



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES
MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITO –
VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL
USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

JENNY CAROLINA CARVAJAL PANCHANA

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES
MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITA
– VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL
USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

JENNY CAROLINA CARVAJAL PANCHANA

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez
Hinestroza, PhD.
**DIRECTORA DE LA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca
Aguilar, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.
DOCENTE DE ÁREA

Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE GUÍA DE LA UIC

DEDICATORIA

A mi madre, Mónica Carolina Panchana Pacheco, por estar siempre para mí con sus consejos, con su apoyo incondicional, mis logros no dejan de ser suyos, también a mi padre, Byron Alexander Carvajal Zurita, por estar para mí cuando más lo necesite, por todo su esfuerzo para que nunca me faltara nada, a mi hermana, Cindy Antonella Carvajal Panchana, por contar con su ayuda y preocuparse por mí, mil gracias. A todos ustedes. Los amo.

A mi novio, Angel Stalin Correa Contreras, gracias por llenarme de felicidad, tú me motivas a ser cada vez mejor profesional, persona y novia. No tengo dudas que eres el hombre de mi vida. Te amo.

A mi abuelito Eduardo Eusebio (+) hoy a pesar de nuestra distancia física siento que estás a mi lado en todo momento, aunque nos faltaron momentos por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido especial para ti como lo es para mí. Te amo y te extraño mucho abuelito.

A mis abuelos paternos, Yenny del Carmen y Roberto Alfredo, porque sé que puedo siempre contar con ustedes, sus sabios consejos me han ayudado a ser una excelente hija, amiga y profesional, todo lo que hacen por mí me motiva siempre a continuar con más empeño. Los amo.

A mis abuelos maternos, Vicente Roberto (+) a pesar de que ya no estás conmigo te llevo siempre en mi corazón y Patricia Jacqueline, gracias por sus palabras me impulsaba a continuar con mi carrera profesional para llegar a la meta.

A mí familia, a mis compañeros y demás personas que estuvieron conmigo a lo largo de mi carrera, por brindarme su apoyo y su mano amiga.

Jenny Carolina



Guayaquil, 12 de Marzo de 2021

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-TUTOR FVCA-2021

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFFITA - VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™.", elaborado por el estudiante JENNY CAROLINA CARVAJAL PANCHANA, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 02% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

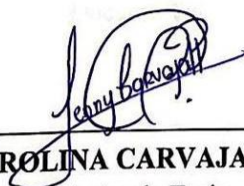
Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir
C.I.: 0704789502

DOCENTE TUTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **CARVAJAL PANCHANA JENNY CAROLINA**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITA – VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaracion cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondiente a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



JENNY CAROLINA CARVAJAL PANCHANA

Autor de Tesis

245075653-7

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de proyecto de titulación: **“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITA – VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™”**, desarrollada por la estudiante Srta. Jenny Carolina Carvajal Panchana estudiante de la materia de Titulación de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a obtención del Título de Ingeniería en Petróleo. Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
CI: 0704789502
Docente Tutor

AGRADECIMIENTOS

A Dios porque su bondad y su amor no tiene fin, me permite sonreír ante todos mis logros que son resultado de su ayuda. Este trabajo de titulación ha sido una gran bendición, esta meta cumplida es gracias a mi Padre Celestial.

A las autoridades de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, de manera especial a los Maestros de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería.

A mi tutor Ingeniero Fidel Chuchuca por la confianza y dedicación en este trabajo de titulación y sobre todo por su paciencia y compromiso.

De manera especial y sincera agradezco al Ingeniero Tarquino López por haberme dado su voto de confianza a lo largo de mi carrera, aprendí mucho de sus consejos, enseñanza y sabiduría.

Agradezco el compromiso del Ingeniero Horacio Soto porque bajo su dirección, se culminó este trabajo de titulación.

Agradezco a la Abogada Ana María Tapia por brindarme una mano ayuda cuando más la necesite a lo largo de mi carrera profesional.

Cada momento vivido durante estos 5 años de mi carrera universitaria, son simplemente únicos, los disfruté mucho, porque mis amigos siempre estuvieron para mí, y les agradezco ese apoyo incondicional de manera especial a: Jesús Monge, Josué Reyes, Manuel Menoscal, Galo Nivelá, Jhony Pozo, Harrison Pichina, Valeria Méndez, les deseo éxitos y muchas bendiciones en su vida personal y profesional, siempre los recordaré por ser parte fundamental de mis mejores recuerdos de la universidad, gracias por hacerme la vida más divertida.

A los que nunca dudaron que lograría este triunfo, millón gracias.

Senny Carolina

ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
DEDICATORIA.....	III
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	IV
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	V
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
RESUMEN.....	XIV
ABSTRACT.....	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
1. EL PROBLEMA	2
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 OBJETIVOS.....	4
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
1.5 HIPÓTESIS DEL TRABAJO	5
1.6 VARIABLES.....	5
1.6.1 VARIABLE INDEPENDIENTE	5
1.6.2 VARIABLE DEPENDIENTE	5
CAPÍTULO II.....	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA	6
2.1.1 Ubicación geográfica del Campo Guafita.....	6
2.1.2 Características Generales del Campo Guafita.....	7
2.1.3 Antecedentes del Campo Guafita	8
2.1.4 Descripción general del campo Guafita Sur.....	9

2.1.5	Descripción estratigráfica del campo Guafita Sur.....	9
2.2	SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	11
2.2.1	Introducción y elementos del sistema de producción.....	11
2.2.2	Perfil de presiones en los sistemas de producción	12
2.3	ANÁLISIS NODAL	14
2.3.1	Concepto análisis nodal	14
2.3.2	Componentes del análisis nodal	15
2.3.4	Condiciones de operación y puntos de análisis	16
2.3.5	Análisis de sensibilidades	18
2.4	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	19
2.4.1	Introducción	19
2.4.2	Tipos de índice de productividad	20
2.4.3	Rango de variación del índice de productividad	22
2.5	COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA O ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR).....	22
2.5.1	Introducción.....	22
2.5.2	Método de Vogel para el cálculo del índice de productividad	23
2.5.3	Factores que afectan el comportamiento de afluencia.....	25
2.6	DAÑO A LA FORMACIÓN.....	27
2.6.1	Definición del Daño a la Formación	27
2.6.2	Análisis Cuantitativo del Daño de Formación	28
2.6.3	Pseudodaño	30
2.7	ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA	31
2.7.1	Definición de la estimulación matricial No Reactiva.....	31
2.7.2	Diseño y planeación del fluido de tratamiento.....	32
2.8	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	33
2.8.1	Componentes del sistema BES.....	34
2.8.2	Curvas características de las Bombas Centrífugas	37
2.8.3	Rango de mayor eficiencia de la BES.	38
	CAPÍTULO III.....	39
3.	DISEÑO Y METODOLOGÍA	39
3.1	TIPO DE ESTUDIO	39
3.1.1	Método Sistemático.....	39
3.1.2	Método Analítico	39
3.1.3	Universo y Muestra.....	39

3.1.4	Método	39
3.1.5	Procesamiento de datos	40
3.1.5.1	WELLFLO™	41
CAPÍTULO IV		51
ANÁLISIS DE RESULTADOS		51
4.1 EFECTIVIDAD DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA... 51		
4.1.1	Curvas de oferta y demanda	57
4.1.2	Data petrofísica para la Correlación Ks vs Porosidad.....	60
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....		61
4.2.1	Indicadores financieros	61
4.2.2	Costos estimados para el estudio económico	64
4.2.3	Resultados del análisis de la declinación de la producción	65
4.2.4	Evaluación de la viabilidad económica	66
4.2.5	Indicadores de rentabilidad	69
CAPÍTULO V.....		71
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		71
5.1	CONCLUSIONES.....	71
5.2	RECOMENDACIONES.....	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		73
ANEXOS.....		76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Ubicación geográfica del Campo Guafita Venezuela.	6
Figura N° 2: Columna Estratigráfica del Campo Guafita Sur.	10
Figura N° 3: Elementos básicos del sistema de producción.	11
Figura N° 4: Elementos básicos del sistema de producción de un pozo.	12
Figura N° 5: Componentes de un sistema de producción.	13
Figura N° 6: Perfil de presiones de un sistema de producción.	14
Figura N° 7: Posición de los nodos de un sistema de producción.	16
Figura N° 8: Criterios para generar las curvas de comportamiento de afluencia..	17
Figura N° 9: Gráfico de presión en el nodo vs caudal.	18
Figura N° 10: Relación de performance de influjo típica (IPR).	23
Figura N° 11: Relación de performance de influjo típica (IPR).	24
Figura N° 12: Observaciones para la precisión del comportamiento de afluencia	25
Figura N° 13: Factores que afectan el comportamiento de la afluencia.	26
Figura N° 14: Representación del daño de formación.	27
Figura N° 15: Fluidos utilizados en la estimulación matricial no reactiva.	31
Figura N° 16: Configuración del sistema electrosumergible.	34
Figura N° 17: Curvas características de una BES.	37
Figura N° 18: Parámetros para la construcción del modelo de pozo.	40
Figura N° 19: Interfase Wellflo™, pantalla de inicio.	41
Figura N° 20: Interfase Wellflo™, Data General.	42
Figura N° 21: Interfase Wellflo™, Pozo y tipo de fluido.	43
Figura N° 22: Interfase Wellflo™, Correlaciones de Flujo Multifásico.	44
Figura N° 23: Interfase Wellflo™, Profundidad de Referencia.	44
Figura N° 24: Interfase Wellflo™, Parámetros del fluido.	45
Figura N° 25: Interfase Wellflo™, yacimiento.	46
Figura N° 26: Interfase Wellflo™, Pozo - Desviación.	46
Figura N° 27: Interfase Wellflo™, Pozo (Equipamiento).	47
Figura N° 28: Interfase Wellflo™, Equipamiento de superficie.	48
Figura N° 29: Interfase Wellflo™, Modelo de temperatura.	48
Figura N° 30: Interfase Wellflo™, bomba electrosumergible.	49

Figura N° 31: Interfase Wellflo™, análisis.	50
Figura N° 32: Informe de análisis de Wellflo™	50
Figura N° 33: Análisis de sensibilidad de un pozo.	53
Figura N° 34: Curvas de oferta y demanda Pozo JC-A1.	57
Figura N° 35: Curvas de oferta y demanda Pozo JC-A2.	58
Figura N° 36: Curvas de oferta y demanda pozo JC-A3.....	59
Figura N° 37: Data petrofísica para el establecimiento de la Correlación Ks vs Porosidad.....	60
Figura N° 38: Sensibilidad en la permeabilidad para obtener la declinación de la producción en un 3%.....	65

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Características generales del Campo Guafita.	7
Tabla N° 2: Características principales del campo Guafita Sur.	9
Tabla N° 3: Descripción estratigráfica del campo Guafita.	9
Tabla N° 4: Componentes para la evaluación del sistema de producción.	15
Tabla N° 5: Valores indicativos de índice de productividad de un pozo.	22
Tabla N° 6: Valores de daño que se producen en un pozo.	29
Tabla N°7: Planteamiento de diseño del fluido de tratamiento para la estimulación.	32
Tabla N° 8: Parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial.	33
Tabla N° 9: Descripción y componentes de superficie de BES.	35
Tabla N° 10: Descripción de los componentes de fondo del sistema BES.	36
Tabla N° 11: Tipos de curvas y rango de operación.	38
Tabla N° 12: Información detallada del pozo.	42
Tabla N° 13: Data de los pozos antes y después de la estimulación.	51
Tabla N° 14: Parámetros para el cálculo del análisis técnico de los pozos.	52
Tabla N° 15: Resultado de la evaluación de la eficiencia de la estimulación.	52
Tabla N° 16: Sensibilidad, daño en la permeabilidad.	54
Tabla N° 17: Sensibilidad 2, daño en la permeabilidad.	55
Tabla N° 18: Sensibilidad 3, daño en la permeabilidad.	56
Tabla N° 19: Descripción básica de TIR y VAN.	62
Tabla N° 20: Descripción básica de RCB y PRI.	63
Tabla N° 21: Costos estimados de servicios operacionales.	64
Tabla N° 22: Declinación mensual de la producción de los pozos de estudio.	66
Tabla N° 23: Producción mensual pozo JC-A1.	67
Tabla N° 24: Producción mensual pozo JC-A2.	68
Tabla N° 25: Producción mensual pozo JC-A3.	69
Tabla N° 26: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A1.	70
Tabla N° 27: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A3.	70
Tabla N° 28: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A2.	70

**“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE ESTIMULACIONES
MATRICIALES NO REACTIVAS EN POZOS DEL CAMPO GUAFITA –
VENEZUELA MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL
USANDO EL SOFTWARE WELLFLO™”**

Autora: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Tutor: Ing. Chuchuca Aguilar Fidel V., MSc.

RESUMEN

El propósito de este trabajo de investigación es llevar a cabo la recopilación de toda la información básica necesaria para evaluar la eficiencia de las estimulaciones matriciales no reactivas en pozos del Campo Guafita, se ha realizado este procedimiento con el propósito de obtener una buena toma de decisiones a la hora de realizar una estimulación matricial no reactiva en pozos vecinos del Campo Guafita, reduciendo tiempo y dinero invertidos, con lo que se lograría una producción y recuperación de petróleo más eficiente y optimizada.

Para la realización de este proyecto se utilizó la información del Campo Guafita. Se presentan las generalidades y aspectos relevantes del campo, como historia y evolución, arenas productoras y propiedades importantes para desarrollar la evaluación de la eficiencia de la estimulación.

Con la base de datos de los pozos de estudio se utiliza la técnica de análisis nodal, aplicando el software Wellflo™ para crear el modelo de pozo, es una reproducción en el simulador del pozo real que se encuentra en campo. Con el uso del simulador se caracteriza la zona adyacente al pozo, es decir que si el pozo tiene un daño de ser posible corregirlo, obtener valores de la nueva tasa de producción; en el software se simula la reducción del daño, se tiene la nueva tasa de producción la misma tasa permite hacer una comparación de tasas de petróleo antes de la estimulación y post estimulación, es decir cuantificar el diferencial de petróleo, si se reduce el daño producto de una estimulación matricial no reactiva, esta información es valiosa para evaluar la eficiencia de la estimulación en los pozos de estudio.

Luego de realizar la simulación de la situación actual, validar y verificar que el modelo se comporta como la realidad, se procede a realizar la evaluación de alternativas. Finalmente se presentan los análisis de resultado de la eficiencia de las estimulaciones matriciales no reactivas en los pozos del Campo Guafita. Los resultados obtenidos son muy alentadores ya que se logran reducciones importantes.

Palabras claves: Análisis Nodal, Estimulación matricial, Campo Guafita, Simulador WellFlo™.

**“EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF NON-REACTIVE MATRIX
STIMULATIONS IN WELLS OF GUAFITA FIELD - VENEZUELA
USING THE NODAL ANALYSIS TECHNIQUE USING THE
WELLFLO™ SOFTWARE”**

Author: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Tutor: Eng. Chuchuca Aguilar Fidel V., MSc.

ABSTRACT

The purpose of this research work is to carry out the compilation of all the basic information necessary to evaluate the efficiency of non-reactive matrix stimulations in wells in the Guafita Field.

This procedure has been carried out with the purpose of obtaining good decision-making when performing a non-reactive matrix stimulation in neighboring wells of the Guafita Field, reducing time and money, there by achieving more efficient oil production and recovery and optimized. To carry out this project, the information from the Guafita Field. The generalities and relevant aspects of the field are presented, such as history and evolution, producing sands and important properties to develop the evaluation of the stimulation efficiency.

With the database of the study wells, the nodal analysis technique is used, applying Wellflo™ software to create the well model, it is a simulator reproduction of the real well that is in the field using the simulator, the area adjacent to the well is characterized, that is, if the well has damage, if it is possible to correct it, obtain values of the new production rate, in the software the damage reduction is simulated, the new rate is obtained of production the same rate allows a comparison of oil rates before stimulation and post stimulation, that is, to quantify the oil differential, if the damage product of a non-reactive matrix stimulation is reduced, this information is valuable to evaluate the efficiency of stimulation in the study Wells

After carrying out the simulation of the current situation, validating and verifying that the model behaves like reality, we proceed to carry out the evaluation of alternatives. Finally, the analysis of the results of the efficiency of the non-reactive matrix stimulations in the wells of Campo Guafita are presented. The results obtained are very encouraging as significant reductions are achieved.

Keywords: Nodal Analysis, Matrix Stimulation, Guafita Field, WellFlo™ Simulator

INTRODUCCIÓN

Es importante el estudio de nuevas herramientas que permitan incrementar la producción de petróleo y así prevenir daños que a lo largo de la vida del pozo se presentan ocasionando pérdidas, obteniendo de esta manera una recuperación de petróleo más idónea.

Este estudio está enfocado al Campo Guafita. Inicialmente estos yacimientos tenían una producción por flujo natural de 4000 BPPD, con el tiempo empiezan a surgir los problemas por arenamiento y producción de agua, a los mismos se les han realizado trabajos de estimulación matricial para reestablecer la permeabilidad de la zona adyacente al pozo; luego se requiere una investigación para saber la eficiencia de la estimulación realizada es decir la mejora porcentual de permeabilidad.

Por medio de la técnica de análisis nodal y del software Wellflo™ se evalúa de forma integral la problemática y con los resultados finales minimizar costos y se elevará la productividad.

Este trabajo de investigación se ha estructurado en cinco capítulos:

El Capítulo I, contiene el problema de la investigación con su correspondiente planteamiento, justificación, establecimiento del objetivo general y específico, identificando la hipótesis para determinar las variables y finalmente la metodología de trabajo.

El Capítulo II, describe de manera general del Campo Guafita, menciona los sistemas de producción, análisis nodal, índice de productividad, comportamiento de afluencia aplicando el método de Vogel, daño a la formación y por último una breve explicación del sistema de producción que más se utiliza en el campo, el bombeo electrosumergible.

El Capítulo III, presenta la metodología en base a los objetivos planteados como: recolección de datos para construcción de pozos, configuración mecánica, survey, entre otros datos importantes, con esto se genera una base de datos confiable la cual se ingresa en el software Wellflo™ para garantizar los resultados finales del estudio de la evaluación.

El Capítulo IV, especifica los resultados de la simulación tanto en gráficos como en tablas, a su vez el análisis económico del proyecto.

El Capítulo V, detalla las conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

La estimulación de pozos petroleros se considera una práctica estándar, en la actualidad a la mayoría de los pozos productores o inyectores se han aplicado la técnica de estimulación; debido a que ayuda a incrementar de forma considerable, el porcentaje de reservas de hidrocarburos (Islas, 1991).

A través de los años la tecnología asociada con la estimulación de yacimientos ha evolucionado, desarrollando métodos y herramientas que junto al uso del simulador se ha logrado que se imite en tiempo real lo que sucede en campo; y así evaluar problemas relacionados a las estimulaciones antes y después de su realización con excelentes resultados, que serán considerados a futuro.

El primer pozo descubierto en el Campo Guafita completado por flujo natural fue el GF-1X, el cual producía 2000 barriles netos de petróleo por día de 29,8° API. Originalmente los yacimientos del Campo Guafita producían por flujo natural, no obstante, dos años después de iniciar la explotación se implementó como proceso suplementario de producción el bombeo electrosumergible en todas las arenas productoras y en menor escala el bombeo mecánico (Herrera & del Valle, 2008).

En 1986 comenzó la producción del Campo Guafita, instalándose las facilidades y equipos de producción, como oleoductos y bombas centrífugas en la mayoría de los pozos. Hasta el año 1997 se habían perforado 82 pozos en el Campo Guafita, 42 activos en el Bloque Norte y 40 en el Bloque Sur.

