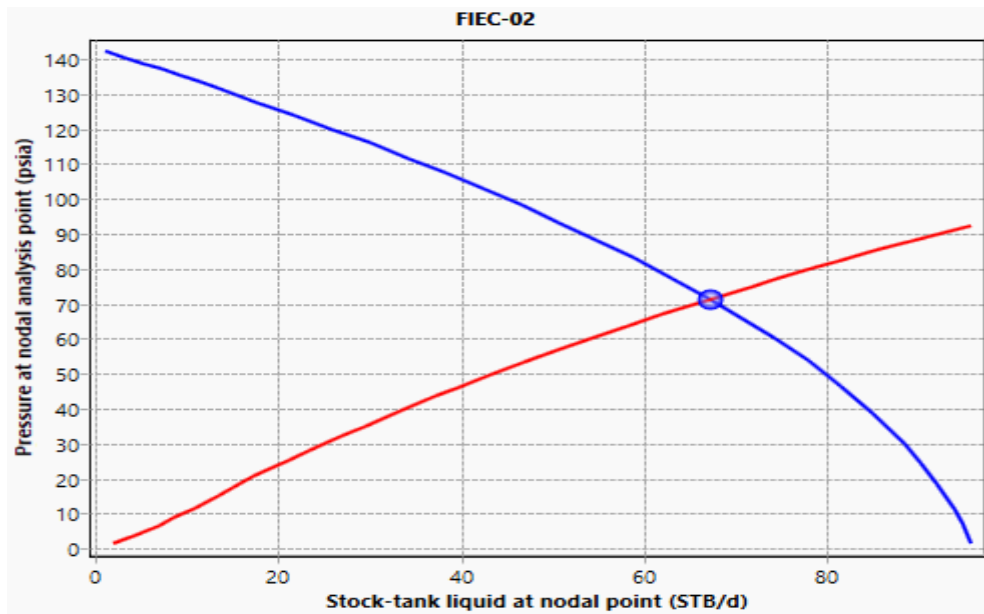


Figura 3.47 Potencial del pozo FIEC-02

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Pipesim, 2021

Tabla 3.17 Potenciales simulados de los pozos

POZO	Punto de equilibrio		Q max. (stb/d)	Pr(psia)
	Q(stb/d)	Pwf(psia)		
FIMCP-1002	274.77	1034.96	1406.24	1161.78
FIMCP-26	77.57	956.72	553.6	1034.29
FIMCP-1001	70.57	124.35	107	228.78
FIMCP-1014	194.34	1021.75	1379	1035.21
FIMCP-1010	93.33	993.31	1752.25	1018.28
FIMCP-21	13.57	382.72	200	395.83
FICT-03	260.48	348.06	1050.67	405.81
FICT-08	107.5	356.34	385.5	426.7
FIEC-01	67.51	182.67	124	283.48
FIEC-02	67.32	71.31	95.7	142.27

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

3.3 Plan de optimización para el campo Espol

Luego del análisis de las curvas de comportamiento de flujo en cada uno de los pozos mostrado anteriormente; se elaboró un plan para la optimización de la producción del campo Espol que recopila las alternativas a considerarse.

Tabla 3.18 Plan para la optimización del campo Espol

PLAN DE OPTIMIZACIÓN CAMPO ESPOL				
POZO	REMOVER DAÑO	AUMENTAR FRECUENCIA DE OPERACIÓN(GPM)	CAMBIAR TUBING DE PRODUCCIÓN	AUMENTAR DIAMETRO DE BOMBA
FIMCP-1002		si	no	si
FIMCP-26		si	no	si
FIMCP-1001	si	si	no	
FIMCP-1014		si	no	si
FIMCP-1010		si	no	si
FIMCP-21		no	no	si
FICT-03		si	no	
FICT-08		si	no	
FIEC-01	si	si	no	
FIEC-02	si	si	no	

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Las dos tablas siguientes muestran la disposición actual y optimizada de los parámetros analizados, según el plan de optimización propuesto. Se consideraron las alternativas en sus valores más optimistas.

Tabla 3.19 Valores actuales de los parámetros de análisis considerados

PARÁMETROS ACTUALES				
POZO	Daño(S)	FRECUENCIA DE OPERACIÓN (GPM)	TUBING DE PRODUCCIÓN(in)	TIPO DE BOMBA
FIMCP-1002	3.801	8	2 7/8	25-175 RHAC 24-2-1 CQ
FIMCP-26	1.5	8	2 7/8	25-150-RHBC-16-4-4 AM
FIMCP-1001	4	5	2 7/8	25-175 RHBC-16-4-4
FIMCP-1014	14.2	9	2 7/8	25-175-RHBC-16-4-4 EH
FIMCP-1010	22.8	8	2 7/8	25-175-RHBC-16-4-4 EH
FIMCP-21	-0.4	8	2 7/8	25-150-RHBC-16-4-4
FICT-03	-2.63	7	2 7/8	25-200-RWAC-24-2 CQ
FICT-08	6	8	2 7/8	25-150-RHBC-16-4-4 AM
FIEC-01	10.4	8	2 7/8	25-200 RWBC 24-4 AM
FIEC-02	1.7	7	2 7/8	25-175-RHBC-16-4-4 EH

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Tabla 3.20 Parámetros analizados en sus valores optimizados

PARÁMETROS OPTIMIZADOS				
POZO	Daño(S)	FRECUENCIA DE OPERACIÓN (GPM)	TUBING DE PRODUCCIÓN(in)	TIPO DE BOMBA
FIMCP-1002	3.801	10.5	2 7/8	25-275 RHAC 24-2-1 CQ
FIMCP-26	1.5	10.5	2 7/8	25-275-RHBC-16-4-4 AM
FIMCP-1001	-4	10.5	2 7/8	25-175 RHBC-16-4-4
FIMCP-1014	14.2	10.5	2 7/8	25-275-RHBC-16-4-4 EH
FIMCP-1010	22.8	10.5	2 7/8	25-275-RHBC-16-4-4 EH
FIMCP-21	-0.4	8	2 7/8	25-275-RHBC-16-4-4
FICT-03	-2.63	10.5	2 7/8	25-200-RWAC-24-2 CQ
FICT-08	6	10.5	2 7/8	25-150-RHBC-16-4-4 AM
FIEC-01	-4	10.5	2 7/8	25-200 RWBC 24-4 AM
FIEC-02	-4	10.5	2 7/8	25-175-RHBC-16-4-4 EH

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

En la columna “TIPO DE BOMBA”, de la nomenclatura del sistema de bombeo de cada pozo, el segundo dígito indica el diámetro nominal de la bomba.(a un diámetro nominal 275 le corresponde uno de 2.75 pulgadas, a uno de 175 uno de 1.75 pulgadas, etc.). En

la sección de anexos se presenta una ilustración de la nomenclatura API de una bomba mecánica y el significado de sus componentes.

3.4 Producción actual vs optimizada

El siguiente gráfico de barras ilustra la comparación entre la producción de petróleo real de los pozos y su producción en caso de implementarse las alternativas de optimización.