Los pozos del Campo Guafita presentan problemas en la permeabilidad del pozo, ocasionados en las diferentes etapas de vida del pozo, para lo cual se le realizaron trabajos de estimulación restaurando de forma porcentual la permeabilidad de la zona adyacente al pozo.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Estudios realizados para mejorar la producción a través de análisis nodal a los pozos del Campo Guafita, indicaron que existían daños en la permeabilidad que se dieron en el proceso de perforación, completación o producción de pozo; para lo cual fue necesario realizar una estimulación matricial no reactiva en los pozos del Campo Guafita para restaurar la permeabilidad de la zona adyacente al pozo.

Si no hay base de datos de información estadística de la permeabilidad en la zona dañada del pozo, surgirán inconvenientes cuando se genere una curva del comportamiento del pozo (IPR) con datos petrofísicos y se va a tener incertidumbre de la permeabilidad. Por lo tanto, si se considera una permeabilidad igual a la de la formación se obtendrá una sobreestimación del comportamiento de afluencia, y si se considera una permeabilidad muy baja, existirá sobredimensionamiento de la bomba y sus características.

Empleando la técnica de análisis nodal y utilizando el software WellfloTM, se establecerá la permeabilidad en la zona dañada en las adyacencias del pozo y con este resultado se realizará un análisis técnico - económico para evaluar el porcentaje de recuperación de la permeabilidad en los pozos del Campo Guafita.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El presente estudio se ejecutará para determinar la permeabilidad en la zona dañada en las adyacencias del pozo, con la aplicación de la técnica de análisis nodal junto al simulador de flujo multifásico Wellflo™, con el cual se obtendrá el porcentaje de recuperación de la permeabilidad en los pozos del Campo Guafita.

Establecer el daño y su magnitud, por medio de pruebas de restauración de presión; de un conocimiento mineralógico de la formación por intermedio de análisis nodal es un factor fundamental para escoger y diseñar el tratamiento de un pozo (Larrea, Diego, & Miranda, 2011).

Aplicando análisis nodal se reconocen las probables razones asociadas al bajo aporte de producción de los pozos, tales como manejo incorrecto de operaciones como del sistema de levantamiento artificial, diseños inadecuados de equipo BES, daño matricial de las formaciones y problemas mecánicos en las completaciones (Cordero, 2013).

El análisis de la eficiencia del rendimiento de los pozos de petróleo empleando una metodología que se basa en, el análisis específico del sistema de producción de los pozos, aplicando análisis nodal para encontrar las limitaciones a nivel del yacimiento y del pozo (Guato, 2018).

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

- ✓ Evaluar la eficiencia de estimulaciones matriciales no reactivas en pozos del Campo Guafita – Venezuela aplicando la técnica de análisis nodal y haciendo uso del simulador de flujo multifásico Wellflo™.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Recolectar datos del campo necesarios para la realización del modelo.
- ✓ Filtrar los datos para utilizar los más confiables para la construcción de los modelos de pozos.
- ✓ Caracterizar la zona adyacente al pozo previo a la estimulación.
- ✓ Determinar el valor del daño post estimulación.
- ✓ Evaluar técnicamente y económicamente la implementación de la estimulación matricial no reactiva.

1.5 HIPÓTESIS DEL TRABAJO

El análisis nodal utilizando el software Wellflo™ permite realizar la evaluación de los trabajos de estimulación matricial no reactiva en el Campo Guafita.

1.6 VARIABLES

1.6.1 VARIABLE INDEPENDIENTE

- ✓ Estimulación matricial no reactiva.

1.6.2 VARIABLE DEPENDIENTE

- ✓ Tasa de producción del pozo.
- ✓ Presión de fondo fluyente.
- ✓ Comportamiento de producción.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITA

2.1.1 Ubicación geográfica del Campo Guafita

El Campo Guafita se encuentra en la subcuenca de Apure, en la ribera norte del río Arauca, a 45 km. al Suroeste de la población de Guasdualito en el suroeste de Venezuela. Las coordenadas en las que se encuentra ubicado el Campo Guafita son: N:772000 – 776000; E: 271000 – 278000 (Carreño & Zarate, 2014).

En 1984 se descubrió el Campo Guafita y en 1986 fue concedido a la compañía CORPOVEN S.A., el campo tiene un área de explotación de 24.363 hectáreas, ubicado en el municipio el Amparo del Distrito Páez del Estado Apure, al este 40 km. del Campo Victoria y al norte 25 km. del Campo Caño Limón en Colombia (Soto, 2015).

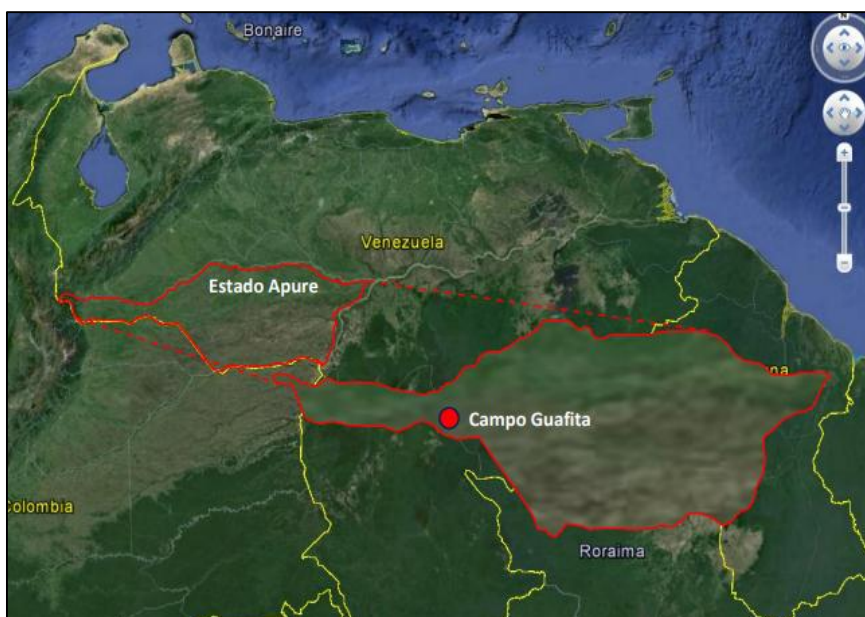


Figura N° 1: Ubicación geográfica del Campo Guafita Venezuela.

Fuente: (Soto, 2015)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.1.2 Características Generales del Campo Guafita

Inicialmente estos yacimientos producían por flujo natural alcanzándose tasas de 4000 BPPD, conforme avanzó la explotación se iniciaron los problemas de arenamiento y producción de agua, con el tiempo se han corregido con técnicas como mejoramiento en la cementación y empaque de grava (Soto, 2015).

Las arenas productoras del área Guafita Sur son: G-8 y G-10 arenas bastante limpias, por procesos diagenéticos las arenas G7-3/4 y G-9 sufrieron cambios en la porosidad. Estas arenas están compuestas por areniscas y lutitas divididas en varias litologías (Hurtado, Delgado, Zonia, & Escalante, 2008).

Los yacimientos de esta zona tienen características volumétricas, subsaturadas con acuífero, la distribución de los fluidos no se considera compleja en los estudios realizados, no existe una variación de la composición del crudo con profundidad según los PVT disponibles (Carreño & Zarate, 2014).

Tabla N° 1: Características generales del Campo Guafita.

PARÁMETROS	CARACTERÍSTICAS
Profundidad de interés	7200 ft. – 7500 ft.
Formación de rocas	Clásticas
Edad	Oligoceno (Terciario)
Gravedad API	29° API – crudo mediano
Yacimiento	Subsaturado
Mecanismo	Producción hidráulica con acuífero activo
Porosidad (ϕ)	27 – 30%
Permeabilidad (k)	3 a 7 Darcy

Fuente: (Díaz, Herrera, Odreman, & Aquino, 2007)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.1.3 Antecedentes del Campo Guafita

En el año 1984 empezaron las primeras perforaciones en el Campo Guafita con el pozo GF-1X en el bloque norte, produciendo 2000 BPPD de crudo intermedio. La empresa Occidental de Colombia ejecuta trabajos de explotación, debido al descubrimiento de crudo liviano en el Campo La Yuca – Caño Limón (Arteaga, 2009).

En el bloque norte del Campo Guafita, se perforaron cuatro pozos exploratorios con el fin de obtener la mayor cantidad de información, los trabajos fueron ejecutados por la compañía CORPOVEN S.A. En consecuencia, detectaron presencia de hidrocarburos, exactamente del lado levantado de la falla Guafita – Caño Limón, siempre y cuando se atravesase una columna petrolífera de 40 ft. de espesor. En el bloque Sur se perforó el pozo GF-5X, penetrando una columna de petróleo mayor que la columna descubierta en el norte y similar a la de los pozos colombianos de aproximadamente 150 ft. (Soto, 2015).

Posteriormente en el año 1968, se dispone de oleoductos, al mismo tiempo la colocación de bombas centrífugas a una gran parte de los pozos. En el bloque Sur se perforaron 92 pozos en el mes de abril de 1997 con 40 pozos activos. El área tiene un acuífero altamente productivo que contiene agua de baja salinidad, se nutre de los afloramientos ubicados en los andes venezolanos, es aquel que se encarga de darle el empuje hidráulico a los yacimientos (Arteaga, 2009).

Otras de las características de estos yacimientos petrolíferos es que tienen baja relación gas – petróleo (Soto, 2015).

2.1.4 Descripción general del campo Guafita Sur

Tabla N° 2: Características principales del campo Guafita Sur.

PARÁMETRO	CARACTERÍSTICA
Yacimientos	G7-2, G7-3/4, G-8, G9-1/2, G-10, Q-1, Q-2, Q-3
Área	10 km ²
Porosidad (Ø)	28%
Permeabilidad (k)	1500 md – 3500 md
Gravedad (API)	27° a 30° crudo mediano
Método de producción	Bombeo Electrosumergible

Fuente: (Soto, 2015)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.1.5 Descripción estratigráfica del campo Guafita Sur

La estratigrafía de los pozos del área contiene sedimentos de la unidad geocronológica Oligoceno – Mioceno de la Formación Guafita, que se localizan sobre los sedimentos de la Unidad geocronológica del Cretáceo del Miembro Quevedo de la Formación Navay (Osuna, 1990).

Tabla N° 3: Descripción estratigráfica del campo Guafita.

YACIMIENTO – ARENAS PRODUCTORAS	
Yacimientos del campo	G-7, G-8, G-9 y G-10
Guafita Norte	Zona de interés: G-9, G-10
Guafita Sur	Arenas productoras: G-7, G-9
	Subunidades (unidades – yacimiento): G-7-2, G-7-3, G-8, G-9-1/2, G-9-3/4, G-10
Miembro Quevedo	Arenas productoras: Q-2, Q-3, Q-3B y Q-5

Fuente: (Osuna, 1990)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO		ESPESOR [ft]	OBSERVACIÓN	
PLEISTOCENO	RÍO YUCA Y PARÁNGULA			±5800'	ARCILLAS MOTEADAS INTERCALADAS CON ARENISCAS Y CONGLOMERADOS	
PLIOCENO						
MIOCENO	G U A F I T A	G U A R D U L I O			±800'	LUTITAS CON INTERCALACION ES DE ARENISCAS DE MARRÓN CLARO ARENAS LENTICULARES INTERCALADAS CON LUTITAS DE ESPESOR
			G7	G7-2	135' – 320'	
				G7-3/4		
			L.LIGNÍTICA			
OLIGOCENO		A R A U C A	G-8		60' – 120'	
			L.GUAFITA		10' – 20'	
			G9	G9-1/2	30' – 45'	
				G9-3/4		
G-10		115' – 300'				
EOCENO						
PALEOCENO						
CRETÁCEO	N A V A Y	Q U E V E D O	Q1	50' – 250'	ARENISCAS DE GRANO MEDIO COLOR CLARO, PETROLÍFERA	
			Q2			
			Q3			
			Q4			
			LA MORITA			50' – 90'
ESCANDALOSA		200' – 450'	CALIZAS FINAS ARENISCAS MASIVAS			
AGUARDIENTE		685' – 935'	ARENISCAS MASIVAS INTERCALADAS CON			
PRE- CRETÁCEO	METAMÓRFICAS		±50'		ESQUISTOS GRISES SERICÍFICOS CON INCLUSIONES DE CUARZO	

Figura N° 2: Columna Estratigráfica del Campo Guafita Sur.

Fuente: (Arteaga, 2009)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.2 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

2.2.1 Introducción y elementos del sistema de producción

Es importante comprender el principio del flujo de fluidos a través del sistema de producción para estimar el desempeño de los pozos y optimizar la productividad. El sistema de producción es aquel que transporta los fluidos del yacimiento hasta la superficie, separando el petróleo, gas y agua. Por consiguiente, al petróleo y gas se le aplican tratamientos especiales, luego son mejorados y finalmente comercializados. Algo semejante ocurre con el caudal de agua producida, para más adelante usarla en reinyección de pozos (Mach, Proano, & Brown, 1979).

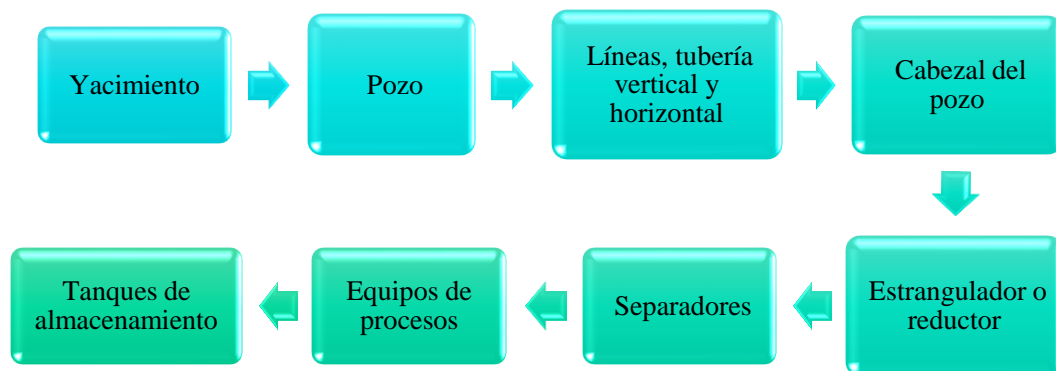


Figura N° 3: Elementos básicos del sistema de producción.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

El yacimiento es la fuente de fluidos para el sistema de producción, además es el medio poroso y permeable en el que se almacenan los fluidos, adicionalmente proporciona la energía para el sistema de producción.

Está compuesto por el pozo perforado, cementado y revestido. El pozo revestido está formado por la tubería y el equipo de producción subsuperficial asociado. La tubería de producción sirve como conducto principal para el flujo de fluidos desde el yacimiento a la superficie, cabe destacar que los fluidos también pueden transportarse a través de la tubería de revestimiento o espacio anular del pozo (Mach, Proano, & Brown, 1979).

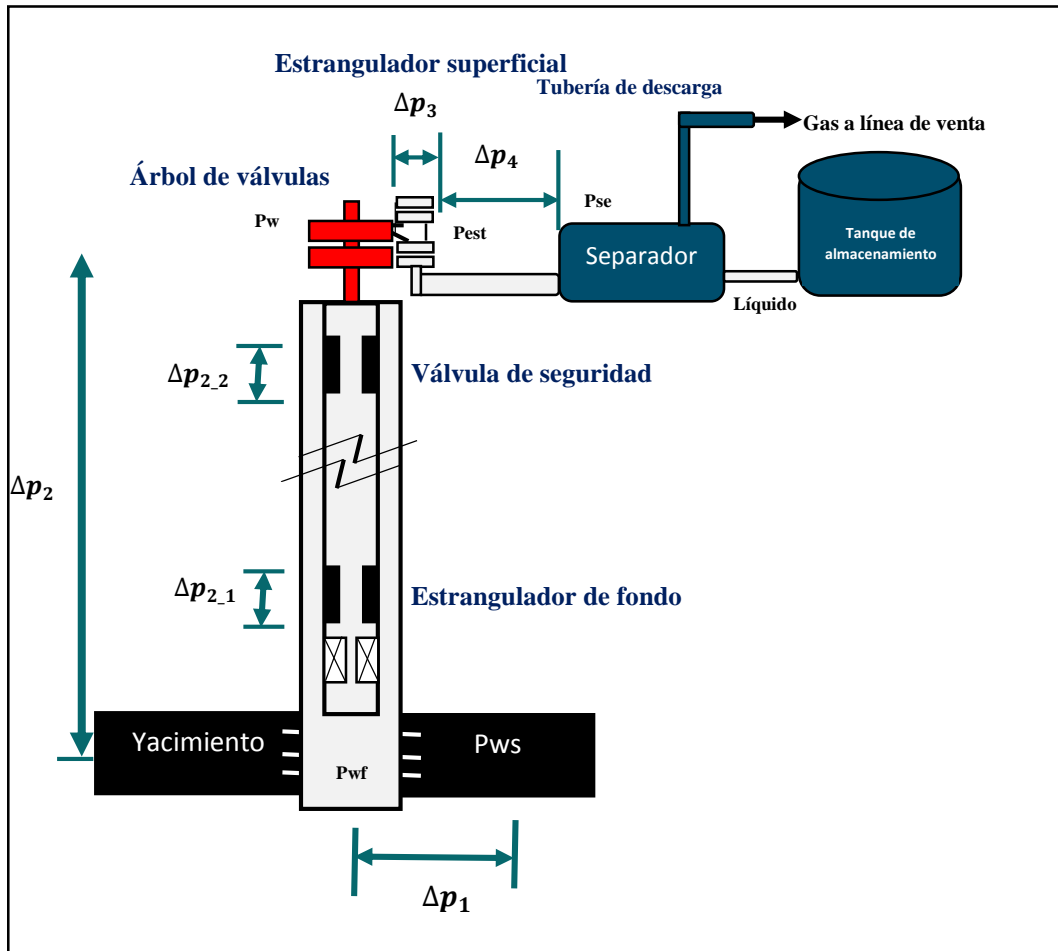


Figura N° 4: Elementos básicos del sistema de producción de un pozo.

Fuente: (Mach, Proano, & Brown, 1979)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.2.2 Perfil de presiones en los sistemas de producción

Un pozo puede ser determinado como un conducto entre petróleo y gas del yacimiento y las facilidades de superficie. Es relevante el enlace entre estos sistemas de producción para levantar el fluido del yacimiento a la superficie del pozo. El volumen de drenaje que fluye desde el yacimiento hasta la superficie es importante en el rendimiento del pozo. Se denomina sistema de producción o gas a un pozo combinado con el drenaje del yacimiento (Schlumberger, 1998).

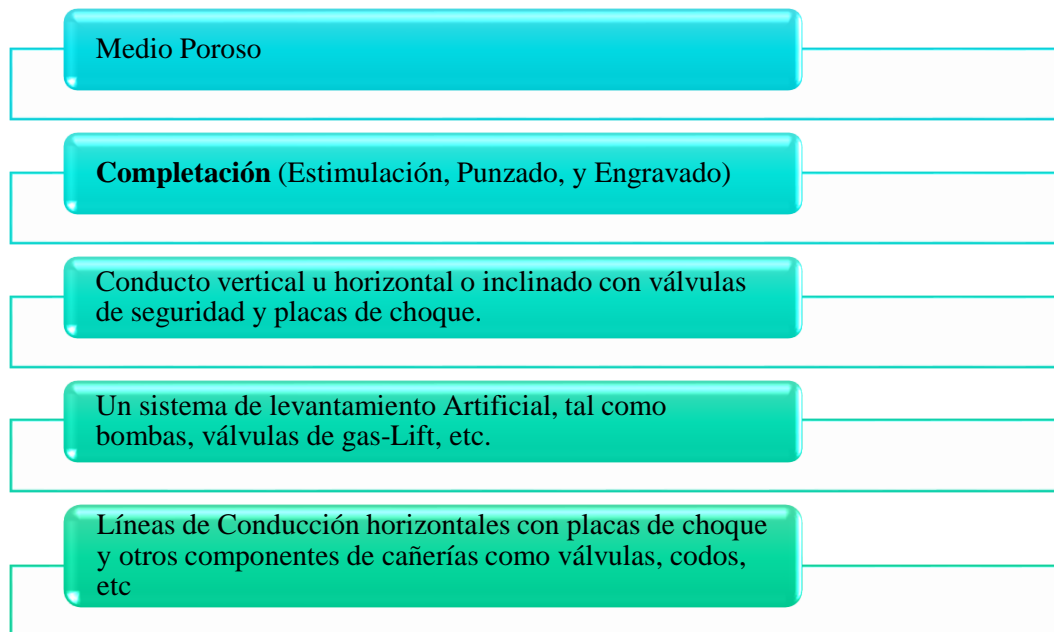


Figura N° 5: Componentes de un sistema de producción.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Cuando se realiza el análisis de perfil de presiones en los sistemas de producción se realiza desde el yacimiento hasta la superficie del pozo. Específicamente este punto del sistema es el más importante, porque nos permite analizar el rendimiento de un pozo, y a su vez optimizar la producción de un yacimiento de interés. El análisis de las caídas de presión en los distintos puntos del sistema en efecto es llamado Análisis Nodal (Schlumberger, 1998).