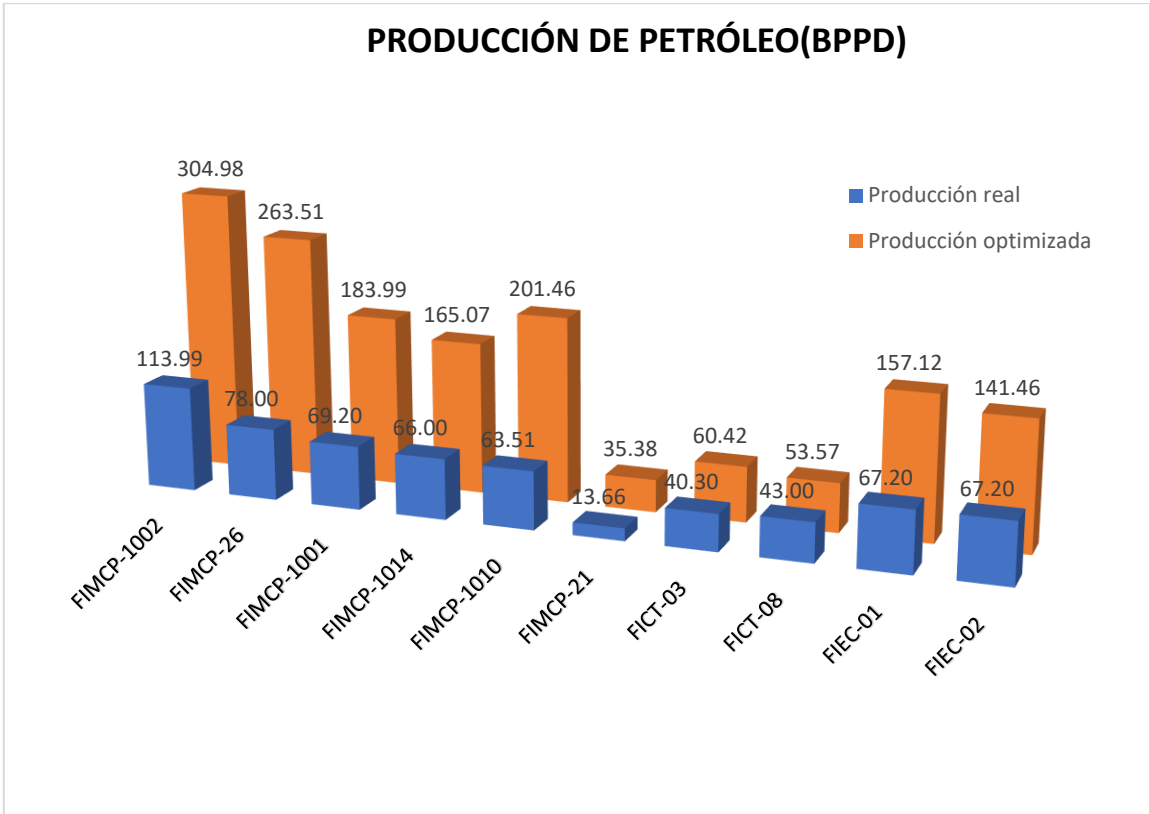


Figura 3.48 Comparación de la producción real vs la optimizada

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

La tabla siguiente muestra con más detalle el cambio en la producción de fluidos con el plan de optimización.

Tabla 3.21 Comparación de la producción total de fluido(caso real y optimizado)

PRODUCCIÓN REAL(ENERO 2020)					PRODUCCIÓN OPTIMIZADA				
POZO	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	BFPD	BSW	BPPD	BAPD	INCREMENTO (BPPD)
FIMCP-1002	276.00	58.70%	113.99	162.01	736.68	58.70%	304.98	431.70	190.99
FIMCP-26	78.00	0.00%	78.00	0.00	263.51	0.00%	263.51	0.00	185.51
FIMCP-1001	69.20	0.00%	69.20	0.00	183.99	0.00%	183.99	0.00	114.79
FIMCP-1014	200.00	67.00%	66.00	134.00	505.63	67.00%	165.07	340.56	99.07
FIMCP-1010	93.40	32.00%	63.51	29.89	302.04	32.00%	201.46	100.58	137.95
FIMCP-21	13.66	0.00%	13.66	0.00	35.38	0.00%	35.38	0.00	21.72
FICT-03	260.00	84.50%	40.30	219.70	389.83	84.50%	60.42	329.41	20.12
FICT-08	107.50	60.00%	43.00	64.50	133.92	60.00%	53.57	80.35	10.57
FIEC-01	67.20	0.00%	67.20	0.00	157.12	0.00%	157.12	0.00	89.92
FIEC-02	67.20	0.00%	67.20	0.00	141.46	0.00%	141.46	0.00	74.26
								Incremento total de BPPD	944.90

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

3.5 Análisis de resultados

- Los pozos FIMCP-1002, FIMCP-26, FIMCP-1001, FIMCP-1014, FIMCP-1010, FIMCP-21, FIEC-01 Y FIEC-02 mejoraron su producción a más del doble de su valor real.
- Los pozos FIMCP-1002, FIMCP-26, FIMCP-1014, FIMCP-1010 presentan presiones de fondo fluyente de más de 900 psia, que los vuelve candidatos para considerar cambiar las bombas mecánicas de sus sistemas de bombeo a unas de mayor tamaño.
- El único parámetro que no significó cambios en la producción en los 10 pozos evaluados fue el diámetro interno(ID=2.441) correspondiente al tubing de producción de 2 7/8 ”.

- Un proceso de remoción de daño para los pozos FIMCP-1001, FIEC-01 y FIEC-02 significaría un incremento de 22.65 bppd, 54.49 bppd y 47.24 bppd respectivamente.
- Los pozos FICMP-1001, FIEC-01 y FIEC-02 fueron los únicos que presentaron cambios considerables en su producción al evaluarse cambios a nivel de reservorio (curva de inflow).
- El pozo FIMCP-21 fue el único en el que no se consideró incrementar la frecuencia de operación debido al bajo incremento de producción de fluido que este significó(4 bppd).

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Pipesim, el software usado para el desarrollo de este proyecto representa una herramienta muy potente y fácil de manejar, que permite simular el comportamiento de un pozo y evaluar distintos escenarios y combinaciones de configuraciones de parámetros a nivel de reservorio, de completación y de superficie y así poder seleccionar el más adecuado.

4.1 Conclusiones

- Analizando las curvas de comportamiento de flujo y con la ayuda del simulador Pipesim podemos concluir que con el aumento de la frecuencia de operación siempre se consigue incrementar la producción de fluido, siendo más recomendable esta alternativa en los pozos con bajo porcentaje de agua debido al riesgo de conificación.
- Seleccionando el correcto plan de optimización se pudo obtener caudales de más del doble de los valores reales, como es el caso de la mayoría de los pozos seleccionados (FIMCP-1002, FIMCP-26, FIMCP-1001, FIMCP-1014, FIMCP-1010, FIMCP-21, FIEC-01 y FIEC-02), con incrementos de 200 bppd, 186 bppd, 115 bppd, 99 bppd, 138 bppd, 22 bppd, 90 bppd y 74 bppd respectivamente. Para los pozos FICT-08 y FICT-03 el incremento en la producción fue de 20 bppd y 10 bppd.
- Los pozos FIMCP-1002, FIMCP-26, FIMCP-1014, FIMCP-1010 presentan presiones de fondo fluyente de más de 900 psia, que los vuelve candidatos para considerar cambiar las bombas mecánicas de sus sistemas de bombeo a unas de mayor tamaño.

- Mediante al análisis realizado se determinó que el actual diámetro interno(ID=2.441) correspondiente al tubing de producción de 2 7/8 " presenta condiciones operativas óptimas y es el que permite el paso de mayor volumen de fluido.
- El único pozo cuya producción no se vio optimizada al evaluarse la remoción de daño, el aumento de la frecuencia de operación y diámetro interno de tubing fue el pozo FIMCP-21, razón por la cual y pese a no poseer una presión de fondo fluyente elevada(pwf=383 psia) se consideró evaluar su rendimiento aumentando el diámetro de la bomba, con el fin de cumplir el objetivo de optimizar su producción.
- Con la implementación del plan de optimización propuesto que considera remover el año, aumentar la frecuencia de operación, cambio de tubing y diámetro de bomba, se logra un incremento total de 945 barriles en la producción de petróleo en el campo Espol. Representando, en varios pozos, un aumento de más del doble de su producción real, lo cual; permite realzar la gran importancia del manejo de software y su correcto análisis.

4.2 Recomendaciones

- Con el fin de reducir costos de operación debido a la operación constante del sistema de bombeo mecánico, sería recomendable usar motores eléctricos ya que sus costos por mantenimiento son más bajos que los de un motor de combustión.
- En pozos con alta producción de gas se recomienda el uso de motores que utilicen este fluido como combustible para su funcionamiento.

- Realizar pruebas de build up más recientes para obtener información más actualizada de las presiones de reservorio y evitar así obtenerlas siguiendo líneas de tendencia.
- Antes de implementar las alternativas de optimización antes propuestas se recomienda verificar y actualizar los datos de presión de los pozos estudiados, principalmente en aquellos con pruebas de build up no recientes.
- Tener en cuenta que velocidades de bombeo excesivas disminuyen la eficiencia de la bombas y aumenta el desgaste de las varillas por los efectos de sobre carrera, por lo cual es recomendable manejar frecuencias de operación de 7 a 10.5 spm.
- Mantener el tubing de producción actual de 2 7/8 " en los pozos de los campos FICMP, FICT y FIEC del campo Espol.
- Un conjunto adecuado de varillas del sistema de bombeo así como también carreras superficiales menores ayudan a alargar la vida útil del motor al disminuir el trabajo que este debe realizar, por lo que se recomienda un continuo monitoreo de las cartas dinagráficas que permita tener un control de la operación en cada pozo(mínimo una revisión mensual).