Para mejorar la producción de un yacimiento es fundamental observar el comportamiento de las presiones en toda la trayectoria del fluido. Es así que al monitoreo de las caídas de presión se le denomina análisis nodal. En la Figura N° 6 se muestra gráficamente las caídas de presión a lo largo del sistema de producción (Economides, 2012).

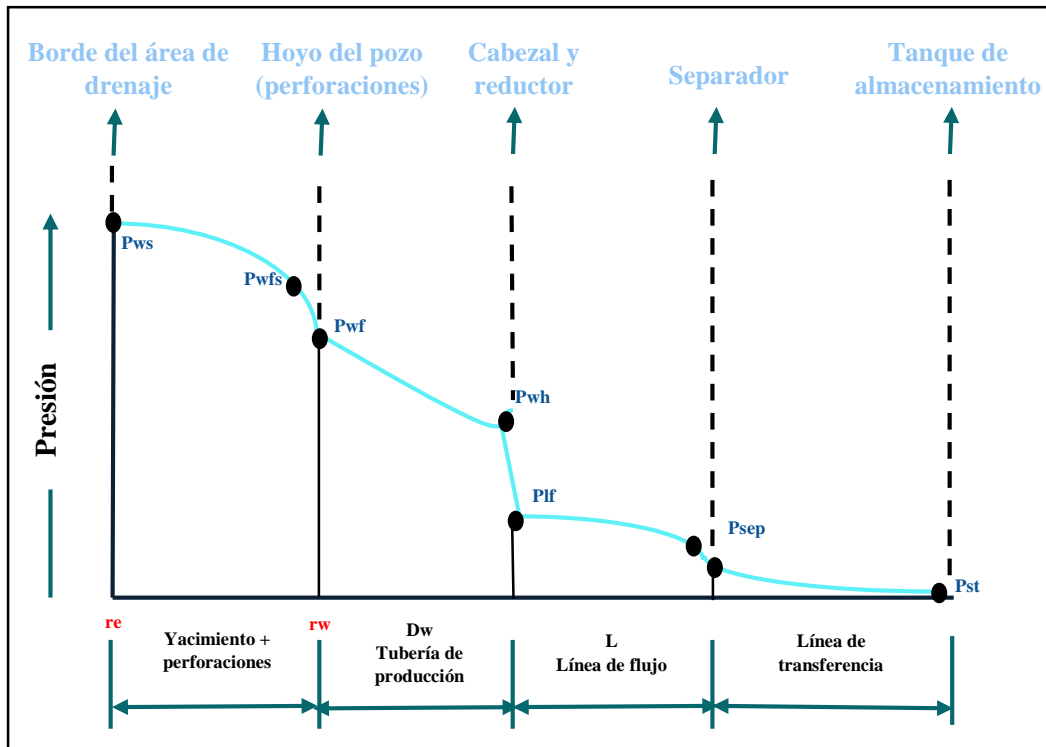


Figura N° 6: Perfil de presiones de un sistema de producción.

Fuente: (Clemente & Ruiz, 2008)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.3 ANÁLISIS NODAL

2.3.1 Concepto análisis nodal

El análisis nodal de un sistema de producción es ejecutado de manera ordenada, por consiguiente, explica cómo se comporta el pozo productor de hidrocarburos al instante y después, básicamente divide este sistema de producción en nodos de solución, para cuantificar las caídas de presión, a su vez el caudal de fluidos producidos, y de esta manera fija con claridad las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene incremento en la producción y el aumento de la eficiencia de flujo (Beggs, 1991).

2.3.2 Componentes del análisis nodal

En la industria petrolera el análisis nodal es requerido con el propósito de obtener, examinar e interpretar la información de pozos con flujo natural y a su vez pozos que usan métodos de levantamiento artificial con el objetivo de empujar el fluido a superficie.

Tabla N° 4: Componentes para la evaluación del sistema de producción.

COMPONENTE	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN
Yacimiento	Flujo a través de un medio poroso, considerando el daño ocasionado por el cemento, lodos de perforación, etc.
Aparejo de producción	Flujo a través de la tubería vertical, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
Líneas de descarga	Flujo a través de la tubería horizontal, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Para obtener proyecciones precisas del comportamiento del sistema de producción se le asignan nodos estratégicos a fin de calcular la caída de presión en sus puntos. En principio, son importantes las características de los fluidos para considerar el método de correlación de flujo multifásico más idóneo, por consiguiente, se procede a cuantificar la caída de presión con dos nodos. En la Figura 7 se indica la posición de uso frecuente para los nodos de un sistema de producción (Beggs, 1991).

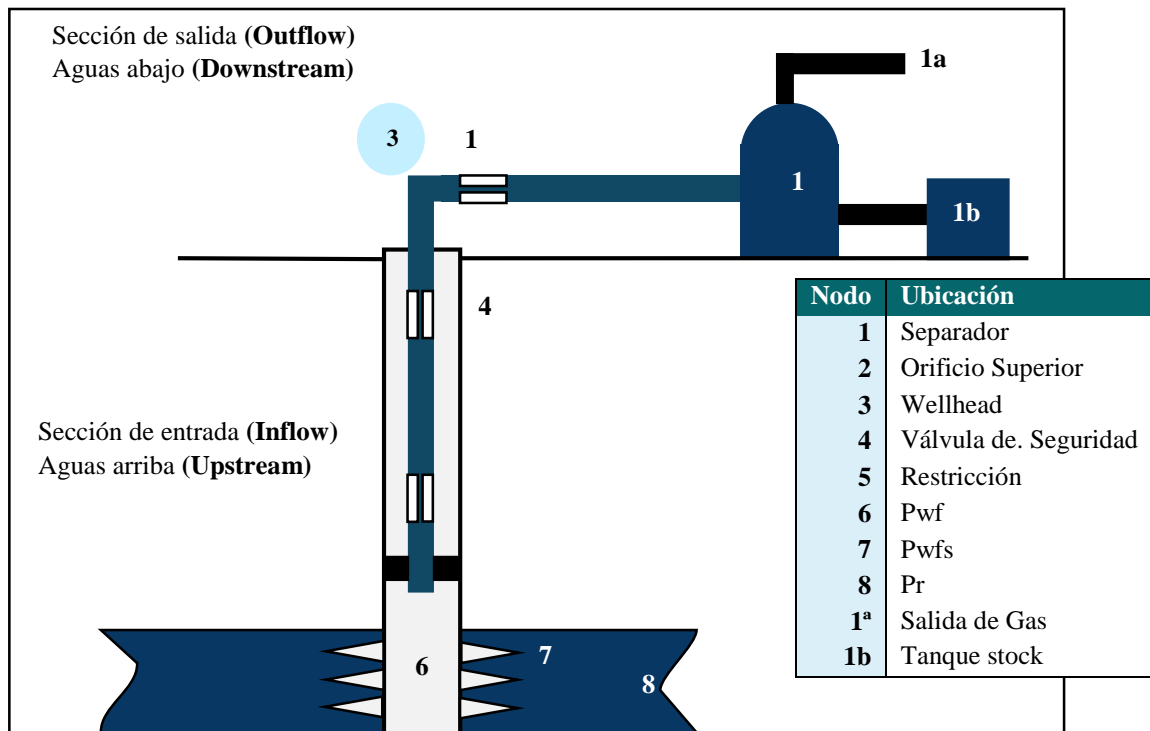


Figura N° 7: Posición de los nodos de un sistema de producción.

Fuente: (Beggs, 1991)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Es necesario cumplir con los criterios mencionados a continuación para determinar el flujo a través del sistema de producción:

- Debe exigir igualdad entre el flujo de entrada y salida.
- El valor de la presión es único por cada nodo.

2.3.4 Condiciones de operación y puntos de análisis

Se determina un nodo solución, de esta manera las caídas de presión son agregadas o eliminadas hasta encontrar el valor deseado que es la presión inicial, el valor del nodo solución se obtiene una vez que se logra la convergencia en las iteraciones del cálculo realizado.

La P_{ws} es la presión estática del yacimiento y la P_{sep} es la presión de separación en la superficie, sus valores son permanentes es decir no pueden modificarse para proceder a evaluar, por esta razón sus magnitudes son conocidas.

Los datos obtenidos, no solamente permitirán definir la capacidad de producción de un pozo para una específica serie de condiciones, sino que también demuestra las transformaciones en cualquiera de los datos los cuales afectan su comportamiento.

De esta manera una vez que se obtienen los resultados, se precisan cuáles son los parámetros que controlan el flujo del sistema, las curvas de comportamiento de afluencia elaboradas están basadas en los parámetros identificados en la

Figura N° 8 (Beggs, 1991).

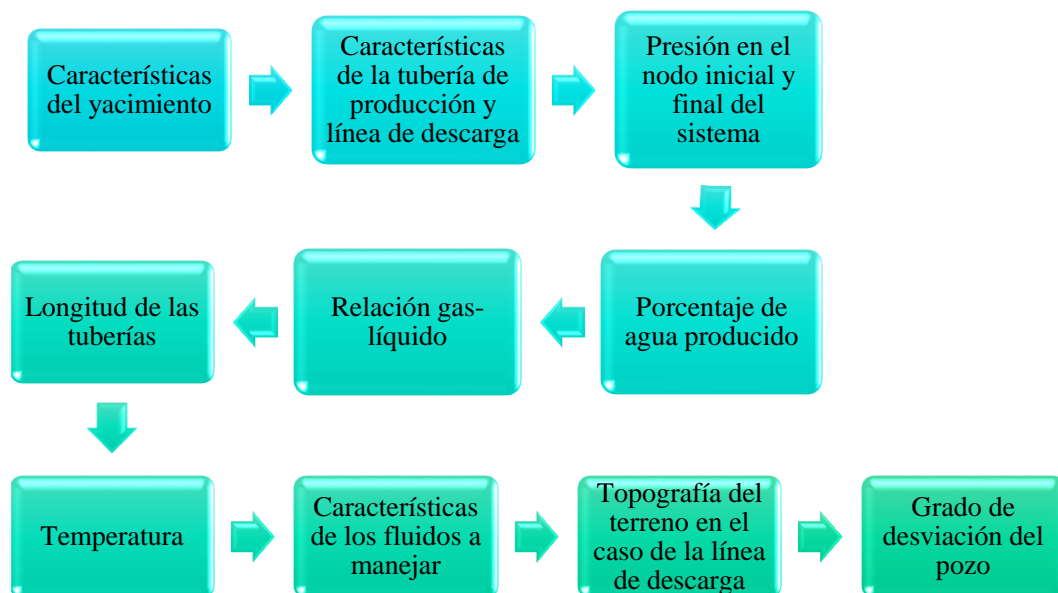


Figura N° 8: Criterios para generar las curvas de comportamiento de afluencia.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Dependiendo del componente del sistema que se desee, se escogerá el nodo; pero su posición deberá ser tal que muestre de la mejor manera, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se obtenga una evaluación del problema, concretando los resultados. Además de las razones técnicas, es considerable aportar con

una justificación económica, validando con ello finalmente la solución encontrada (Beggs, 1991).

2.3.5 Análisis de sensibilidades

En la vida productiva del pozo, por lo general se tienen presiones con valores constantes, las cuales no están en función del caudal, estas son la presión promedio del yacimiento y la presión de salida del sistema. La presión de salida es la presión del separador P_R , pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en superficie, la presión fija a la salida del sistema será P_{wh} . Seleccionamos el nodo y así la presión del nodo es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas (Beggs, 1991).

Entrada al nodo (Inflow):

$$\bar{P}_R - \Delta P(\text{upstream componentes}) = P_{\text{nodo}} \quad (1)$$

Salida del nodo (Outflow):

$$P_{\text{sep}} + \Delta P(\text{downstream componentes}) = P_{\text{nodo}} \quad (2)$$

La caída de presión Δ_p , varía con el caudal, q . Por lo tanto, un gráfico de la presión versus el nodo el caudal producirá dos curvas, la cuales se interceptan satisfaciendo las condiciones necesarias. En la Figura N° 9 se observa el gráfico de presión en el nodo vs caudal (Clemente & Ruiz, 2008).

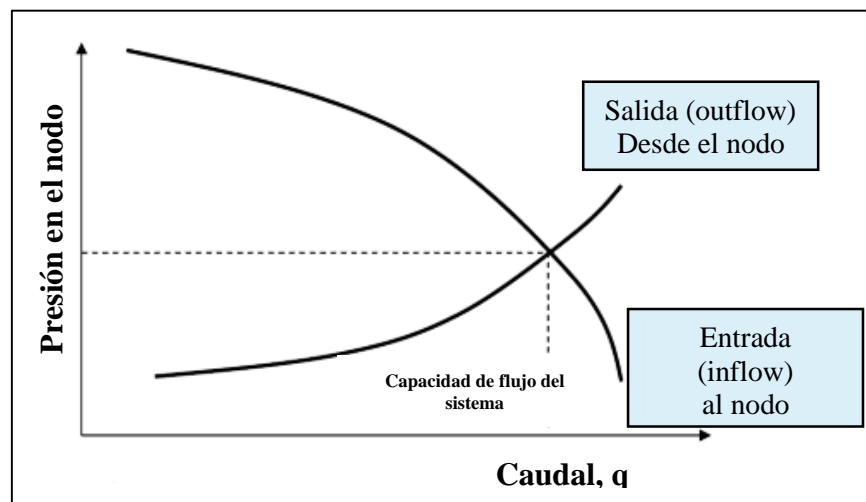


Figura N° 9: Gráfico de presión en el nodo vs caudal.

Fuente: (Clemente & Ruiz, 2008)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

El efecto del cambio en cualquier variable puede ser evaluado por iteraciones, tomando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características de la variable que fue modificada (Beggs, 1991).

2.4 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

2.4.1 Introducción

Un sistema para determinar la productividad relativa de un pozo sin una open-flow test ha sido sugerido por (Moore, 1933). El uso de este sistema implica la evaluación de la presión estática del fondo del pozo y la presión en el fondo del pozo mientras el pozo fluye a distintas tasas de producción.

La medida de la capacidad de un pozo para producir es llamada comúnmente "índice de productividad", en síntesis, es la razón de la tasa de producción, utiliza la unidad de volumen en barriles normales por días, y para la caída de presión ($P_e - P_{wf}$), las unidades son en libras por pulgadas cuadradas en el punto medio del intervalo productor, y esto se conoce como la ecuación del índice de productividad descrita por (Haider, 1936).

$$IP = J = \frac{Q_L}{P_e - P_{wf}} = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} \quad (3)$$

Donde:

IP/J: Índice de Productividad, BND/lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

Ql: tasa de producción de líquido, BND

Qo: tasa de producción de petróleo, BND

Qw: tasa de producción de agua, BND

2.4.2 Tipos de índice de productividad

Índice de productividad neto (Jn): Específicamente toma el valor de la tasa de petróleo.

$$J = \frac{Q_o}{P_e - P_{wf}} \quad (4)$$

Donde:

J: Índice de Productividad, BND/lpc.

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

Qo: tasa de producción de petróleo, BND

Índice de productividad bruto (J): es la tasa de líquido (agua más petróleo).

$$J = \frac{Q_L}{P_e - P_{wf}} = \frac{Q_o + Q_w}{P_e - P_{wf}} \quad (5)$$

Donde:

IP/J: Índice de Productividad bruto, BND/lpc

Pe: Presión estática del yacimiento, lpc

Pwf: Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

Ql: tasa de producción de líquido, BND

Qo: tasa de producción de petróleo, BND

Qw: tasa de producción de agua, BND

Índice de productividad específico (Js): es la habilidad que tiene un pozo para producir fluidos por cada libre de presión diferencial y por cada pie de arena productora.

$$J_s = \frac{Q_o}{H \times (P_e - P_{wf})} \quad (6)$$

Donde:

J_s: Índice de Productividad específico, BND/ ft. x lpc.

P_e: Presión estática del yacimiento, lpc.

P_{wf}: Presión dinámica o presión de fondo fluyente, lpc.

Q_o: tasa de producción de petróleo, BND

H: espesor de arena productora, ft.

Índice de productividad términos radiales (J): utiliza la ecuación de Darcy para flujo radial, quedando la ecuación:

$$J = \left(\frac{7,08xH}{Ln \frac{Re}{Rw}} \right) \times \left(\frac{k_o}{\beta_o - \mu_o} + \frac{k_w}{\beta_w - \mu_w} \right) \quad (7)$$

Donde:

J: Índice de Productividad específico, BND/ ft. x lpc

H: espesor de arena productora, ft.

Re: radio de Drenaje, ft.

Rw: radio del pozo, ft.

Ko: permeabilidad efectiva al petróleo, md.

Kw: permeabilidad efectiva del agua, md.

β_o: factor volumétrico de formación del petróleo, BY/BN

β_w: factor volumétrico de formación del agua, BY/BN

μ_o : viscosidad del petróleo, cp.

μ_w : viscosidad del agua, cp.

2.4.3 Rango de variación del índice de productividad

Los valores del Índice de Productividad en la práctica cambian según las características de variación de cada pozo, de la zona y del país donde se encuentre el pozo.

Tabla N° 5: Valores indicativos de índice de productividad de un pozo.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	RANGO
$J < 1.0$ BPD/lpc	Bajo
$1.0 \leq J \leq 2.0$ BPD/lpc	Intermedio
$J > 2.0$ BPD/lpc	Alto

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.5 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA O ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR)

2.5.1 Introducción

El índice de productividad básicamente es el vínculo que existe entre el caudal de producción y la presión dinámica del fondo. (Gilbert, 1954) fue el primero en exponer esta idea. El IPR precisa el rango de presión desde la presión promedio de yacimiento y la presión atmosférica. El caudal que está relacionado a la presión atmosférica, como presión dinámica de fondo, se fija a flujo potencial totalmente abierto al pozo Q_{max} , cabe destacar que el caudal a la presión promedio del yacimiento en fondo, es cero (Schlumberger, 1998), (Nind, 1964).