BIBLIOGRAFÍA

Unico TM. (2019). *Bomba de varilla lineal LRP*. mayo 2, 2021, de Soluciones de control innovadoras para la industria Sitio web: <https://www.unicous.com/applications/pumping-systems/oil-gas-lift-systems/lrpr-linear-rod-pump>

Oil Production.net. (2016). *Linear Rod Pump*. mayo 2, 2021, de Oil Production.net Sitio web: <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/bombeo-mecanico/item/1761-linear-rod-pump>

Petroamazonas EP. (2019). *Petroamazonas EP asume la operación del campo Bermejo, ubicado en el Bloque 49, Sucumbíos*. mayo 2, 2021, de Petroamazonas EP Sitio web: <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=10650>

Gutiérrez, C. (2019). *Estrategia corporativa para incremento de reservas recuperables de petróleo mediante la recuperación secundaria, aplicada a yacimientos de la cuenca oriente del ecuador*. mayo 2, 2021, de Escuela Politécnica Nacional Sitio web: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20545/1/CD%2010038.pdf>

Estupiñán, J. (2005). *Control diagenético sobre la calidad de los reservorios de las areniscas "U" y "T" de la Fm Napo del Cretácico de la Cuenca Oriente, Ecuador. Modelización térmica y su relación con la generación de hidrocarburos*. mayo 2, 2021, de Universidad Complutense de Madrid Sitio web: [https://eprints.ucm.es/id/eprint/15353/1/Tesis_JEL\(23-01-06\).pdf](https://eprints.ucm.es/id/eprint/15353/1/Tesis_JEL(23-01-06).pdf)

Guevara, A. (2011). *Estudio y selección de la alternativa más apropiada para la optimización de la reinyección de agua con análisis físicos y químicos en la estación Shushufindi sur de Petroecuador*. mayo 2, 2021, de Universidad Tecnológica Equinoccial Sitio web: http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/6055/1/48419_1.pdf

Almendras, C. (2017). *Campo Bermejo*. mayo 2, 2021, de Scribd Sitio web: <https://www.scribd.com/document/365962707/Campo-Bermejo>

Sisa, W. (2014). *Análisis técnico - económico de la implementación del sistema plunger lift de levantamiento artificial que reemplaza al bombeo mecánico en el pozo bs-27 en el campo bermejo, bloque 49 de la Amazonia ecuatoriana*. mayo 2, 2021, de Universidad

Tecnológica Equinoccial Sitio web:
http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14363/1/59899_1.pdf

Hirschfeldt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal*. mayo 2, 2021, de Oil production.net Sitio web:
http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf

Lopre, E. (2014). *Funciones del software Pipesim*. mayo 2, 2021, de Scribd Sitio web:
<https://www.scribd.com/doc/249186833/Funciones-Del-Software-PIPESIM>

La comunidad petrolera. (2009). *Pipesim: diseño de pozos y análisis de desempeño de la producción*. mayo 2, 2021, de La comunidad petrolera Sitio web:
<https://lacomunidadpetrolera.com/2009/06/pipesim.html>

Hirschfeldt, M. & Ruiz, R. (2008). *Conceptos de Well Performance*. mayo 2, 2021, de Oil production.net Sitio web:
file:///C:/Users/RobertJP/Desktop/tesis%20carpeta/conceptos_well_performance.pdf

Galvis, A. (2016). *Curvas IPR producción*. mayo 2, 2021, de Slideshare Sitio web:
<https://es.slideshare.net/AndreaGalvis2/123863598-curvasiprproduccion>

La comunidad petrolera. (2009). *Un simple procedimiento para desarrollar curvas analíticas IPR a partir de simuladores de yacimientos con aplicación en optimización de producción*. mayo 2, 2021, de La comunidad petrolera Sitio web:
<https://lacomunidadpetrolera.com/2009/06/un-simple-procedimiento-para.html>

Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la producción mediante análisis nodal*. mayo 2, 2021, de ESP International training group Sitio web:
<https://es.slideshare.net/santiagocastillo31521301/optimizacion-delaproduccionmedianteanalisisnodal-espoil>

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Ecuador: IFEA.

Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. United States: Gulf Professional Publishing.

Mazapanta, J., & Revelo, P. (2013). *Optimización de la producción mediante cambios de sistema de extracción a pcp, pl, lrp en pozos con baja productividad, alta producción de*

gas y problemas mecánicos en el bloque Bermejo. mayo 3, 2021, de Universidad Central del Ecuador Sitio web: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/843>

Lucas, C. (2019). *Optimización de la producción de petróleo del Pad de mayor producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari mediante la utilización de un simulador de flujo multifásico en tuberías*. mayo 15, 2021, de Universidad Central del Ecuador Sitio web: <file:///C:/Users/RobertJP/Desktop/tesis%20carpeta/T-UCE-0012-FIG-071.pdf>

Albokhari, N., & Almubarak, T. (2015). IPR utilization in optimizing wells' production under rigorous flow conditions. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/178026-ms>

Amarfio, E. M., & Adusu, P. T. (2019). Optimising candidate well selection for matrix stimulation-IPR approach. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2019, NAIC 2019, August, 5–7*. <https://doi.org/10.2118/198707-MS>

Castillo Salamanca, G., Calvete González, F., & Prada Velázquez, Á. (2010). Optimización de producción de las unidades de flujo x1 y x2 utilizando choques en fondo. *Fuentes: El Reventón Energético*, 8(2), 7.

Shadizadeh, S. R., & Zoveidavianpoor, M. (2009). A Successful Experience in Optimization of a Production Well in a Southern Iranian Oil Field. *Iranian Journal of Chemical Engineering*, 6(2). http://www.ijche.com/article_10360_1edf3f948517b9696b8415b430a9c393.pdf