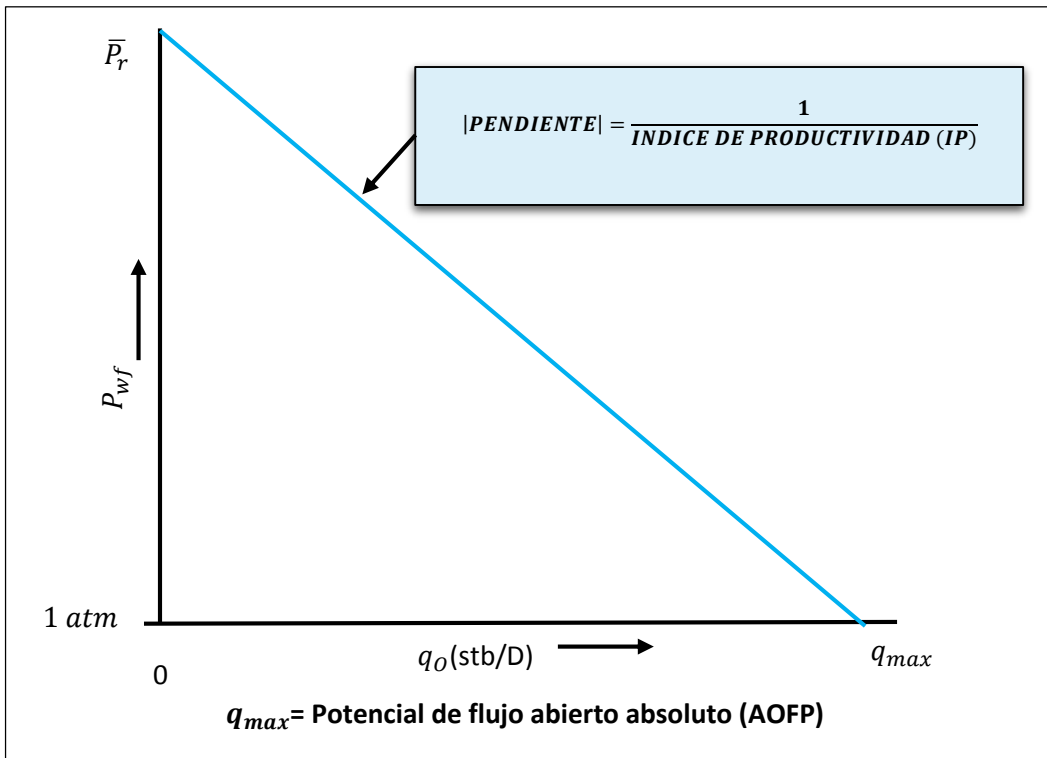


Figura N° 10: Relación de performance de influjo típica (IPR).

Fuente: (Schlumberger, 1998)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.5.2 Método de Vogel para el cálculo del índice de productividad

Hay procedimientos que pueden usarse para elaborar las curvas de Índice de Productividad bajo condiciones, uno de esos métodos es (Vogel, 1968). Generalmente el método de índice de productividad de Vogel es usado en el caso de existir flujo bifásico, donde la presión promedio está por debajo de la presión del punto de burbuja en el yacimiento.

Esta ecuación es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (8)$$

Donde:

Qo: tasa de Petróleo, BND.

Qomax: tasa máxima o AOFP por sus siglas en inglés, BND.

Pwf: presión de fondo fluyente, lpc.

Pe: presión estática del yacimiento, lpc.

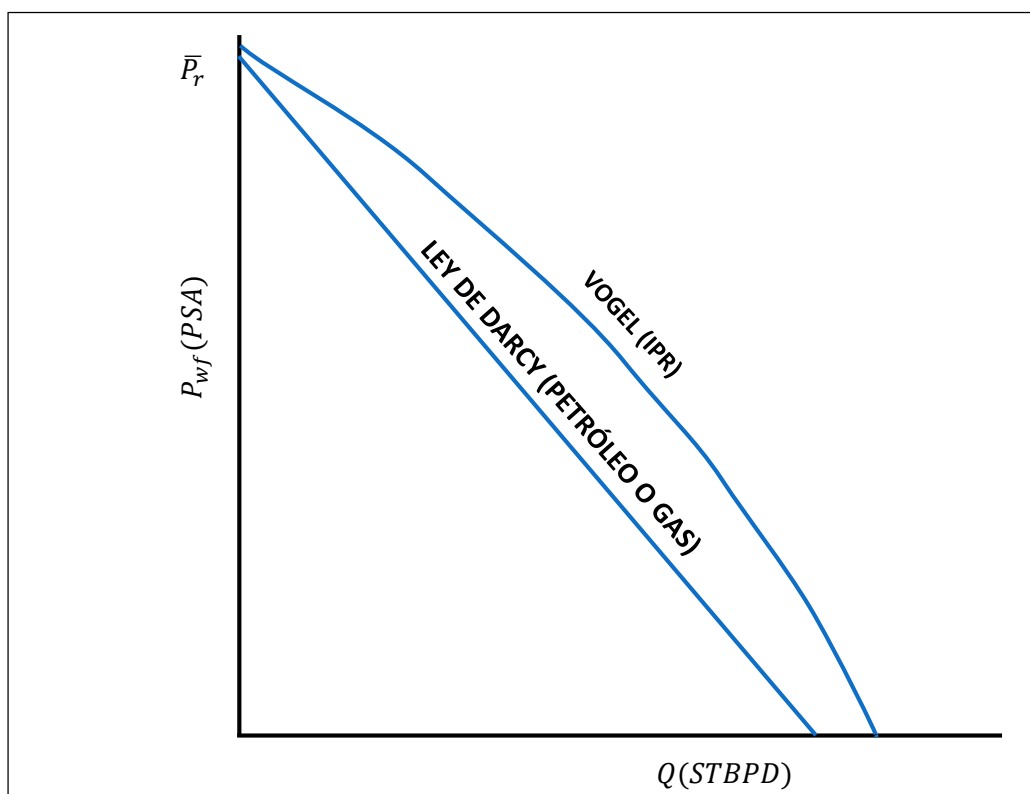


Figura N° 11: Relación de performance de flujo típica (IPR).

Fuente: (Golan, 1991).

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Para yacimientos petroleros con empuje por gas en solución, (Vogel, 1968) dio a conocer una técnica para resolver el problema de la precisión del comportamiento de afluencia, tomando en cuenta algunas observaciones que se muestran en la Figura N° 12.

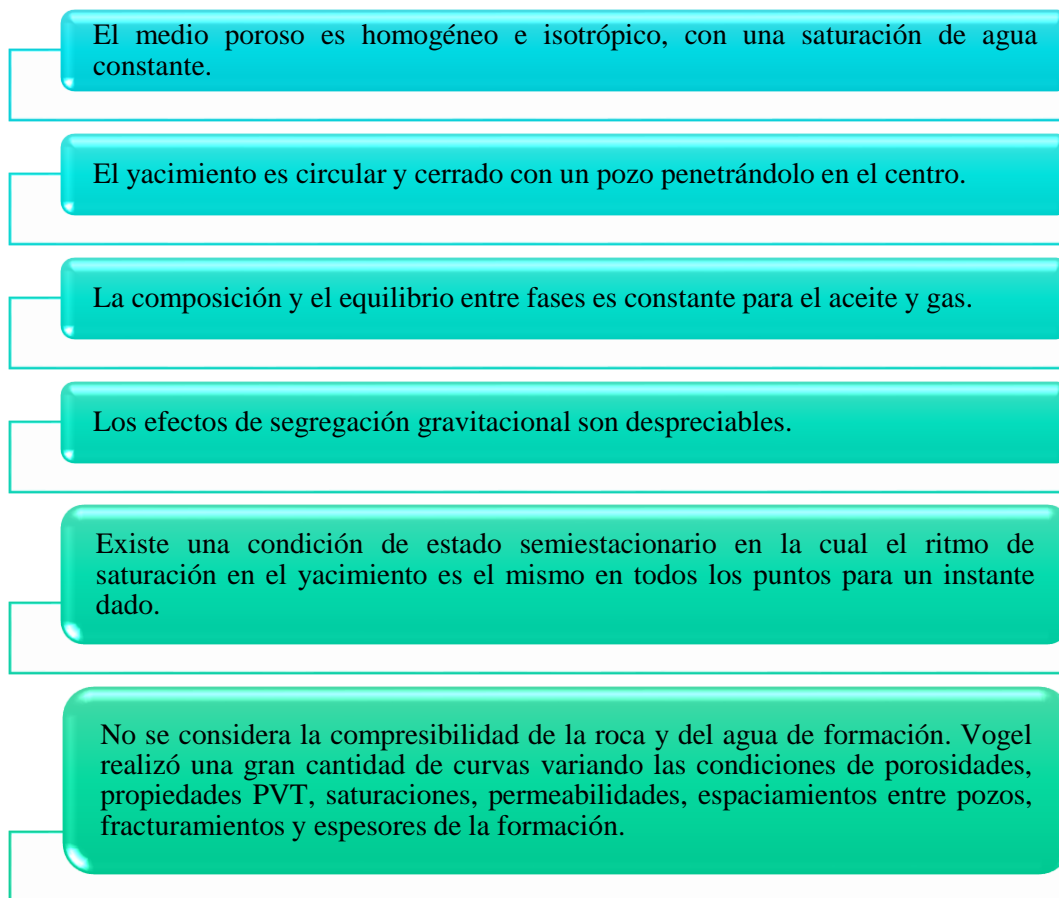


Figura N° 12: Observaciones para la precisión del comportamiento de afluencia.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.5.3 Factores que afectan el comportamiento de afluencia.

A continuación, se presentan los principales factores que afectan al índice de productividad (Schlumberger, 1998), (Vogel, 1968).

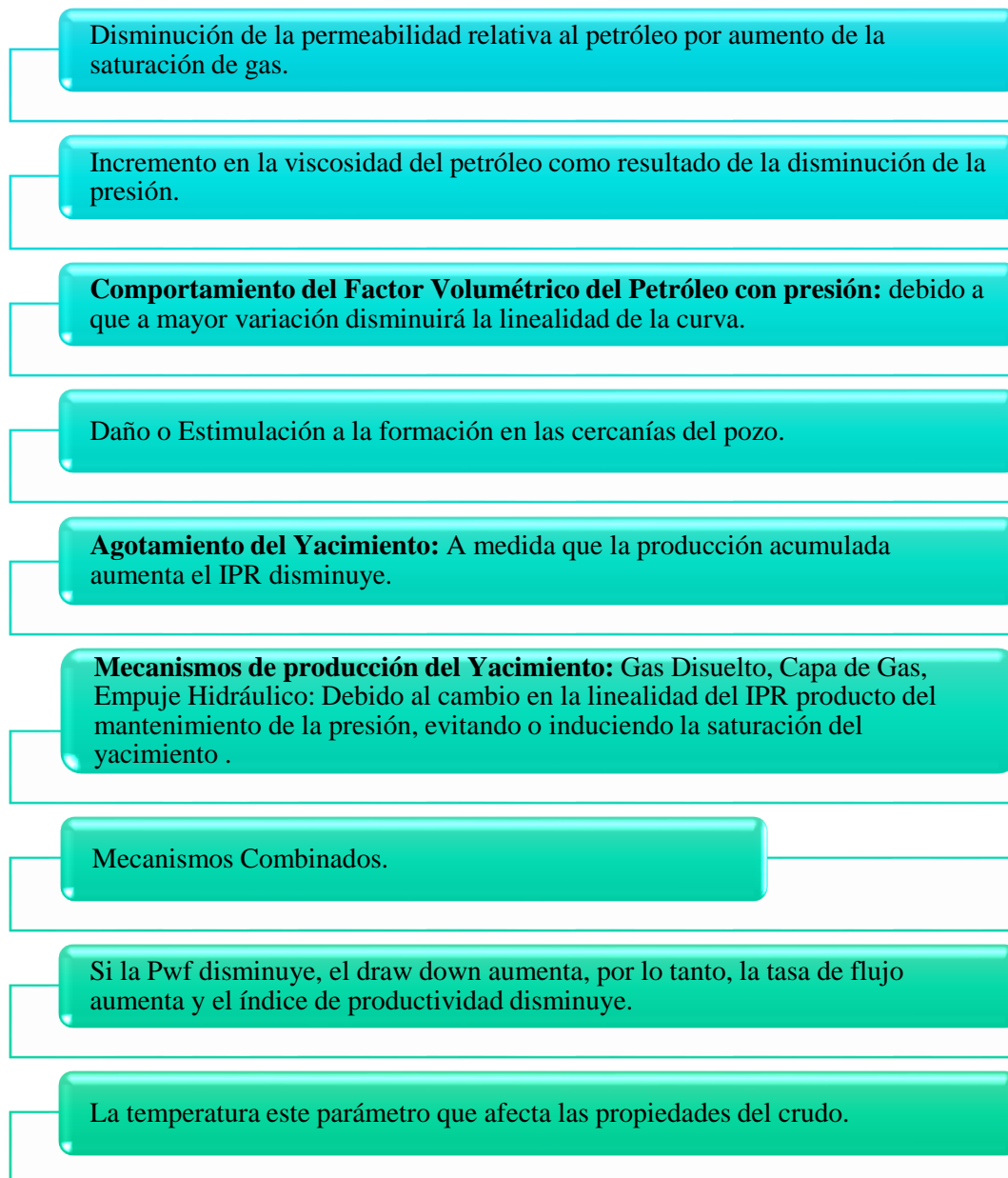


Figura N° 13: Factores que afectan el comportamiento de la afluencia.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.6 DAÑO A LA FORMACIÓN

2.6.1 Definición del Daño a la Formación

El daño de formación es un elemento definitivo en cuanto a métodos de estimulación y su aplicación, esto se refiere a que una de las finalidades de las estimulaciones, es disminuir o remover el daño en un yacimiento y reestablecer su producción. El daño de formación o también denominado “skin” es el decrecimiento de producción provocada por una reducción de la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo (Economides, 2014).

Se ilustra en la Figura 14 una representación gráfica del daño de formación, el cual puede ser: parcial o total, natural o inducida, de acuerdo a estudios esto fue introducido por (Van Everdingen & Hurst, 1949).

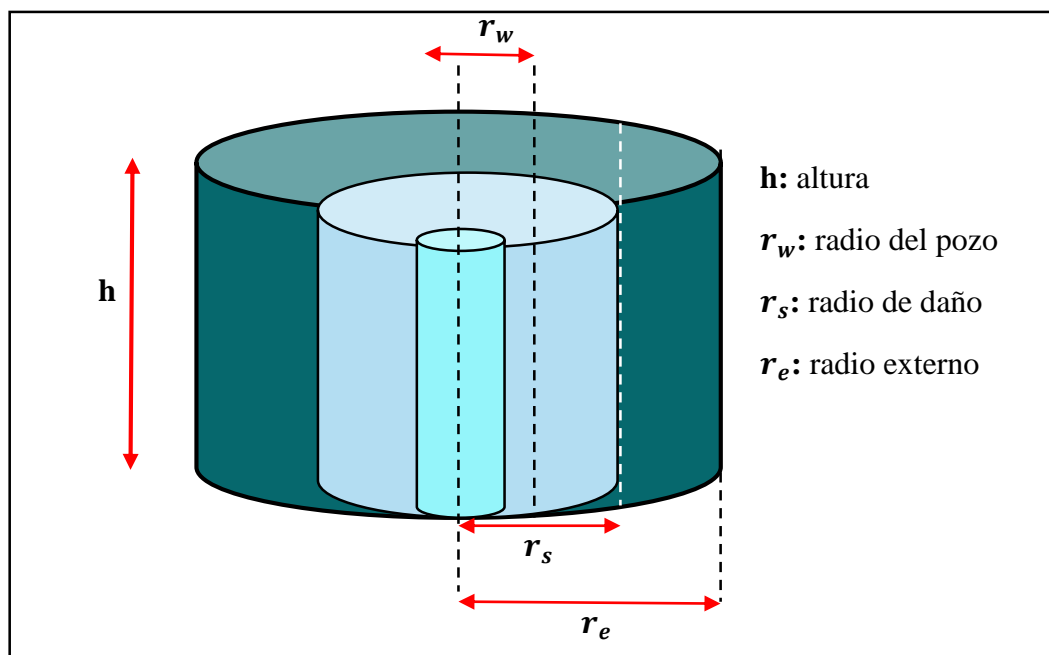


Figura N° 14: Representación del daño de formación.

Fuente: (Economides, 2014)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

El factor de daño de un yacimiento puede ser positivo esto se refiere a un decrecimiento en la permeabilidad y como consecuencia una disminución de la producción de un yacimiento, cuando es un daño negativo se refiere a un aumento de la permeabilidad y por ende de la producción en el yacimiento. Es imprescindible conocer el origen del daño para poder aplicar el respectivo tratamiento al yacimiento (Economides, 2014).

2.6.2 Análisis Cuantitativo del Daño de Formación

El daño de formación es denominado por la letra “S”. El mismo que es muy variado y dependiente del yacimiento en estudio y puede tener valores altamente significativos.

Radio equivalente:

$$r'_w = r_w x e^{-s} \quad (9)$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP:

$$IP = \frac{kxh}{\alpha_r x \beta_o x \mu x \ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (10)$$

Dónde:

k: permeabilidad

h: espesor de la capa o nivel

α_r : coeficiente de unidades

β_o : factor volumétrico del petróleo

μ : viscosidad absoluta

r_e : radio de drenaje

r'_w : radio equivalente del pozo

r_w : radio del pozo perforado

Q: caudal de producción

P_e : presión estática de la formación

P_{wf} : presión dinámica de la formación

S: daño total de la formación

El daño perjudica a una zona en las cercanías del pozo, en la cual se impacta de manera negativa la permeabilidad del pozo. Esta zona es llamada piel o también conocido como skin y tiene un radio que es medido desde el centro del pozo, este skin se logra estimar mediante el perfil de proximidad o el perfil de microlaterolog.

El daño de formación se obtiene mediante ensayos en el laboratorio, en caso de no contar con los ensayos necesarios para conocer el daño de formación, se puede evaluar mediante una relación entre las permeabilidades, radios del skin y la formación (Economides, 2014), (Civan, 2016).

En la siguiente ecuación se presenta como se puede calcular el daño en la formación determinada por (Hawkins, 1956).

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \times Ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (10)$$

Donde:

k= permeabilidad media de la formación productiva.

k_{skin} = permeabilidad de la zona afectada por el daño (skin).

r_{skin} = radio de daño (skin).

r_w = radio del pozo.

Tabla N° 6: Valores de daño que se producen en un pozo.

CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DEL DAÑO (S)
Altamente Dañado	S > 10
Dañado	S > 0
Sin Daño	S = 0
Acidificado	-1 < S < -3
Fracturado	-2 < -4
Masivamente Fracturado	S < -5

Fuente: (Civan, 2016)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.6.3 Pseudodaño

Es un error atribuir el skin a un daño dentro de la formación, existen otros parámetros no relacionadas al daño que se llaman pseudoskin o también pseudodaño y así se extraen del daño total para calcular cual es el verdadero daño de la formación (Civan, 2016).

Hay 2 contribuciones:

1. Daño de formación, interviene específicamente en el sistema poroso, reduciendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin o piel.
2. Daño aparente en la cara de la formación o también denominado como sandface tiene que ver con el deterioro mecánico originado por la broca por fricción y el desgaste mecánico ocasionado por el flujo durante la perforación.

Se denomina pseudodaño al skin que es de origen mecánico (invasión de sólidos, daño por cañoneo, colapso de los poros, destrucción del material cementante intergranular), el daño de formación es el único que se origina dentro de la formación este daño no tiene relación con el skin de origen mecánico. Con la ecuación que se muestra a continuación se obtiene el skin total que es reconocido como el daño verdadero y pseudodaños (Economides, 2014).

$$S = S_d + S_{pp} + S_{perf} + S_{turb} + S_{ssw} + S_{gp} \quad (11)$$

Dónde:

S: Skin total

S_d: Skin debido a la alteración de la permeabilidad en el área cercana al pozo

S_{pp} = Skin debido a completación parcial

S_{perf} = Skin debido al cañoneo

S_{turb} = Skin debido a la turbulencia de flujo

S_{ssw} = Skin debido a la inclinación del pozo

S_{gp} = Skin debido al empaque de grava

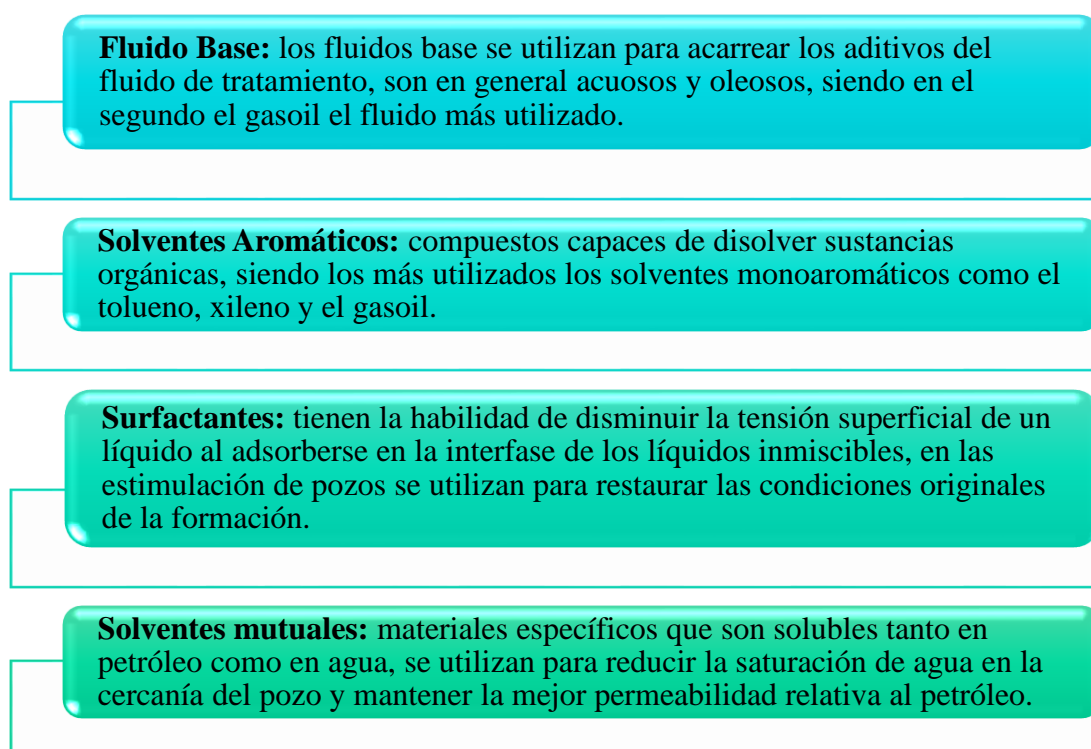
2.7 ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

2.7.1 Definición de la estimulación matricial No Reactiva

En este tipo de estimulación los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los componentes de la roca. Básicamente se aplican soluciones base agua, aceite, alcoholes, solventes mezclados con surfactantes. Para remover el daño se aplican estimulaciones, los más comunes son las obstrucciones precisamente por emulsión o aceites, pérdida de lodo, depósitos orgánicos, agua (Castañeda, 2014).

Para ejecutar estos trabajos antes se debe revisar el historial de la formación. Es así que cuando se trata de una estimulación matricial no reactiva, se debe hacer énfasis en los parámetros como tensión superficial, mojabilidad y la capilaridad llamados de superficie (Pizzarelli, 2014). Los fluidos empleados en las estimulaciones matriciales no reactivas aplicadas a daños por precipitación de asfáltenos se muestran en la Figura N° 15.

Figura N° 15: Fluidos utilizados en la estimulación matricial no reactiva.



Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.7.2 Diseño y planeación del fluido de tratamiento

El planeamiento y diseño de una estimulación matricial no reactiva tienen una estructura básica la cual se presenta en la Tabla N°7.

Tabla N°7: Planteamiento de diseño del fluido de tratamiento para la estimulación.

PLANTEAMIENTO Y DISEÑO DEL FLUIDO DEL TRATAMIENTO	
Evaluación del daño	Se debe identificar correctamente el tipo de daño, en caso de no tener claro qué tipo de daño se trata la estimulación matricial no reactiva no se recomienda aplicar.
Selección de la Solución de Tratamiento	Los fluidos de tratamiento y sus aditivos (surfactantes) deberán ser seleccionados.
Gasto y Presión de inyección	Se obtiene a través de una prueba de inyectividad o mediante la aplicación de fórmulas matemáticas, para no superar las presiones y gastos de factura.
Volumen	La determinación del volumen depende del intervalo a ser tratado de la penetración de la zona dañada, generalmente se recomienda entre valores de 50 ft. como máximo para la longitud del intervalo y de 2 a 3 ft. de penetración de la zona dañada.
Incremento de la productividad	En caso de ser posible se debe estimar el aumento de producción que se espera lograr con la aplicación del tratamiento.
Programa de estimulación	Realizar un plan considerando la fase previa a la estimulación, la fase durante y después de la misma, datos de la estimulación a realizarse y planes de contingencia.

Fuente: (Guaigua, 2016)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.8 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible, evidentemente es uno de los que ha dado mejores resultados dentro de la industria por su economía, rendimiento y eficiencia, operar a altas temperaturas en fondo, permite llevar a superficie grandes volúmenes de fluido y profundidades (Ramírez, 2014).

La bomba electrosumergible comúnmente llamada BES, es un sistema de levantamiento artificial eficaz y confiable con la finalidad de llevar a la superficie del pozo, elevadas tasas de producción las cuales varían desde un mínimo de 150 Barriles de petróleo por día, hasta aproximadamente 150,000 Barriles de petróleo por día (Economides, 2014).

En la Tabla N° 8, se muestran los parámetros operativos para el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumegible.

Tabla N° 8: Parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial BES.

PARÁMETROS DE OPERACIÓN	ESP/BES
Profundidad de operación típica (TVD)	5.000 – 10.000 ft
Máxima profundidad de operación (TVD)	15.000 ft
Flujo de operación típico	100 – 30.000 BFPD
Flujo máximo de operación	40.000 BFPD
Manejo de gas	Regular
Manejo de arena	Regular 200ppm
Gravedad API	Mayor de 10° API
Eficiencia del sistema	35 – 60%
Temperatura de operación del motor	100 – 320 °F
Viscosidad	200cp
Desviación del pozo	0° - 90° desplazamiento de bomba

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.8.1 Componentes del sistema BES

Se divide en dos grupos la instalación del sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible: los componentes de superficie y los componentes del fondo del pozo. En la Figura N° 16 se presenta los componentes principales del sistema. Así como los componentes adicionales: centralizador, succión o también llamado intake, descarga, válvula de retención, válvula de purga, Y-Tool o Bypass, fleje y protectores para cable (Economides, 2014).

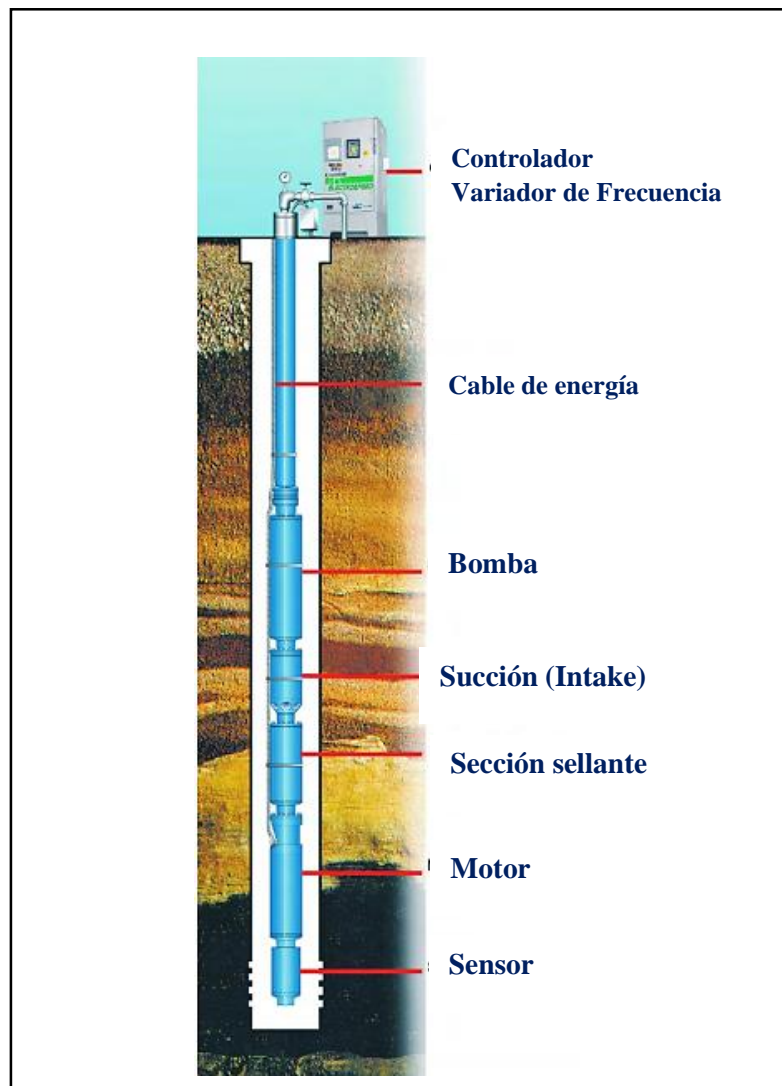


Figura N° 16: Configuración del sistema electrosumergible.

Fuente: (Economides, 2014)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Brevemente, se describe en la Tabla N° 9 y 10 los componentes de superficie y de fondo del sistema de bombeo electrosumergible.

Tabla N° 9: Descripción y componentes de superficie de BES.

COMPONENTES	DESCRIPCIÓN
Cabezal del pozo	<p>Las funciones principales son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cerrar mecánicamente el pozo en la superficie. ✓ Soportar el peso del equipo electrosumergible instalado. ✓ Mantiene un control sobre el espacio entre el casing y la tubería de producción del pozo.
Caja de conexiones (venteo)	<p>Esta caja de conexiones cumple con las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Tiene un punto para conectar el cable que viene del controlador al cabezal del pozo. ✓ También desfoga a la atmósfera el gas que se encuentre en la armadura de protección del cable eléctrico de potencia que proviene del pozo. ✓ Suministra puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos de subsuelo.
Controladores del motor	<p>Es una caja con varias partes eléctricas instaladas para proteger y diagnosticar los equipos de fondo.</p> <p>Contiene unos dispositivos adicionales que incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Sistemas de incendio de carga baja. ✓ Controladores de la velocidad del variador de frecuencia.
Transformadores	<p>Los transformadores usados para los pozos que producen con BES son dos tipos: reductor y elevador multi-taps.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ El primer transformador reduce el voltaje de distribución de 13,8 kV al voltaje de 480 V para que funcione el variador de velocidad. ✓ El segundo transformador eleva el voltaje de salida del variador (480V variable en frecuencia) al voltaje que requiere el motor electrosumergible con las respectivas conexiones.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Tabla N° 10: Descripción de los componentes de fondo del sistema BES.

COMPONENTES	DESCRIPCIÓN
<p>Motor electrosumergible</p>	<p>Provee energía necesaria para que la bomba rote y acelere los fluidos que están siendo bombeados hacia la superficie, su rango de operación es:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Velocidad nominal aproximada a 3600 rpm a una frecuencia de 60 Hz. ✓ De 230 voltios a máximo 5000 voltios. ✓ De 12 a 2000 amperios. ✓ La potencia (HP) necesaria se la obtiene del incremento de la longitud o diámetro de la sección del motor.
<p>Protector o sello</p>	<p>Se encuentra ubicado entre el motor y la bomba; y sus funciones son la de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantener un volumen necesario que permite la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor. ✓ Igualar la presión externa del fondo del pozo con la del fluido dieléctrico interno del motor. ✓ Proteger al motor de la contaminación de los fluidos. ✓ Absorber el empuje axial descendente de la bomba.
<p>Bomba electrosumergible</p>	<p>Es una bomba centrífuga multi-etapa que tiene como componentes mecánicos de cada etapa un impulsor rotatorio y un difusor estacionario. Transfiere la energía del impulsor al fluido que se está desplazando y ese cambio de la presión a energía se da cuando el líquido que es bombeado rodea el impulsor; cuando el impulsor rota produce un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos partes: Movimiento radial y Movimiento tangencial. Resultando de estos dos componentes la dirección de flujo, luego el difusor convierte la energía de alta velocidad y de baja presión a una energía de baja velocidad y alta presión.</p>
<p>Cable eléctrico de extensión</p>	<p>El cable trifásico que sirve, para transmitir la potencia al motor electrosumergible. Tiene características como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pequeño en diámetro - Protegido del abuso mecánico - Ser resistente ante deterioro por efecto de los ambientes calientes agresivos del pozo.
<p>Separador de gas</p>	<p>Elimina la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos, desviándolo de la succión hacia el espacio anular.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alto GOR.
<p>Separador de fondo</p>	<p>El sensor utilizado permite monitorear 3 variables: presión de succión, temperatura de motor, temperatura de pozo</p>

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.8.2 Curvas características de las Bombas Centrifugas

Las curvas del comportamiento son construidas por los fabricantes para representar la potencia y eficiencia vs capacidad de cada una de las bombas, a través de estas curvas se indica el rendimiento de un motor electrosumergible. La capacidad hace referencia al volumen del caudal producido del pozo.

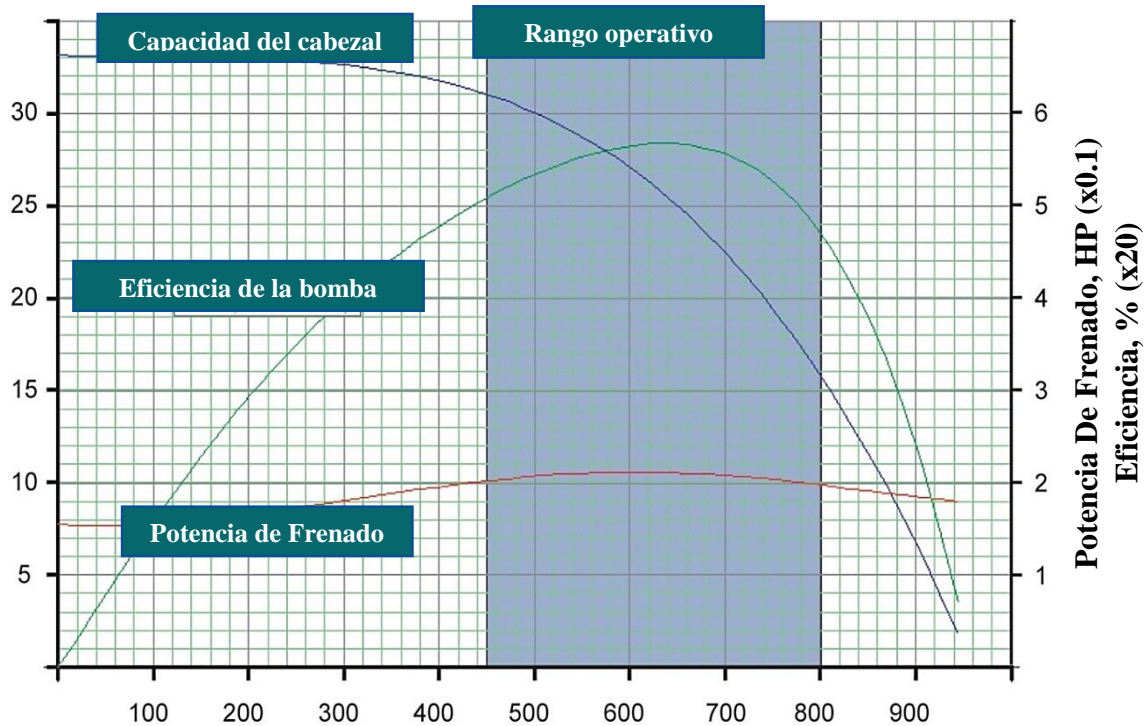


Figura N° 17: Curvas características de una BES.

Fuente: (Economides, 2014)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 11, se describen los tipos de curvas y el rango de operación de la bomba electro sumergible.

Tabla N° 11: Tipos de curvas y rango de operación.

CURVA	DESCRIPCIÓN
Curva de levantamiento / carga	Permite visualizar la capacidad que tiene la bomba para levantar fluido por cada etapa, basándose en el gradiente del fluido y el número de etapas de la bomba.
Curva de potencia (BHP)	Permite visualizar el comportamiento de la potencia en base al número de etapas que tenga la bomba.
Curva de eficiencia de la bomba	Permite visualizar el comportamiento de la eficiencia según los datos de la altura de columna, capacidad, gravedad específica del fluido y la potencia de la bomba.
Rango de operación óptimo	Permite visualizar el rango de operación en el cual la bomba opera con mayor eficiencia, evitando así el desgaste de las etapas.

Fuente: (Kermit B. , 1977)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

2.8.3 Rango de mayor eficiencia de la BES.

Este rango también es conocido como Net thrust, es el rango operativo disponible en el que se encuentran la producción del pozo y la capacidad de la bomba electro sumergible. En los libros se mencionan 2 casos que son relacionados al rango operativo de las bombas electro sumergibles son: Downthrust que describe a la producción actual inferior al rango de mayor eficiencia de la BES y el Upthrust que describe a la producción actual mayor al rango de mayor eficiencia de la BES. Después de aplicar el análisis nodal, los objetivos de los casos se alcanzan (Kermit B. , 1977).

CAPÍTULO III

3. DISEÑO Y METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

3.1.1 Método Sistemático

Está dirigido a modelar el objeto mediante la determinación de sus componentes, así como las relaciones entre ellos. Para este caso se analizó la data existente de los pozos a los cuales se les realizó una estimulación matricial no reactiva en el Campo Guafita.

3.1.2 Método Analítico

En el tipo de estudio se clasificó de acuerdo al análisis y alcance de los resultados en: descriptivo, analítico, experimental. El presente trabajo se demostró como un estudio analítico de casos en los que se realizó una estimulación matricial no reactiva en los pozos del Campo Guafita, se ejecutó de una manera retrospectiva.

3.1.3 Universo y Muestra

El universo que conformó parte del estudio de pozos perforados ubicados en el Campo Guafita del cual se seleccionó una muestra de 3 pozos productores, con el fin de llegar al propósito deseado que es evaluar la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva. La información de los pozos y el proceso que se llevó a cabo se presenta más adelante.

3.1.4 Método

El análisis se basó principalmente en la aplicación del software Wellflo™ de la compañía Weatherford, el cual permitió realizar la evaluación de la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva en los pozos del Campo Guafita. El software Wellflo™ nos ayudó a construir modelos de pozos para realizar la evaluación en cada uno de los pozos de estudio y así se obtuvieron los resultados de la evaluación de la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva.

3.1.5 Procesamiento de datos

Los pozos que se encuentran en campo tienen datos de: producción, configuración mecánica, PVT, perforación (cañoneo), completación, de yacimiento, entre otros datos; estos datos son necesarios para construir el modelo de pozo que se refiere a una reproducción en un simulador de ese pozo de estudio, esto quiere decir que los datos del pozo que se llevan al simulador deben ser iguales a los que se producen en campo.

Se caracteriza la zona adyacente al pozo para conocer los valores que permiten evaluar la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva. Para este tipo de estudio la base fundamental fue la data de condición original de cada pozo, es decir cuál era el daño inicial, y así lograr compararlo con el daño post estimulación.

De acuerdo a esta diferencia, se evalúa la eficiencia de la estimulación, es decir el valor del incremento de la permeabilidad en la zona adyacente y cuanto se redujo el daño. De esta manera se calcula el porcentaje de restablecimiento de permeabilidad en el pozo de estudio.

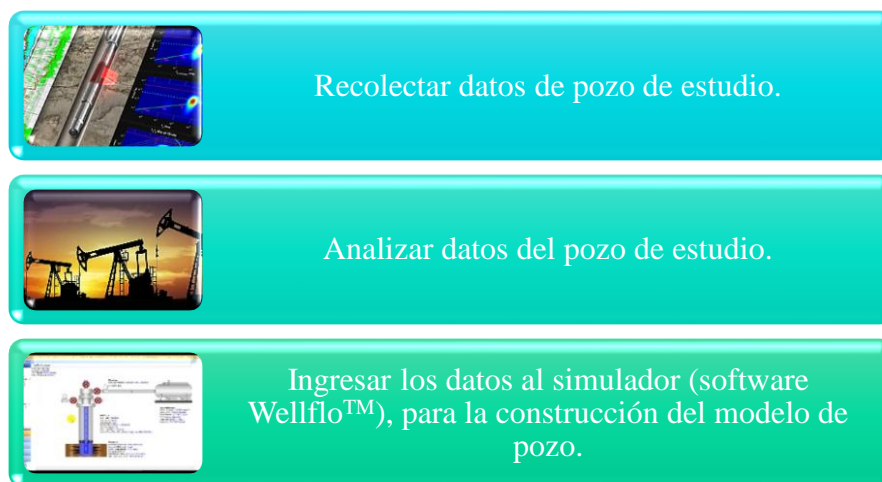


Figura N° 18: Parámetros para la construcción del modelo de pozo.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

3.1.5.1 WELLFLO™

El software WellFlo™ es un instrumento que es utilizado para el diseño, modelamiento, reconocimiento y mejora de problemas de pozos individuales de petróleo y gas, en los cuales exista o no un método artificial incorporado. Los modelos de pozos creados en el software contemplan la realidad del funcionamiento del influjo del yacimiento, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del yacimiento.