ANEXOS

ANEXO A: DIAGRAMAS MECÁNICOS DE LOS POZOS

FIMCP-1002

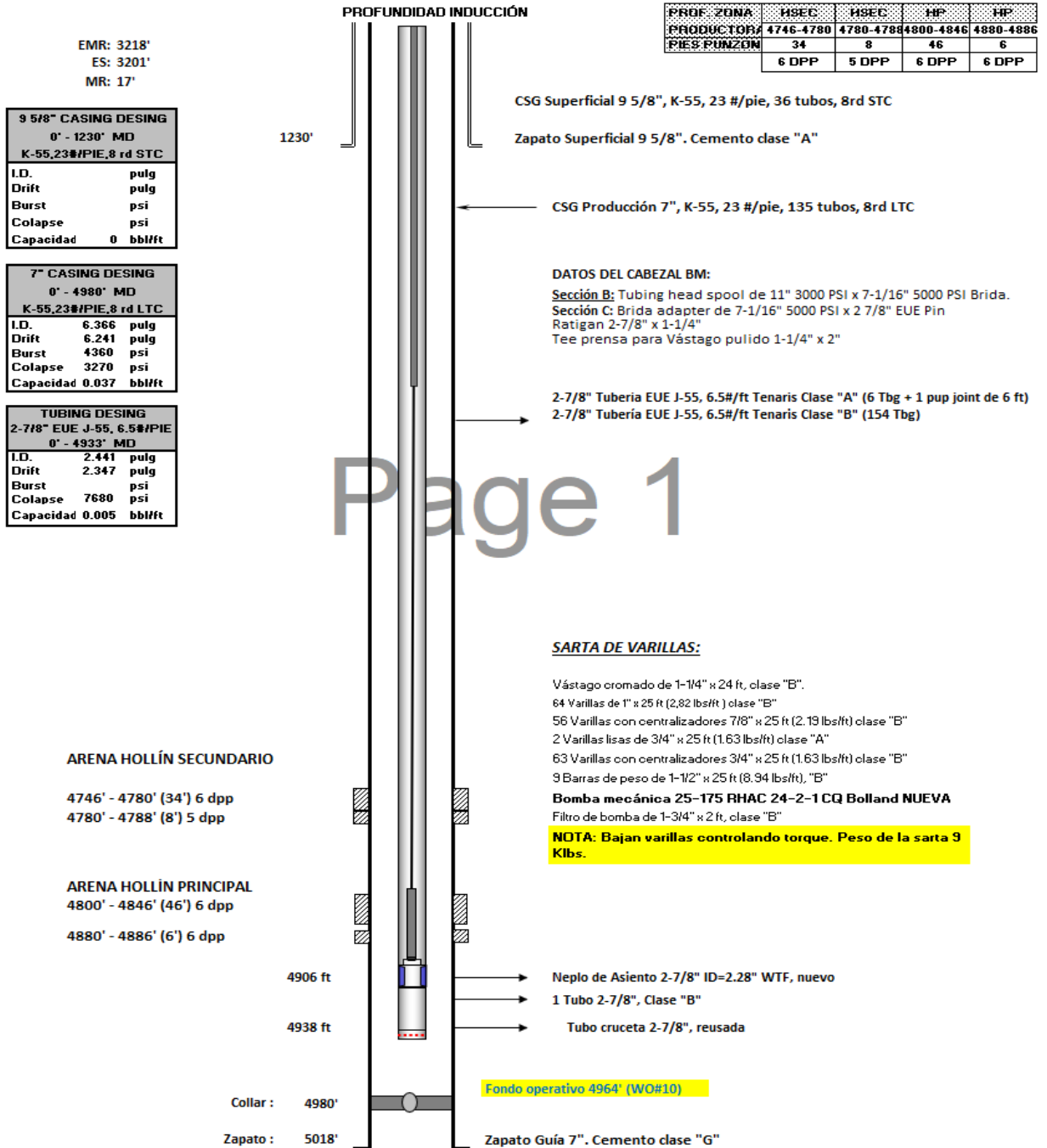


Diagrama mecánico, FIMCP-1002

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP-26

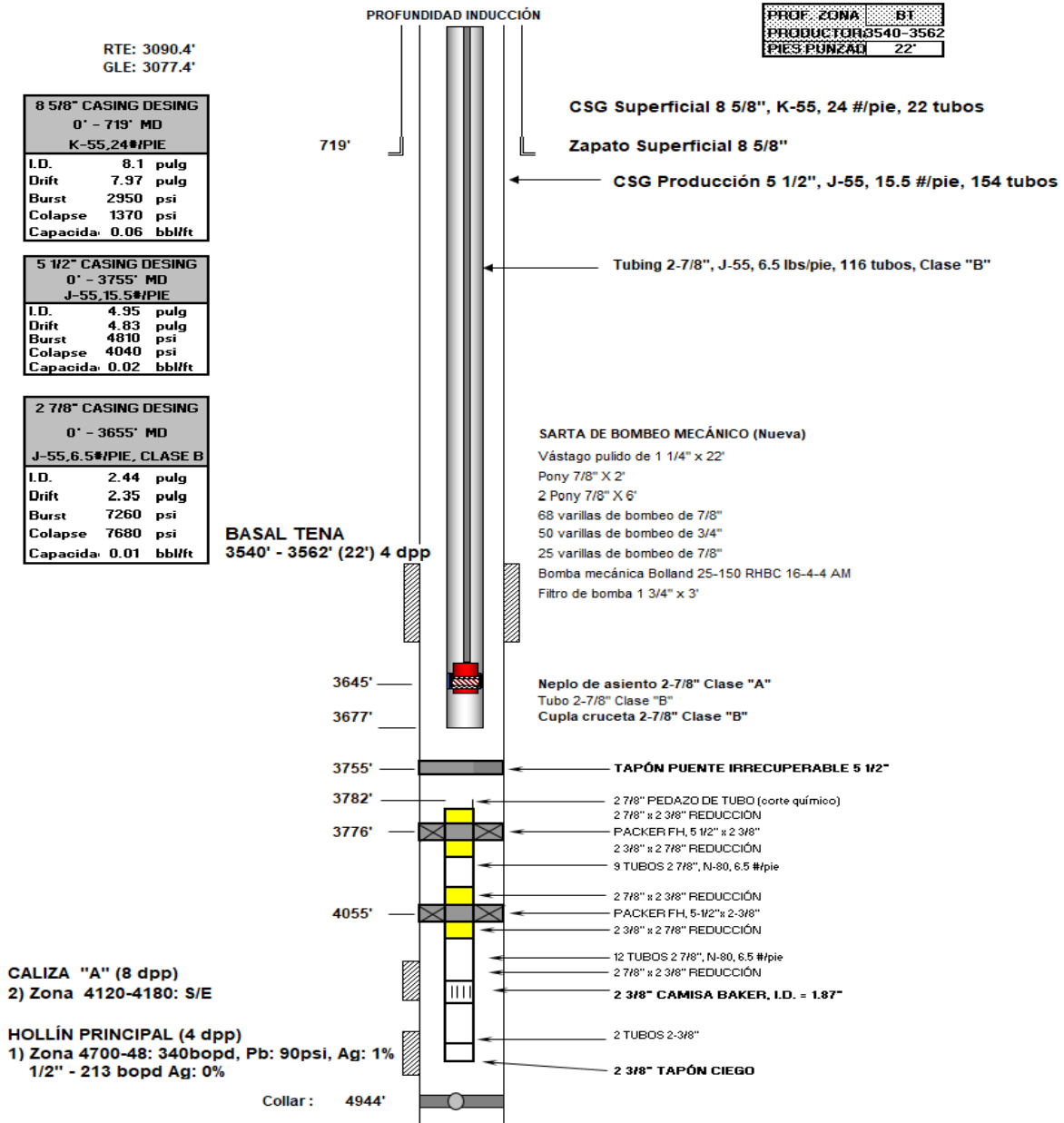


Diagrama mecánico, FIMCP-26

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP-1001

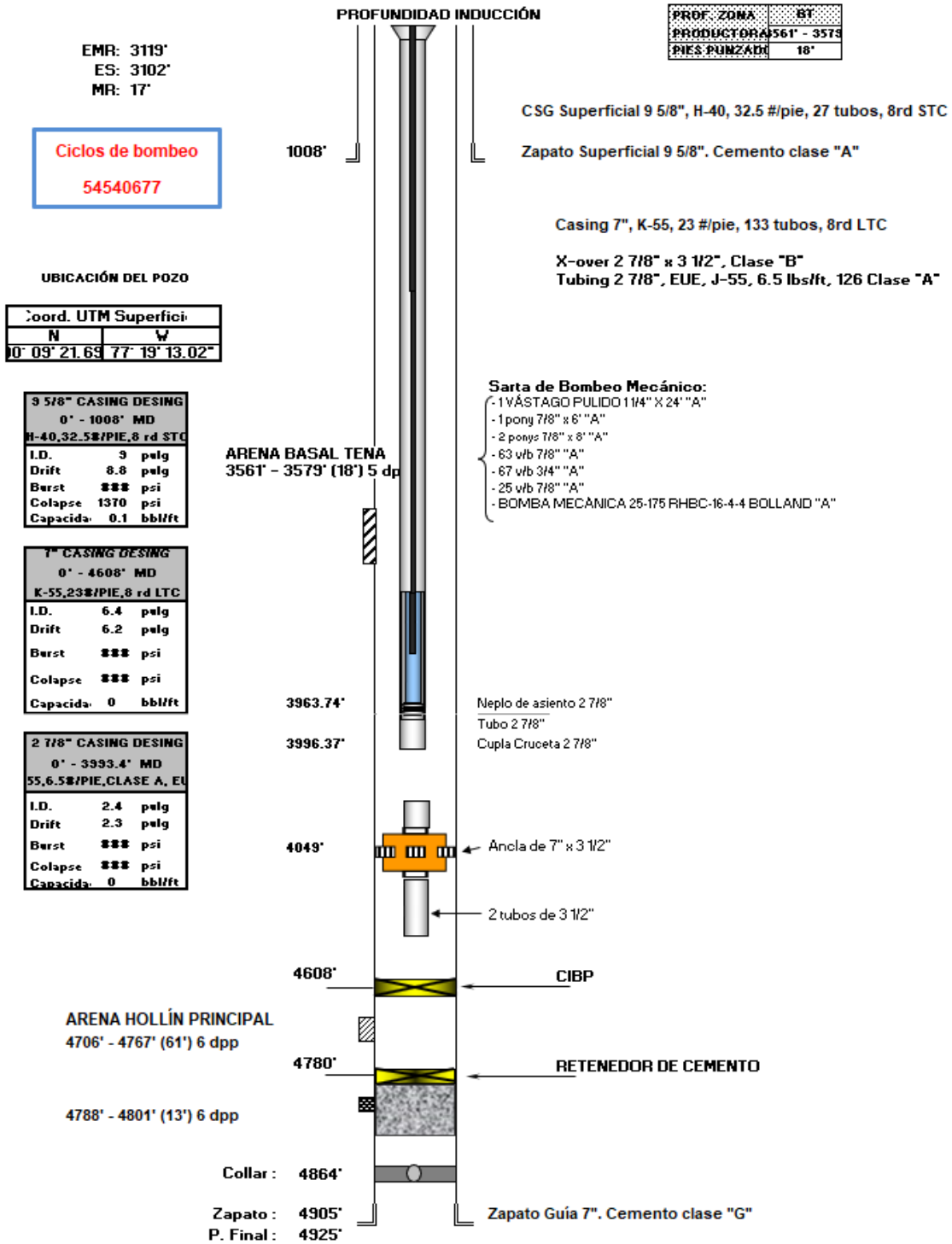
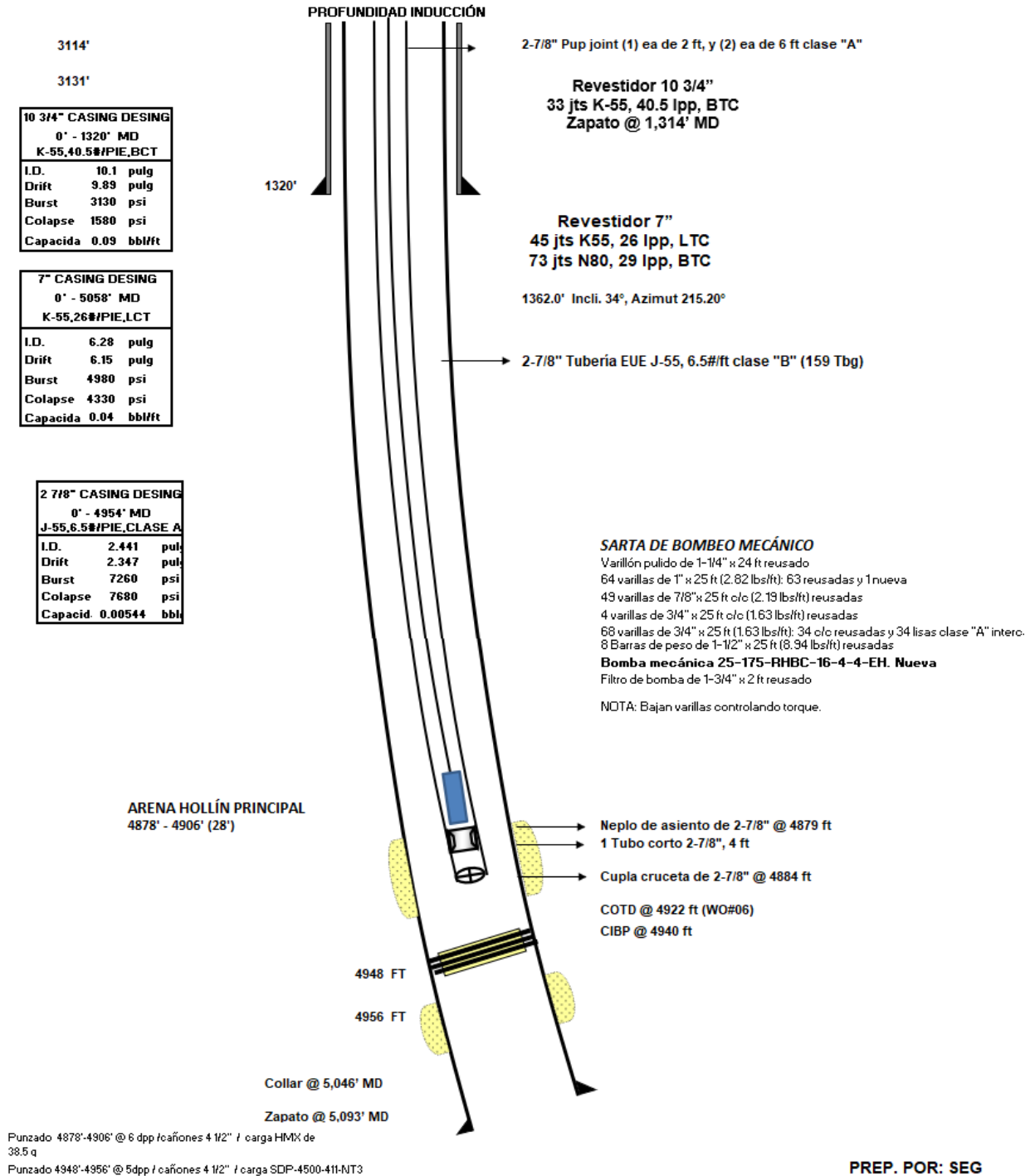


Diagrama mecánico, FIMCP-1001

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP-1014



PREP. POR: SEG

Diagrama mecánico, FIMCP-1014

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP-1010

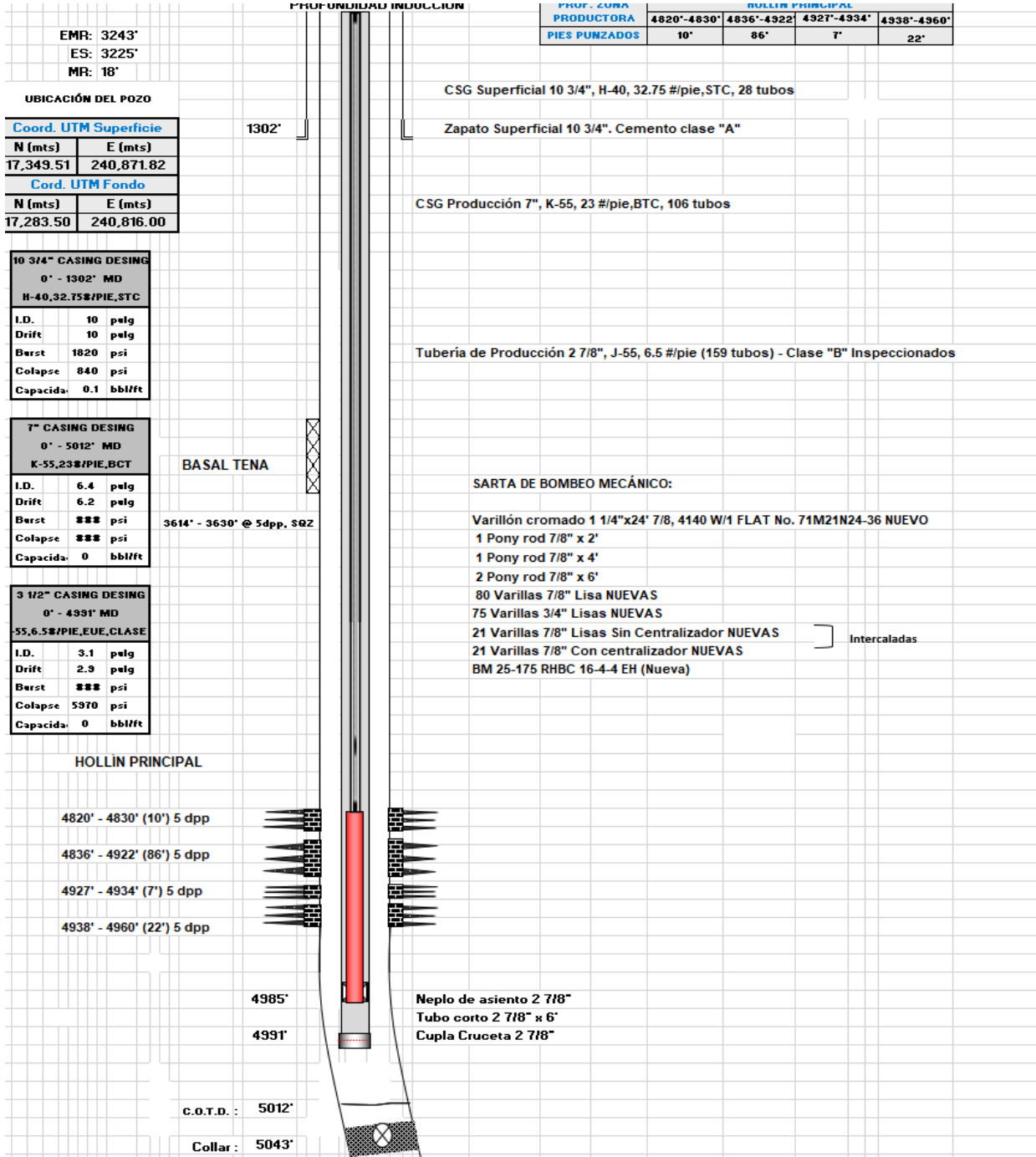


Diagrama mecánico, FIMCP-1010

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP-21

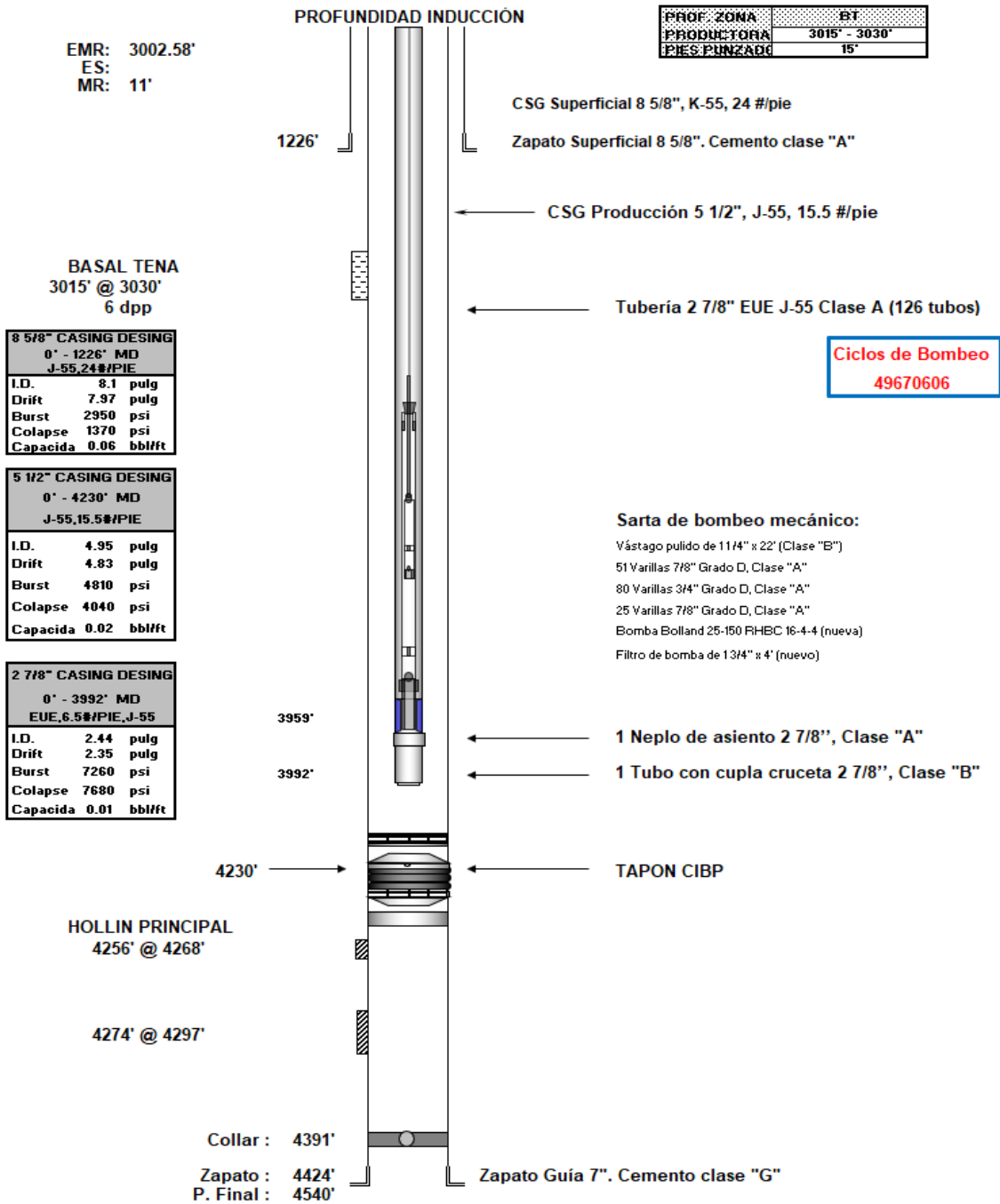