Con la aplicación de este software WellFlo™ se minimizan los gastos operativos, de esta manera se mitiga los problemas de producción en el pozo, y así aumentan los ingresos al reestablecer el rendimiento del pozo.

Procedimiento para ingreso de los datos en el software Wellflo™ para la evaluación de la eficiencia de la estimulación matricial en los pozos de estudio.

Se ingresa al software Wellflo™ y en la pantalla de inicio muestra la opción: crear, abrir y buscar modelos de pozos. Ahora bien, se escoge la opción Crear un nuevo modelo, en la Figura N° 19, se muestra la pantalla de inicio del simulador.

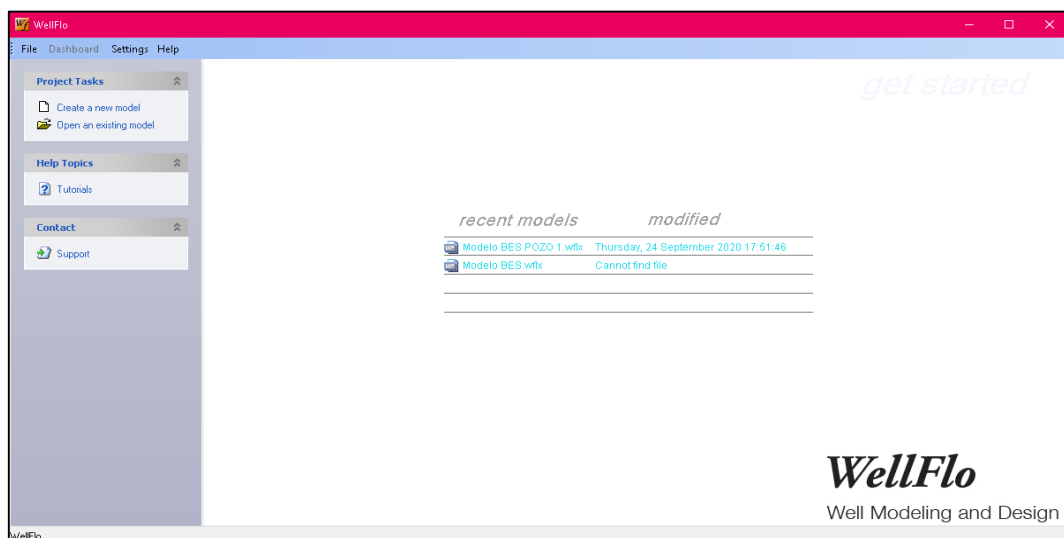


Figura N° 19: Interfase Wellflo™, pantalla de inicio.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Data General: Luego de escoger la opción de crear un nuevo modelo de pozo, en Data General se detalla la información completa del pozo:

Tabla N° 12: Información detallada del pozo.

DATA GENERAL	
INICIALIZACIÓN	Nombre de la compañía
	Nombre del campo
	Nombre del pozo
	Locación
	Nombre del analista
	Objetivo del análisis
	Fecha de análisis

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Si es importante describir alguna particularidad del pozo o del análisis que se va a realizar eso se coloca en notas, a continuación, en la Figura N° 20, se observa la pantalla de Data General.

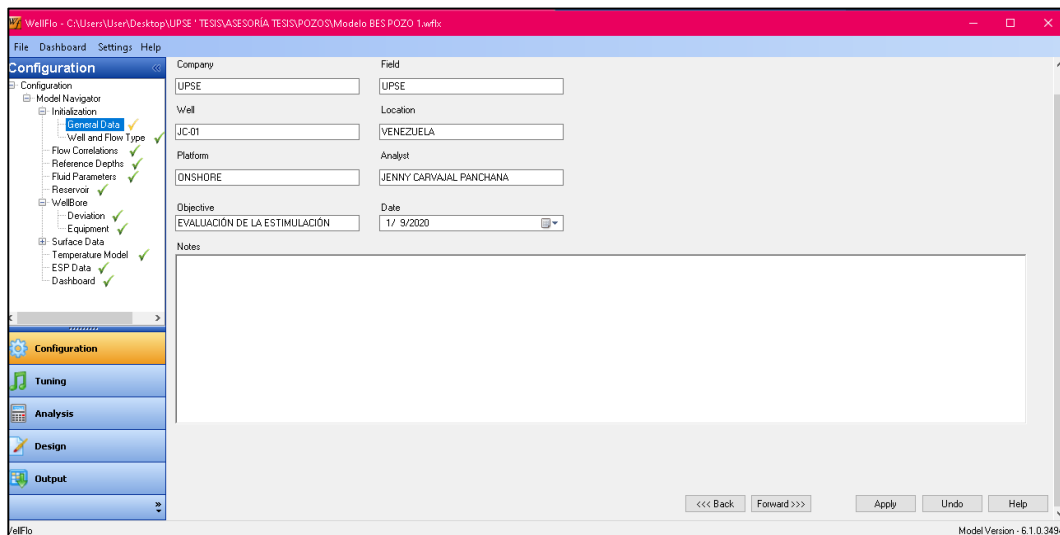


Figura N° 20: Interfase Wellflo™, Data General.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Tipo de pozo y flujo:

Para la siguiente consideración se selecciona el tipo de análisis a realizar que es “Análisis Nodal”. El tipo de pozo “pozo productor”; tipo de levantamiento artificial “bombeo electrosumergible”, tipo de flujo “petróleo negro”; orientación del pozo “vertical con inclinación”.

Es importante mencionar que cada pozo tiene una carpeta en físico, se encuentra en la gerencia de la empresa, el tiempo que tenga el pozo es el tiempo que tiene la carpeta y en digital esta información se encuentra en el servidor de la empresa que es una página web interna; en esta página se accede por medio de un usuario para saber la información más relevante del pozo: diagrama de pozo, completación, últimas intervenciones realizadas al pozo, tipo de levantamiento artificial entre otros datos relevantes del pozo. En la **Figura N° 21**, detalla la información.

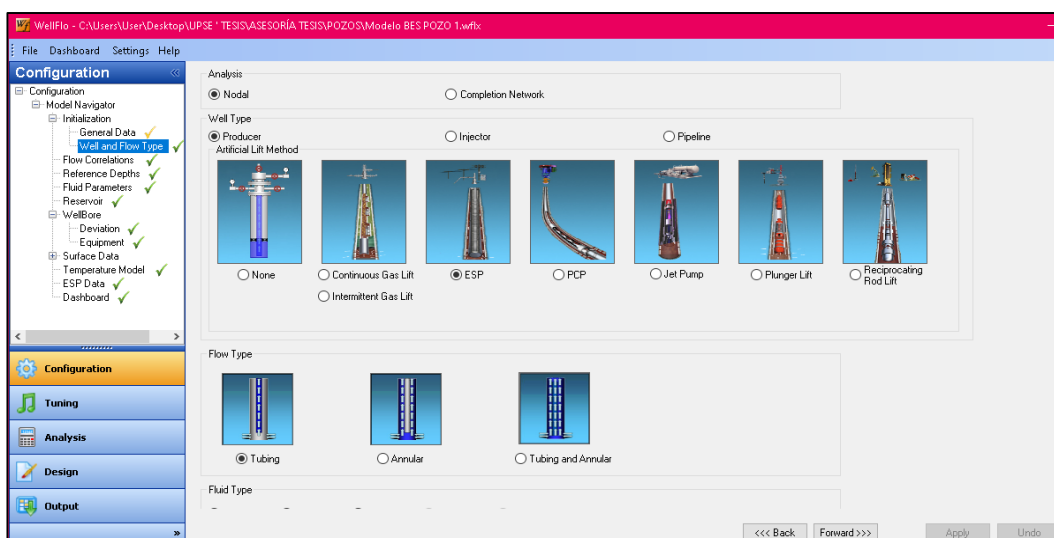


Figura N° 21: Interfase Wellflo™, Pozo y tipo de fluido.

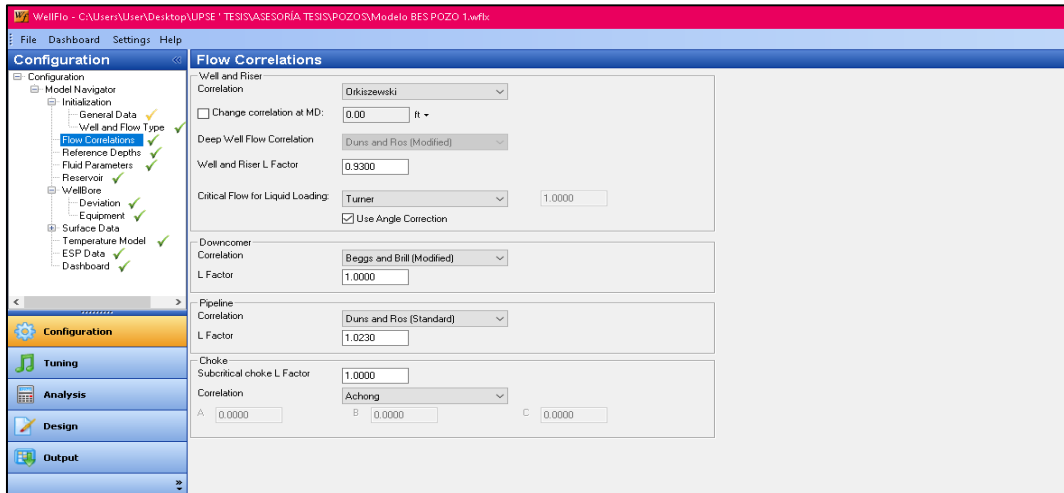
Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Correlaciones de flujo multifásico:

En la correlación de flujo vertical se coloca una recomendada para el análisis a realizar según los flujos, correlación “Orkiszewski”; Well and Riser L Factor “valor

recomendado”; ángulo de corrección “opcional”; el downcomer “no aplica”; Pipeline “Duns and Ros”; chocke “no aplica” velocidad mínima del flujo “gas lift”, velocidad



recomendada que debe alcanzar el gas para que logre arrastrar las burbujas de líquido y no se genere carga de líquido. En la **Figura N° 22**, detalla la información.

Figura N° 22: Interfase Wellflo™, Correlaciones de Flujo Multifásico.
Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Profundidad de referencia:

Es importante tener el survey del pozo, para saber la distancia desde la mesa rotaria hasta el cabezal del pozo. Los pozos que estan ubicados en tierra se coloca “onshore” En la **Figura N° 23**, detalla la información.

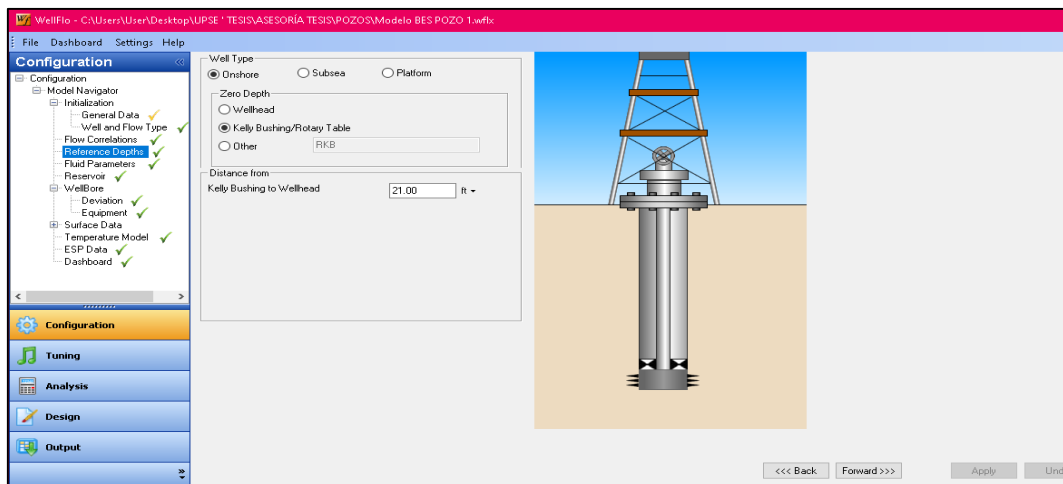


Figura N° 23: Interfase Wellflo™, Profundidad de Referencia.
Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Propiedades del fluido:

Estas propiedades del fluido variarán de acuerdo a la presión y temperatura, se coloca un modelo que se ajuste a estos cambios. Para extraer del simulador la siguiente información del pozo como: la gravedad API, gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas. Se selecciona la correlación adecuada la cual permite obtener valores de presión de burbuja, factor volumétrico, viscosidad de petróleo datos reportados en PVT más confiable, los datos colocados en el simulador deben ser comparados siempre con data real del pozo.

Esta data es obtenida de los datos PVT del yacimiento del cual producen los pozos, se tomaron muestras de fluidos en los pozos vecinos para poder realizar la evaluación. En la **Figura N° 24** se detalla lo anteriormente expuesto.

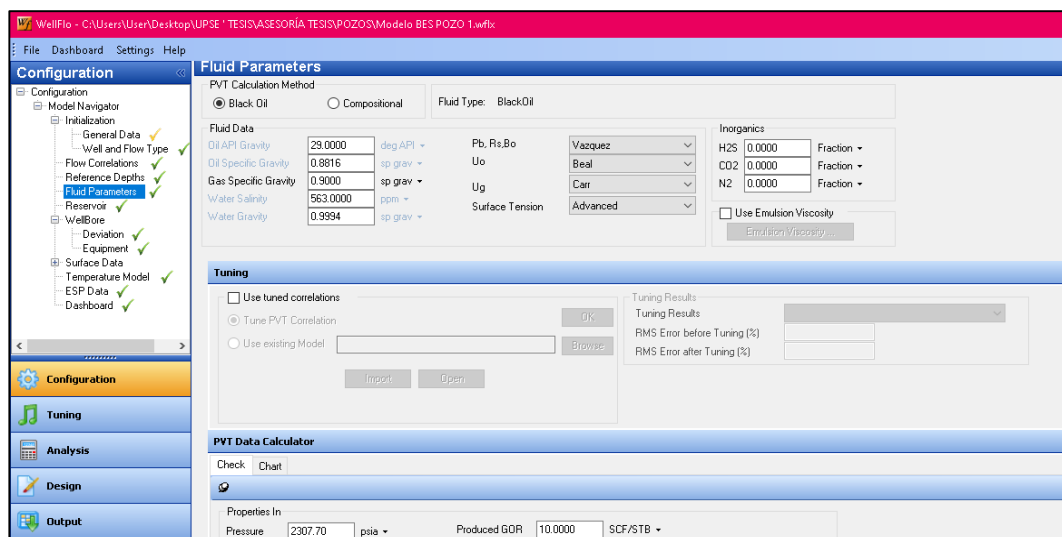


Figura N° 24: Interfase Wellflo™, Parámetros del fluido.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Yacimiento:

La información que se debe colocar es importante, porque tiene relación con la afluencia del pozo: presión del yacimiento, temperatura del yacimiento, la profundidad del punto

medio del intervalo cañoneado, permeabilidad, espesor del intervalo cañoneado, radio del pozo, corte de agua del pozo, relación gas – petróleo; y luego indique el modelo de afluencia, el recomendado es Vogel para este estudio de pozos que son subsaturados, finalmente se coloca en el cuadro para calcular el daño o skin. Detalle de la **Figura N° 25**.

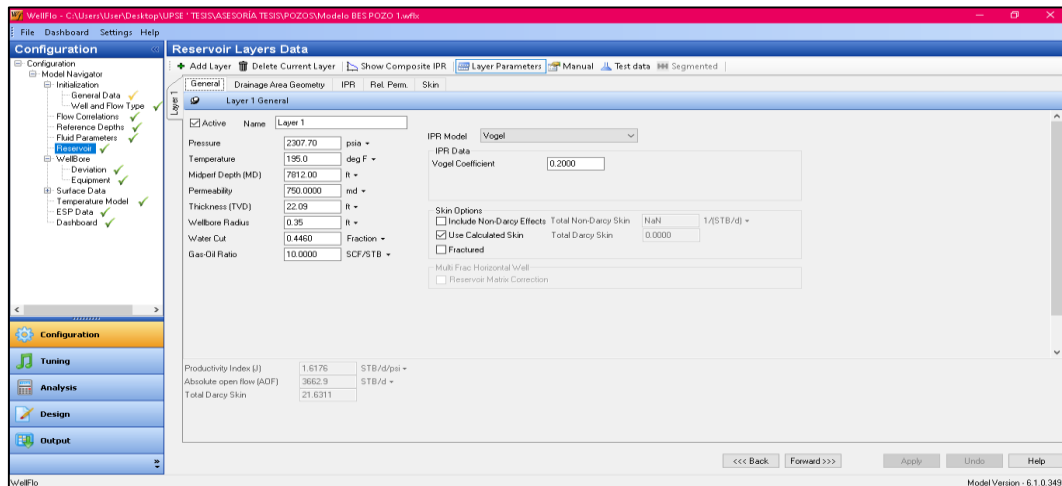


Figura N° 25: Interfase Wellflo™, yacimiento.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Pozo, Desviación:

Para ubicar los datos de desviación seleccione los datos de survey, los datos a ingresar son MD y TVD, el simulador calcula la desviación y muestra el perfil en la **Figura N° 26**.

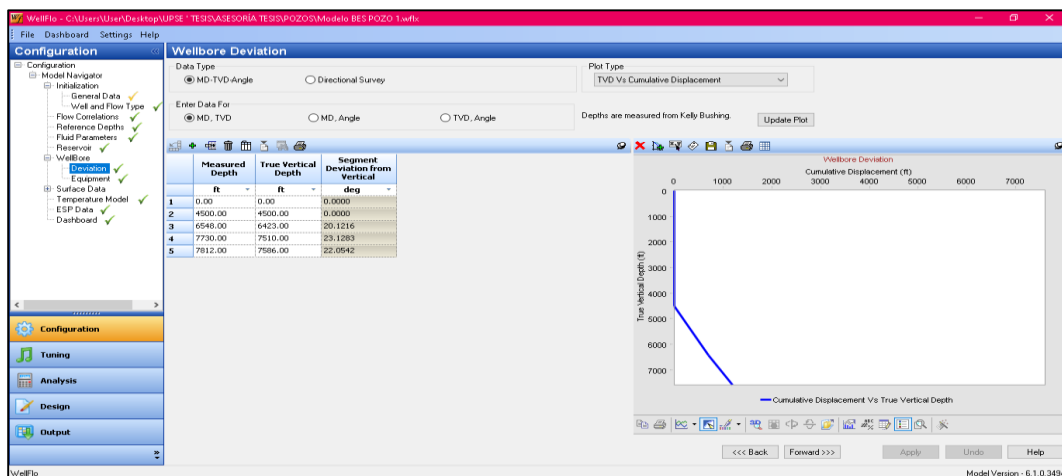


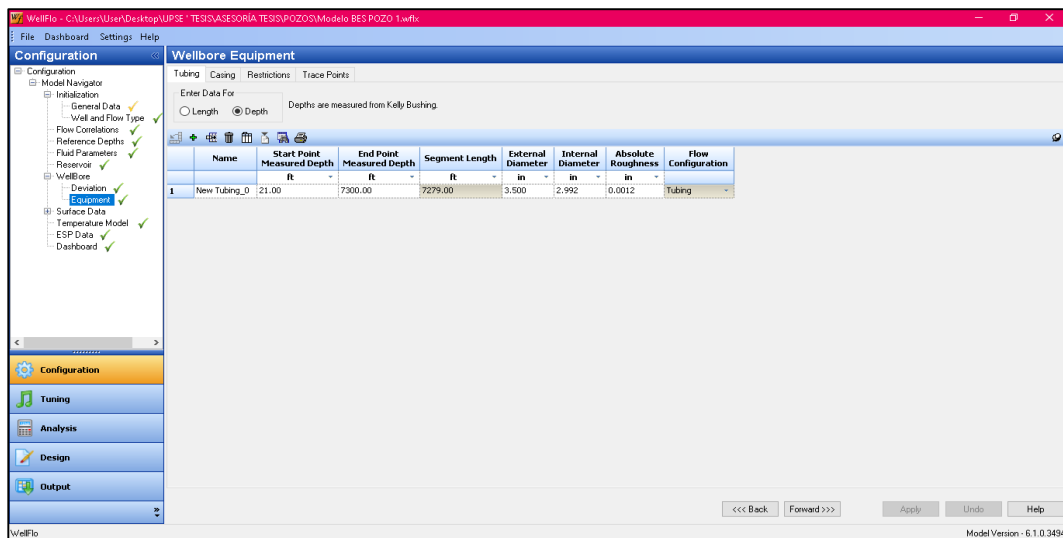
Figura N° 26: Interfase Wellflo™, Pozo - Desviación.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Equipamiento:

Seleccione los datos de tubería de producción y de tubería de revestimiento del pozo, haciendo uso del catálogo del simulador, ubique el diámetro externo, peso, el simulador reflejo el diámetro interno del pozo, de esa manera se cargaron los datos completos. Es muy importante el diagrama del pozo, en los datos de la carpeta digital está la información de los datos del pozo, el diámetro y la profundidad de la tubería de producción y tubería de revestimiento. Se detalla en la **Figura N° 27**, la información antes mencionada.