Diagrama mecánico, FIMCP-21

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FICT-03

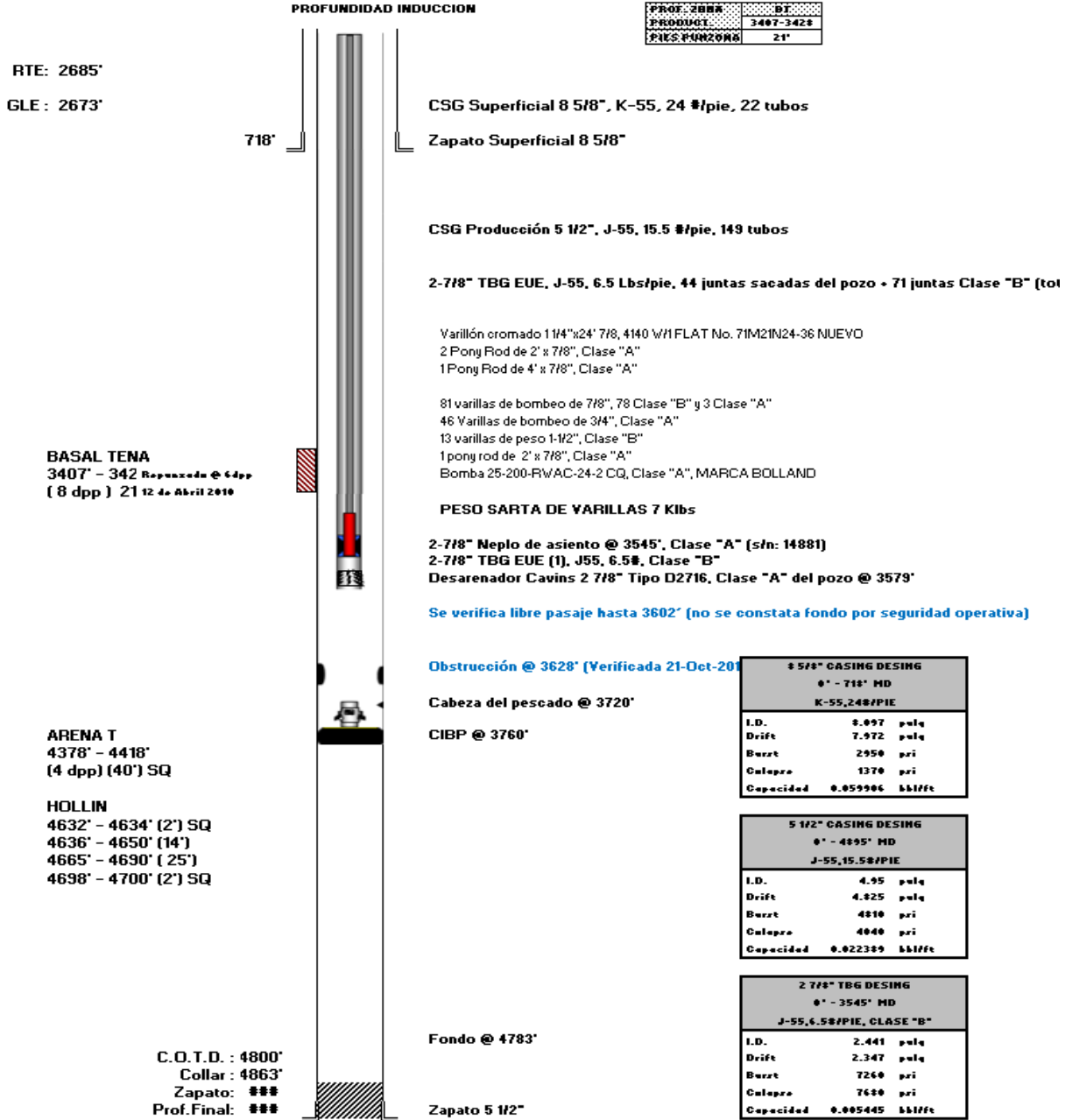


Diagrama mecánico, FICT-03

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FICT-08

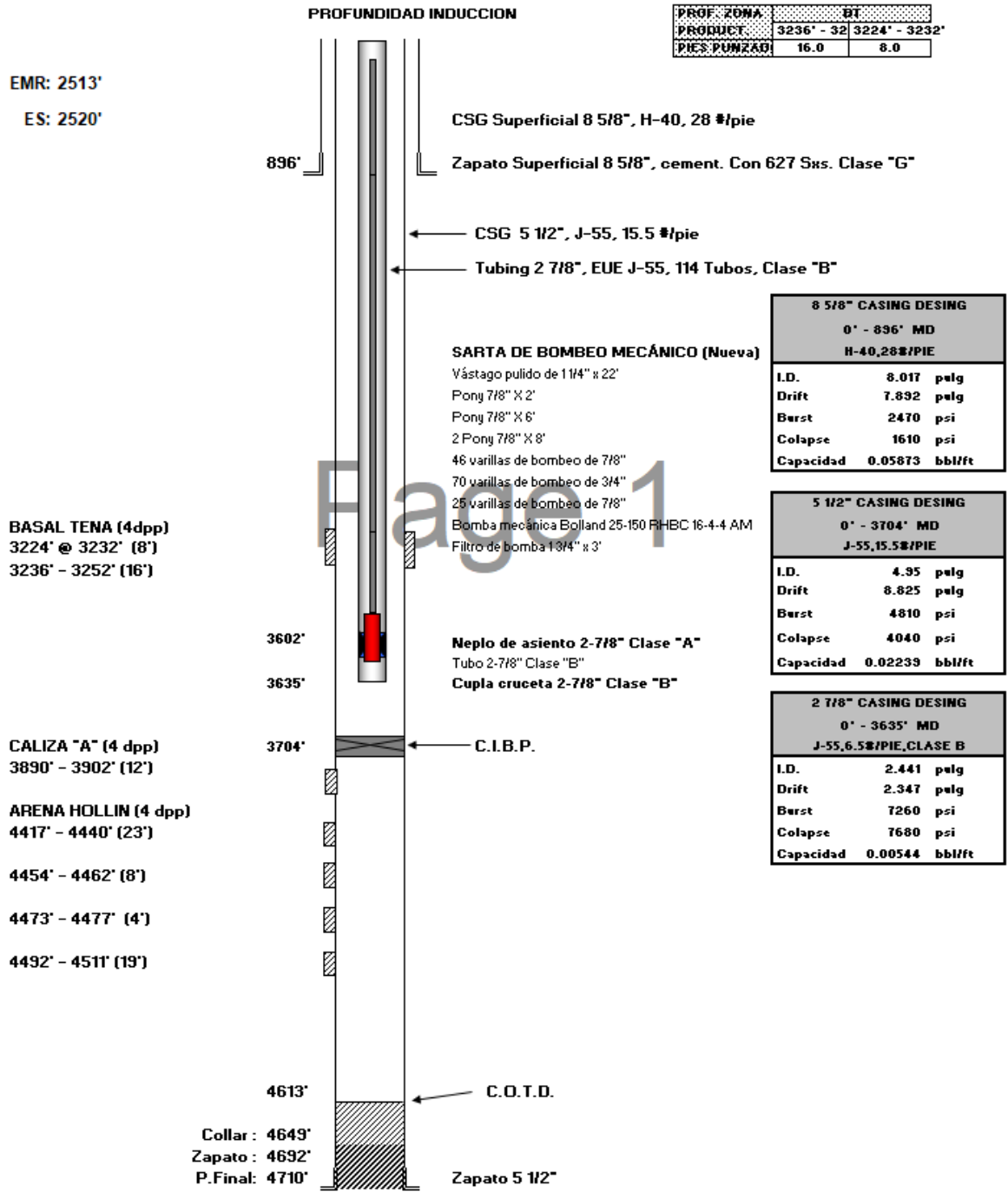


Diagrama mecánico, FICT-08

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIEC-01

EMR: 2854'
ES: 2836'

UBICACIÓN DEL POZO

Coord. UTM Superficie	
N (mts)	E (mts)
22206.02	238661.98

9 5/8" CASING DESING	
0' - 1242' MD	
H-40, 32.5#/PIE, STC	
I.D.	9 pulg
Drift	8.85 pulg
Burst	2270 psi
Colapso	1370 psi
Capacida	0.07 bbl/ft

5 1/2" CASING DESING	
0' - 3692' MD	
J-55, 15.5#/PIE	
I.D.	4.95 pulg
Drift	4.83 pulg
Burst	4810 psi
Colapso	4040 psi
Capacida	0.02 bbl/ft

2 7/8" CASING DESING	
0' - 3581' MD	
J-55, 6.5#/PIE	
I.D.	2.44 pulg
Drift	2.35 pulg
Burst	7260 psi
Colapso	7680 psi
Capacida	0.01 bbl/ft

PROFUNDIDAD INDUCCIÓN

PROF. ZONA	BASAL TENA
PRODUCT	3525' - 3547'
PIES FUJZ	22'

1242'

CSG Superficial 9 5/8", H-40, 32.3 lbs/pie, STC, 32 JTS.

Zapato Superficial @ 1242'

CSG Producción 5 1/2", J-55, 15.5 lbs/pie

Tubo corto 2 7/8" x 6', 6.5 lbs/pie, bajo el colgador

Tubing 2 7/8", J-55, 6.5 lbs/pie, 113 jts.

Page

Page 3

SARTA DE BOMBEO MECÁNICO NUEVA

Vástago pulido 1 1/4" x 24', Clase "B"

Pony rod de 4'

56 varillas 7/8"

64 varillas 3/4"

20 varillas 7/8"

Bomba Mecánica Holland 25-200 RWBC 24-4 AM

Filtro de bomba 1 3/4" x 3'

BASAL TENA

3525' - 3547'

5 dpp

Neplo de asiento @ 3573' CLASE "A"

1 Tubo 2 7/8" x 6'

Cupla Cruceta @ 3581'

Page

Page 4

C.O.T.D.
Zapato Guía

← 3600'

← 3660'