Name	Start Point Measured Depth	End Point Measured Depth	Segment Length	External Diameter	Internal Diameter	Absolute Roughness	Flow Configuration
1 New Tubing_0	21.00	7300.00	7279.00	3.500	2.992	0.0012	Tubing

Figura N° 27: Interfase Wellflo™, Pozo (Equipamiento).

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

Datos de superficie

Equipamiento de superficie:

En los datos de superficie coloque la longitud que tiene la línea de flujo desde la cabeza hasta el separador, ingrese la información sobre el diámetro interno, diámetro externo, rugosidad, diámetro de aislamiento. En la **Figura N° 28**, se visualiza la información.

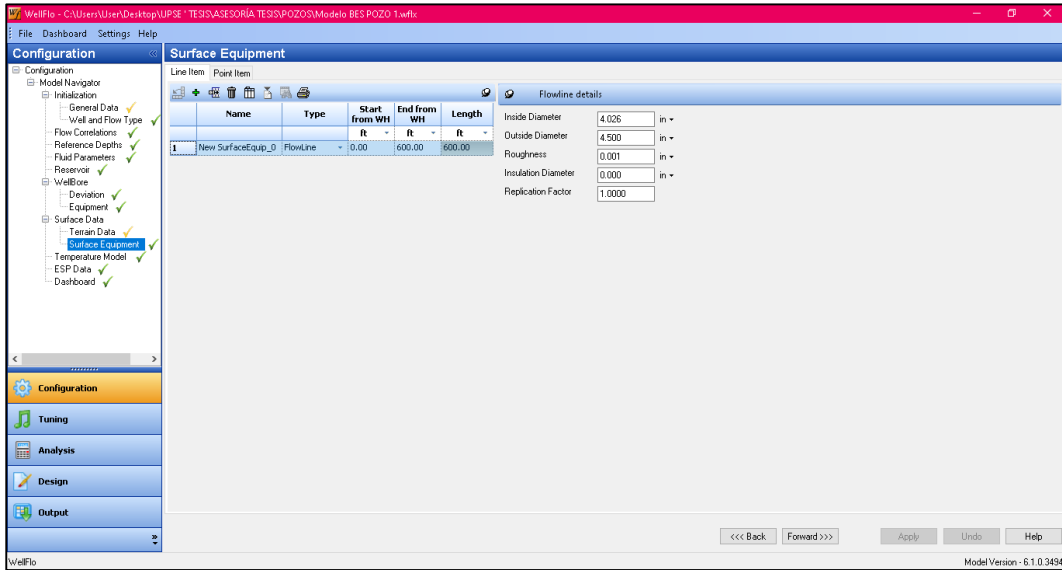


Figura N° 28: Interfase Wellflo™, Equipamiento de superficie.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Modelo de temperatura Como el pozo está produciendo, se tiene registro de temperatura de cabezal, temperatura de fondo, ingrese la información necesaria, el simulador también puede realizar el cálculo, pero al tener los datos se ingresa directamente en el simulador para obtener resultados confiables. En la **Figura N° 29**, detalla la información.

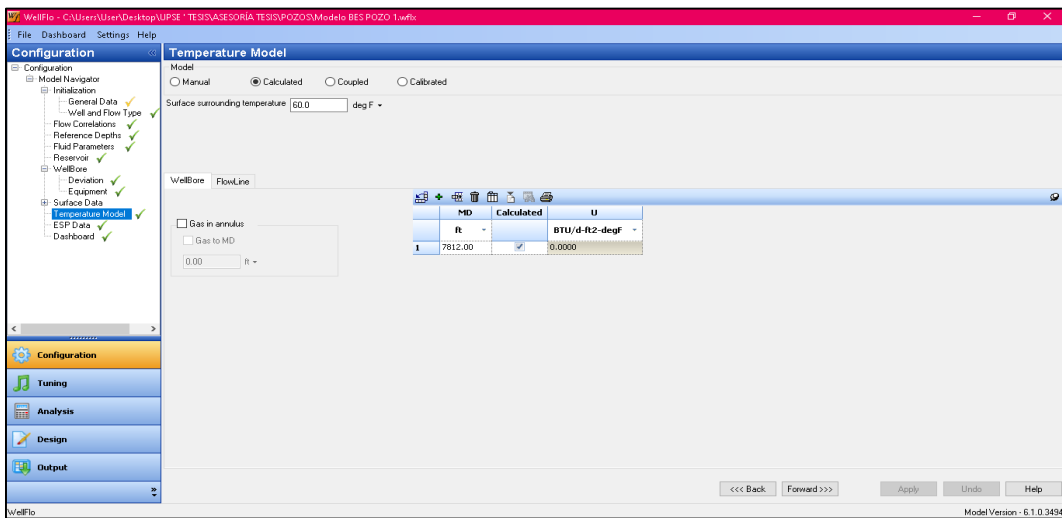


Figura N° 29: Interfase Wellflo™, Modelo de temperatura.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Datos de la bomba electrosumergible:

Se puede observar en la **Figura N° 30**, el ingreso de los datos como profundidad de la bomba, diámetro externo, la frecuencia de operación, la temperatura en la entrada, nombre de la bomba, el factor de uso para así reducir el rendimiento y ajustar la tasa de producción; se deja el resto de valores por default porque el yacimiento es subsaturado.

En el parámetro del análisis de equipamiento colocar el modelo de la bomba, que depende de la tasa de producción del pozo, a su vez los mínimos y máximos del rango que maneja, el número de etapas, el modelo del motor, valores óptimos HP, voltios y amperaje. Se refleja la curva de comportamiento de esas etapas, la curva azul revela a diferentes tasas de producción cuanto es el nivel que puede levantar la bomba y la curva roja revela a diferentes tasas de producción cual es el requerimiento de potencia.

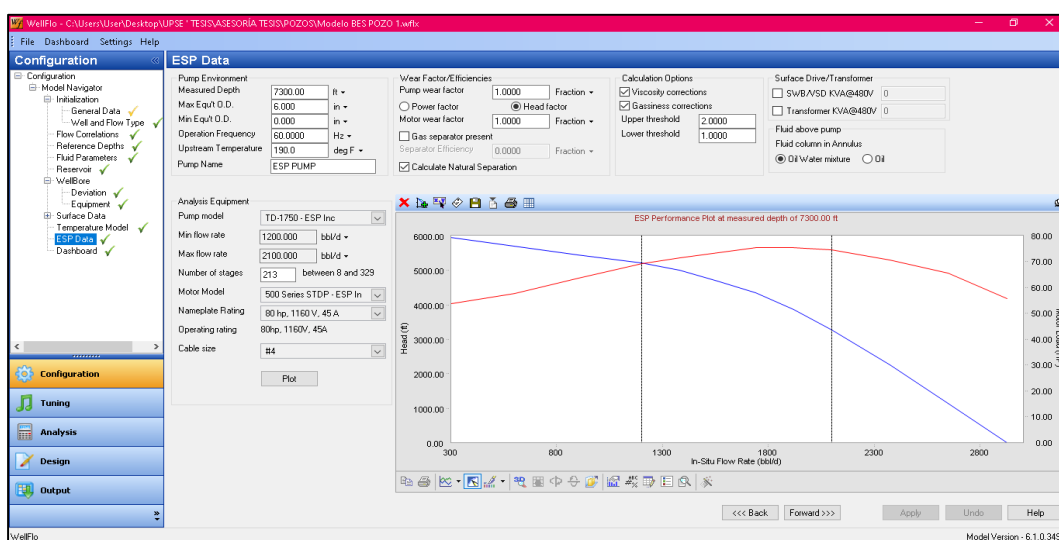


Figura N° 30: Interfase Wellflo™, bomba electrosumergible.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Análisis: En este paso se ejecuta la simulación, que es definir el fin del sistema en el separador, se coloca la presión del separador, el final del sistema que es el yacimiento y se selecciona el nodo solución, el cual se ubica en la profundidad media de la tubería de revestimiento. Una vez lista toda la información, se genera el análisis. Posteriormente se

dirige al parámetro de flow curves, donde se observa la oferta y demanda, y así comienza el análisis de todo el proceso realizado con los resultados del simulador.

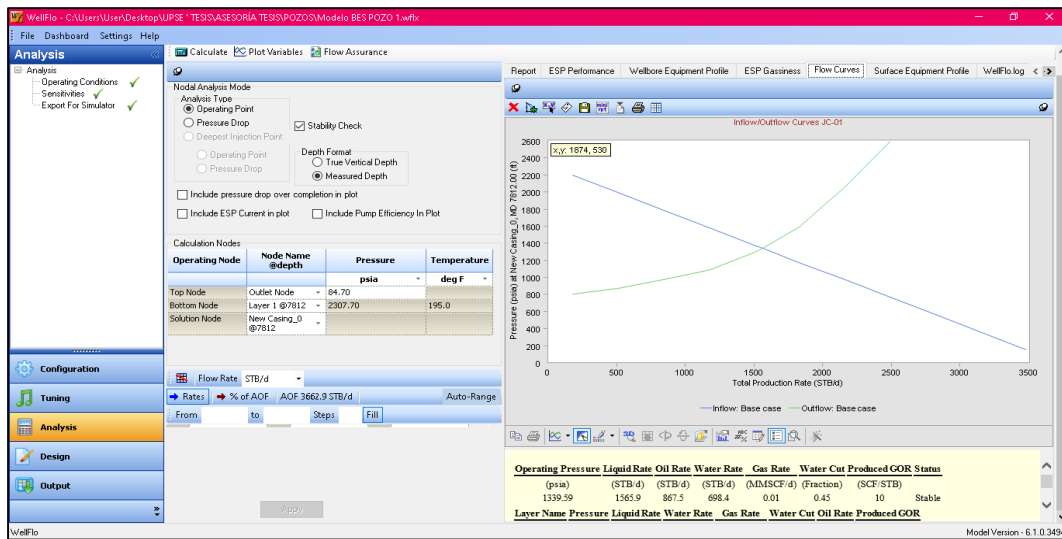


Figura N° 31: Interfase Wellflo™, análisis.

Fuente: Software Wellflo™

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Informe de análisis de Wellflo: Por último, se obtiene el reporte final de Wellflo™ para realizar el análisis respectivo.

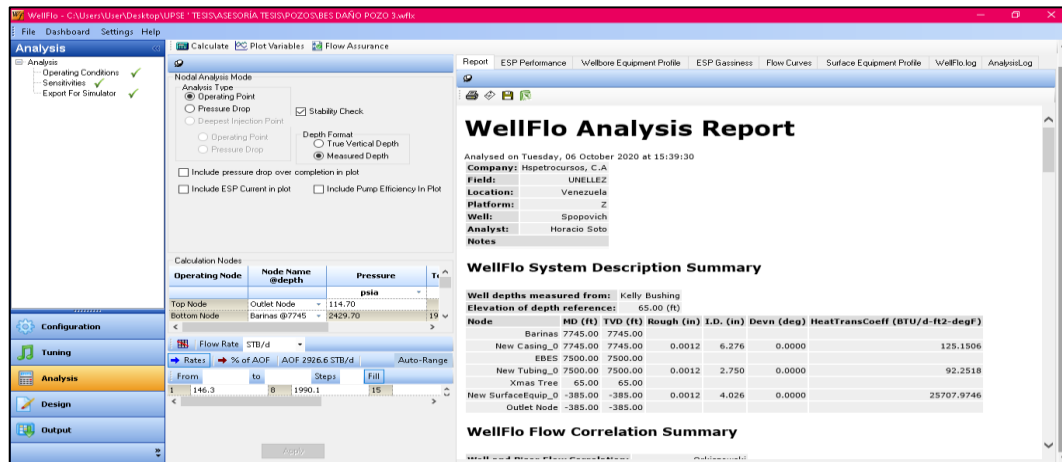


Figura N° 32: Informe de análisis de Wellflo™

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 EFECTIVIDAD DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

Los pozos donde se realizó trabajos de estimulación matricial son los que se muestran en la Tabla N° 13, se detalla la presión de fondo fluyente, caudales de petróleo, gas y agua, corte de agua, relación gas petróleo de las operaciones antes y después de la estimulación matricial, obtenidas del simulador Wellflo™, aplicando la técnica de análisis nodal.

Tabla N° 13: Data de los pozos antes y después de la estimulación.

ANTES DE LA ESTIMULACIÓN							
	Presión de Operación (psig)	Caudal de líquido (STB/d)	Caudal de petróleo (STB/d)	Caudal de agua (STB/d)	Caudal de gas (MMSCF/d)	Corte de Agua	Relación gas-petróleo (SCF/STB)
JC-A1	1329.77	1565	867	698	0.01	0.45	10
JC-A2	1369.91	1650	874.5	775.5	0.13	0.47	150
JC-A3	1394.91	1495	1031.6	463.5	0.15	0.31	150
DESPUÉS DE LA ESTIMULACIÓN							
	Presión de Operación (psig)	Caudal de líquido (STB/d)	Caudal de petróleo (STB/d)	Caudal de agua (STB/d)	Caudal de gas (MMSCF/d)	Corte de Agua	Relación gas-petróleo (SCF/STB)
JC-A1	1430.36	1685.9	934	751.9	0.01	0.45	10
JC-A2	1394.13	1674.8	887.7	787.2	0.13	0.47	150
JC-A3	1448.97	1591.6	1098.2	493.4	0.16	0.31	150

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Después de realizar la estimulación se obtienen valores como: permeabilidad dañada, daño de formación, índice de productividad y eficiencia de flujo. En la Tabla N° 14 se detalla con mayor precisión los valores de cada variable, en lo posterior estos valores junto con los anteriores, se utilizan para determinar la eficiencia de la estimulación en estos pozos.

Tabla N° 14: Parámetros para el cálculo del análisis técnico de los pozos.

ANTES DE LA ESTIMULACIÓN					
	K (mD)	Ks (mD)	S	IP (STB/d/psi)	EF (%)
JC-A1	750	155.13	21.5064	1.6248	23.71
JC-A2	320	218.5	12.1427	1.7368	35.5
JC-A3	530	213.9	17.9262	1.4657	27.16
DESPUÉS DE LA ESTIMULACIÓN					
	K (mD)	Ks (mD)	S	IP (STB/d/psi)	EF (%)
JC-A1	750	550	16.7511	1.9545	28.52
JC-A2	320	305	11.3904	1.8090	36.98
JC-A3	530	516	15.2077	1.6477	30.54

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 15 se indica el análisis técnico en base a los datos obtenidos antes y después de la estimulación, se estima la mejora porcentual de la permeabilidad en las adyacencias del pozo, reducción en la caída de presión en el yacimiento, daño de formación, incremento porcentual de la eficiencia de flujo. El pozo que mejores resultados obtuvo de acuerdo al análisis realizado fue el JC-A1, es necesario obtener los datos del análisis económico para determinar si la estimulación fue rentable en su totalidad.

Tabla N° 15: Resultado de la evaluación de la eficiencia de la estimulación.

PARÁMETROS	POZOS		
	JC-A1	JC-A2	JC-A3
ΔK_s (%)	53	27	57
ΔP_y (Psi)	963.38	950	1020.09
ΔS (%)	22	27	15.16
ΔEf (%)	20	4.16	13.11
ΔQ_o (STB)	66.8	13.2	66.6
Q_o (%)	7.6	1.5	6.46

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

La figura N° 33 detalla la gráfica del análisis de sensibilidad de un pozo para conocer el valor de las presiones y caudales a diferentes daños en la permeabilidad del pozo.

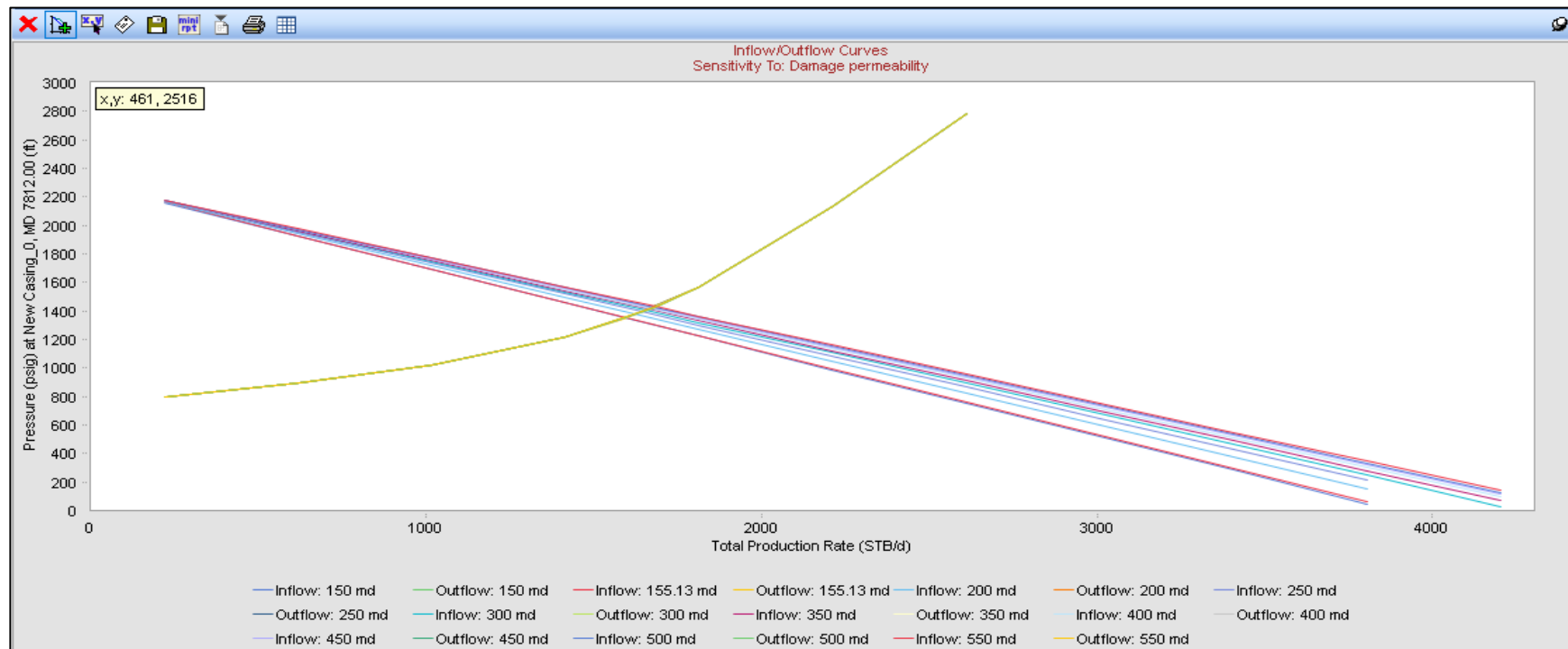


Figura N° 33: Análisis de sensibilidad de un pozo.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Realizando el análisis de sensibilidad en la permeabilidad para los tres pozos, se presenta presiones de fondo a diferentes tasas líquidas. Esto se refleja en la Tabla N° 16.