P.T.: 3692' MD

Diagrama mecánico, FIEC-01

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIEC-02

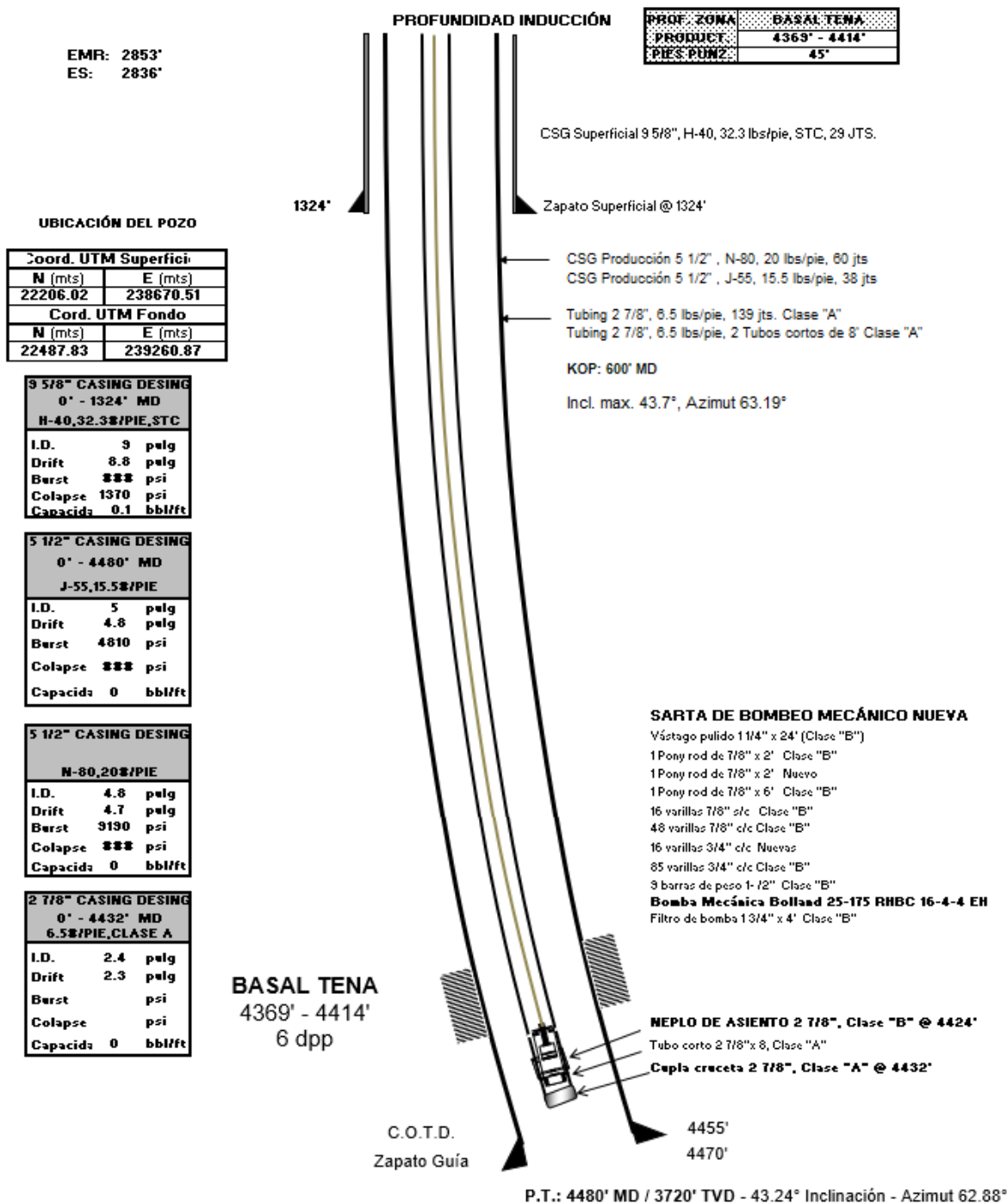


Diagrama mecánico, FIEC-02

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

ANEXO B: DATOS DE LOS POZOS INGRESADOS AL SOFTWARE

FIMCP-1002			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 5093	BWS(%)	58.6
	ID:6.276	GOR(scf/stb)	955.502
	Peso: 26 lb/ft	API	32.8
	Grado: k 55	T(F)	142
Tubing prod.	Longitud(ft): 4886	β_o(BY/BN)	1.19
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	400
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	1450
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	HP	Tipo	BM
Pr(psia)	1168.17	Fluido nominal(bbl/d)	480
T prom.(F)	142	Eficiencia(%)	59
Espesor(ft)	12	Diámetro varillas(in)	0.75
D. hoyo(in)	8.5	Frec. de operación(gpm)	8
k(mD)	370	Longitud carrera(in)	168
R. drenaje(ft)	1489.46	Diámetro pistón(in)	1.75
S	3.801	Profundidad(ft)	4906
pwh(psia)	105		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP- 26			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4978	BWS(%)	0
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	756.279
	Peso: 15.5 lb/ft	API	31.6
	Grado: J 55	T(F)	118
Tubing prod.	Longitud(ft): 3677	β_o(BY/BN)	1.2147
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	250
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	830
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3551	Fluido nominal(bbl/d)	180
Pr(psia)	1040	Eficiencia(%)	28.8
T prom.(F)	118	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	22	Frec. de operación(gpm)	8
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	86
k(mD)	199	Diámetro pistón(in)	1.5
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	4546
S	1.5		
pwh(psia)	60		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP- 1001			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4925	BWS(%)	0
	ID: 6.366	GOR(scf/stb)	233.08
	Peso: 23 lb/ft	API	29.8
	Grado: K 55	T(F)	125
Tubing prod.	Longitud(ft): 3996.37	β_o(BY/BN)	1.1021
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	200
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	830
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3570	Fluido nominal(bbl/d)	231
Pr(psia)	230	Eficiencia(%)	27.8
T prom.(F)	125	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	18	Frec. de operación(gpm)	4.5
D. hoyo(in)	8.5	Longitud carrera(in)	144
k(mD)	540	Diámetro pistón(in)	1.5
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3963.74
S	4		
pwh(psia)	70		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP- 1014			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 5093	BWS(%)	67
	ID: 6.28	GOR(scf/stb)	1931
	Peso: 26 lb/ft	API	31.7
	Grado: K 55	T(F)	125
Tubing prod.	Longitud(ft): 4884	β_o (BY/BN)	1.134
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	233
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	114
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	HP	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	4890	Fluido nominal(bbl/d)	580
Pr(psia)	1044.64	Eficiencia(%)	62.7
T prom.(F)	146	Diámetro varillas(in)	1
Espesor(ft)	28	Frec. de operación(gpm)	7
D. hoyo(in)	8.5	Longitud carrera(in)	168
k(mD)	290	Diámetro pistón(in)	1.5
R. drenaje(ft)	43400	Profundidad(ft)	4879
S	24.2		
pwh(psia)	150		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP- 1010			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 5115	BWS(%)	33.3
	ID: 6.366	GOR(scf/stb)	1290
	Peso: 23 lb/ft	API	33.3
	Grado: K 55	T(F)	136
Tubing prod.	Longitud(ft): 4991	β_o (BY/BN)	1.2828
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	401.66
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	1450
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	HP	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	4890	Fluido nominal(bbl/d)	268
Pr(psia)	1023.9	Eficiencia(%)	33.4
T prom.(F)	136	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	20	Frec. de operación(gpm)	7.5
D. hoyo(in)	8.5	Longitud carrera(in)	100
k(mD)	1237	Diámetro pistón(in)	1.75
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3963.74
S	22.8		
pwh(psia)	45		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIMCP- 21			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4550	BWS(%)	0
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	2429
	Peso: 15.5 lb/ft	API	31.8
	Grado: J 55	T(F)	136
Tubing prod.	Longitud(ft): 3992	βo(BY/BN)	1.2
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	401
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	830
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3022.5	Fluido nominal(bbl/d)	169
Pr(psia)	380	Eficiencia(%)	8.3
T prom.(F)	136	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	28	Frec. de operación(gpm)	7.5
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	86
k(mD)	203	Diámetro pistón(in)	1.5
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3959
S	-0.4		
pwh(psia)	1		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FICT-03			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4550	BWS(%)	84.5
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	969
	Peso: 15.5 lb/ft	API	33
	Grado: J 55	T(F)	126
Tubing prod.	Longitud(ft): 3992	βo(BY/BN)	1.162
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	401
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	987
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3022.5	Fluido nominal(bbl/d)	666
Pr(psia)	408	Eficiencia(%)	45.7
T prom.(F)	126	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	21	Frec. de operación(gpm)	7.5
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	168
k(mD)	81.55	Diámetro pistón(in)	2
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3959
S	-2.63		
pwh(psia)	150		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FICT-08			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4710	BWS(%)	60
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	955
	Peso: 15.5 lb/ft	API	29.4
	Grado: J 55	T(F)	136
Tubing prod.	Longitud(ft): 3635	β_o(BY/BN)	1.2
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	400
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	987
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3238	Fluido nominal(bbl/d)	321
Pr(psia)	428	Eficiencia(%)	36.2
T prom.(F)	136	Diámetro varillas(in)	1
Espesor(ft)	24	Frec. de operación(gpm)	8
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	86
k(mD)	271	Diámetro pistón(in)	2
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3602
S	6		
pwh(psia)	240		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIEC-01			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 3692	BWS(%)	0
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	690.647
	Peso: 15.5 lb/ft	API	30.7
	Grado: J 55	T(F)	122
Tubing prod.	Longitud(ft): 2581	β_o(BY/BN)	1.162
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	400
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	232
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	3536	Fluido nominal(bbl/d)	450
Pr(psia)	285	Eficiencia(%)	15.5
T prom.(F)	122	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	22	Frec. de operación(gpm)	7.5
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	168
k(mD)	263.3	Diámetro pistón(in)	1.75
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	3573
S	10.4		
pwh(psia)	150		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

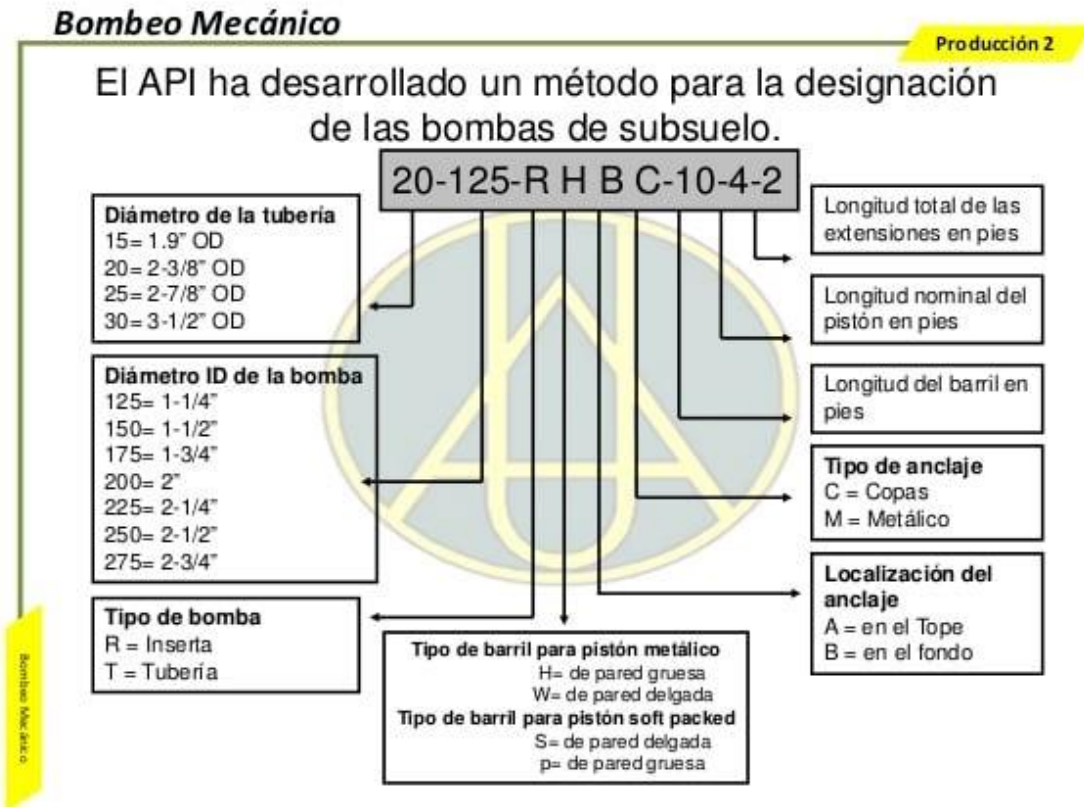
Fuente: Petroamazonas EP, 2021

FIEC-02			
Tubulars		Fluid Model: IPR	
Casing prod.	Longitud(ft): 4480	BWS(%)	0
	ID: 4.95	GOR(scf/stb)	202
	Peso: 15.5 lb/ft	API	28.3
	Grado: J 55	T(F)	122
Tubing prod.	Longitud(ft): 4432	β_o(BY/BN)	1.2
	ID: 2.441	Rsb(scf/stb)	232
	Peso: 6.5 lb/ft	Pb(psia)	232
	Grado: J 55		
Completions		Artificial Lift	
Reservorio	BT	Tipo	BM
Punzados prof. promedio(ft)	4391.5	Fluido nominal(bbl/d)	420
Pr(psia)	143	Eficiencia(%)	18.6
T prom.(F)	122	Diámetro varillas(in)	0.75
Espesor(ft)	45	Frec. de operación(gpm)	7
D. hoyo(in)	7	Longitud carrera(in)	168
k(mD)	250	Diámetro pistón(in)	1.75
R. drenaje(ft)	820	Profundidad(ft)	4424
S	1.7		
pwh(psia)	55		

Elaborado por: Robert Jiménez y Jonathan Reinoso

Fuente: Petroamazonas EP, 2021

ANEXO C: NOMENCLATURA DE UNA BOMBA MECÁNICA



Nomenclatura de una bomba mecánica

Fuente: slideshare.net, 2021