Tabla N° 16: Sensibilidad, daño en la permeabilidad.

POZO JC-A1								
Presión de operación	Caudal de líquido	Caudal de petróleo	Caudal de agua	Caudal de gas	Corte de Agua	Producción de GOR	Estado del pozo	Sens 1: Daño - permeabilidad
(Psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fracción)	(SCF/STB)		(md)
1352.54	1594.3	883.3	711.1	0.01	0.45	10	Estable	150
1329.77	1565	867	698	0.01	0.45	10	Estable	155.13
1377.37	1626.4	901	725.4	0.01	0.45	10	Estable	200
1392.76	1646.2	912	734.2	0.01	0.45	10	Estable	250
1403.22	1659.7	919.5	740.2	0.01	0.45	10	Estable	300
1417.93	1674.2	927.5	746.7	0.01	0.45	10	Estable	400
1427.03	1682.8	932.2	750.5	0.01	0.45	10	Estable	500
1430.36	1685.9	934	751.9	0.01	0.45	10	Estable	550
1435.5	1690.7	936.7	754.1	0.01	0.45	10	Estable	650
1439.3	1694.3	938.6	755.7	0.01	0.45	10	Estable	750

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 17, se describe la sensibilidad dos, datos de daño en la permeabilidad.

Tabla N° 17: Sensibilidad 2, daño en la permeabilidad.

POZO JC-A2								
Presión de operación	Caudal de líquido	Caudal de petróleo	Caudal de agua	Caudal de gas	Corte de Agua	Producción de GOR	Estado del pozo	Sens 2: Daño - permeabilidad
(Psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fracción)	(SCF/STB)		(md)
1362.4	1642.1	870.3	771.8	0.13	0.47	150	Estable	200
1369.91	1650	874.5	775.5	0.13	0.47	150	Estable	218.5
1370.47	1650.5	874.8	775.8	0.13	0.47	150	Estable	220
1377.29	1657.6	878.5	779	0.13	0.47	150	Estable	240
1383.11	1663.5	881.7	781.9	0.13	0.47	150	Estable	260
1388.14	1668.7	884.4	784.3	0.13	0.47	150	Estable	280
1392.51	1673.2	886.8	786.4	0.13	0.47	150	Estable	300
1394.13	1674.8	887.7	787.2	0.13	0.47	150	Estable	305
1394.5	1675.2	887.9	787.3	0.13	0.47	150	Estable	310
1396.36	1677.1	888.9	788.2	0.13	0.47	150	Estable	320

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 18, se describe la sensibilidad tres, datos de daño en la permeabilidad.

Tabla N° 18: Sensibilidad 3, daño en la permeabilidad.

POZO JC-A3								
Presión de operación	Caudal de líquido	Caudal de petróleo	Caudal de agua	Caudal de gas	Corte de Agua	Producción de GOR	Estado del pozo	Sens 3: Daño - permeabilidad
(Psia)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fracción)	(SCF/STB)		(md)
1394.91	1495	1031.6	463.5	0.15	0.31	150	Estable	213.9
1425.99	1551.3	1070.4	480.9	0.16	0.31	150	Estable	300
1433.59	1565	1079.8	485.1	0.16	0.31	150	Estable	350
1444.16	1583.3	1092.4	490.8	0.16	0.31	150	Estable	450
1447.91	1589.8	1096.9	492.8	0.16	0.31	150	Estable	500
1448.59	1590.9	1097.7	493.2	0.16	0.31	150	Estable	510
1448.97	1591.6	1098.2	493.4	0.16	0.31	150	Estable	516
1449.22	1592	1098.5	493.5	0.16	0.31	150	Estable	520
1449.53	1592.6	1098.9	493.7	0.16	0.31	150	Estable	525
1449.84	1593.1	1099.2	493.9	0.16	0.31	150	Estable	530

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.1.1 Curvas de oferta y demanda

Para obtener la tasa de operación actual del pozo después de la estimulación matricial es importante conocer las curvas de oferta y demanda simuladas en el software, mostradas en la Figura N°34.

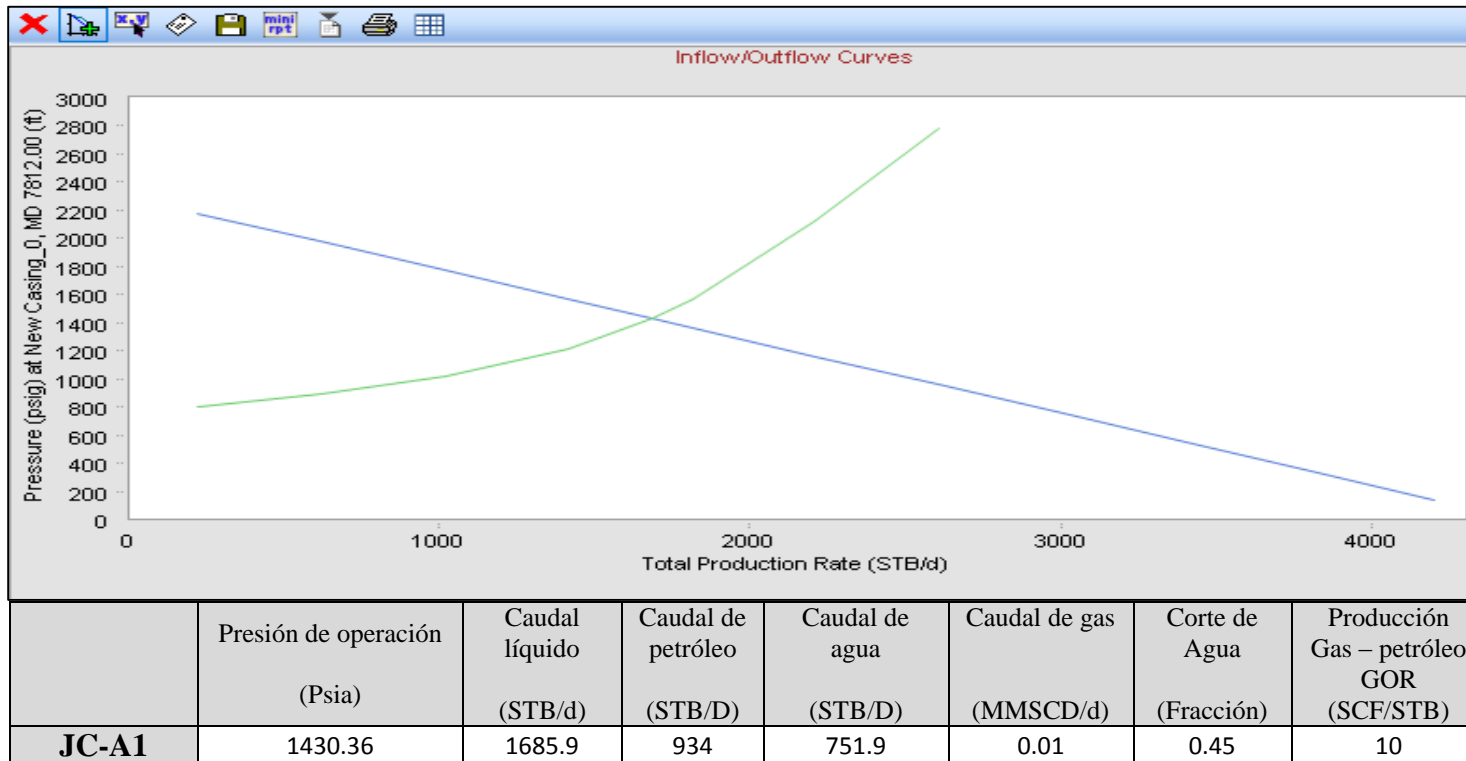


Figura N° 34: Curvas de oferta y demanda Pozo JC-A1.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 35, se describe la curva de oferta y demanda del pozo JC-A2.

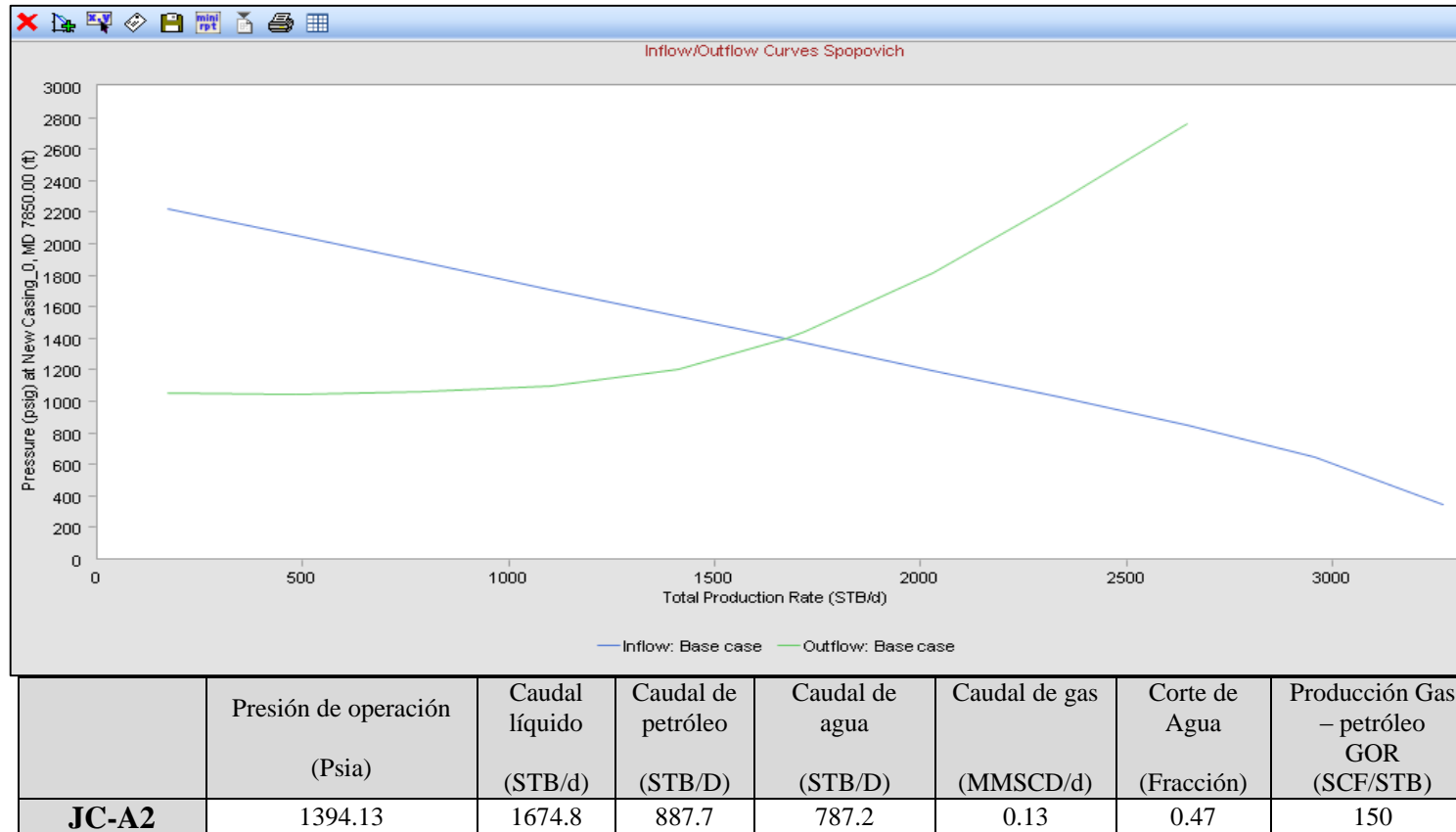


Figura N° 35: Curvas de oferta y demanda Pozo JC-A2.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 36, se describe la curva de oferta y demanda del pozo JC-A3.

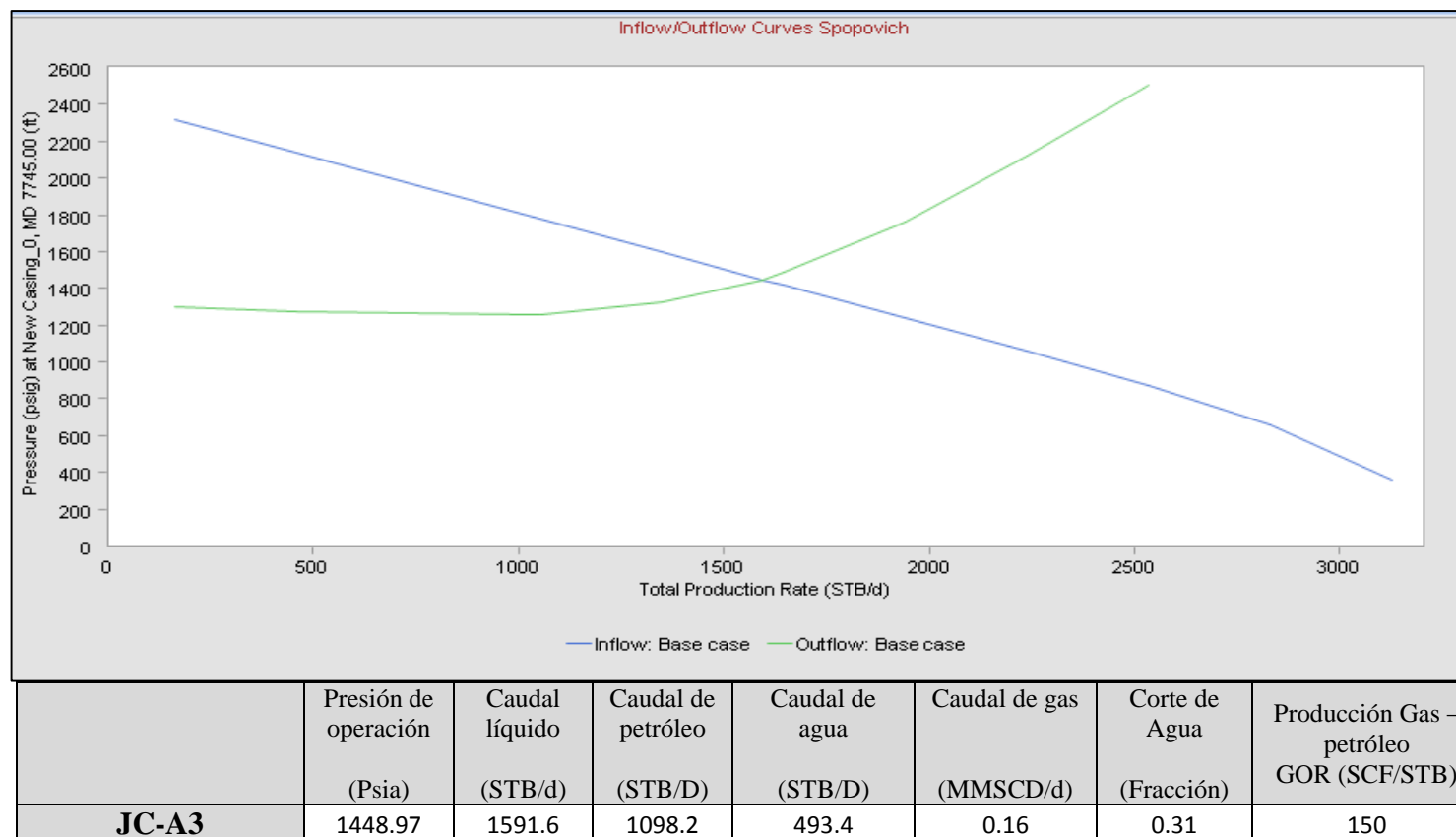


Figura N° 36: Curvas de oferta y demanda pozo JC-A3.

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.1.2 Data petrofísica para la Correlación Ks vs Porosidad

La siguiente gráfica contiene los datos petrofísicos como la porosidad que es extraída de la evaluación de la formación de cada pozo y la permeabilidad que es producto del análisis nodal, ambas propiedades son utilizadas para correlacionarlas a fin de tener una ecuación que permita calcular la permeabilidad dañada en la zona adyacente al pozo en función de la porosidad. Cabe destacar que esta gráfica es el primer paso para iniciar la correlación Ks vs Porosidad, se necesitan más datos, la propuesta es continuar con el proyecto de recolección de datos y caracterización de los demás pozos del Campo Guafita.

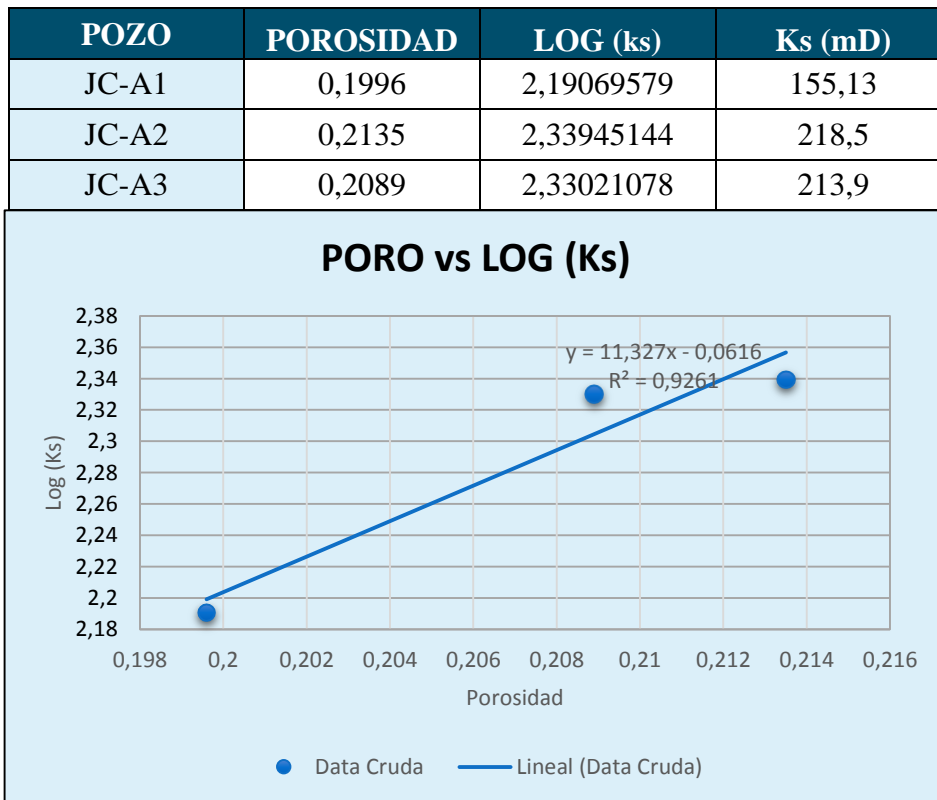


Figura N° 37: Data petrofísica para el establecimiento de la Correlación Ks vs Porosidad.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Este análisis es de gran importancia ya que ayuda a la toma de decisiones, cuando se realizan proyectos de menor y gran escala, para su desarrollo se consideran los siguientes parámetros: análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR), los resultados permiten determinar la sostenibilidad del proyecto.

Dos criterios determinan a un proyecto para que sea rentable:

1. El valor neto (VAN) es mayor a cero.
2. La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la actualización.

El tiempo de recuperación de la inversión, es aquel que determina el plazo en que se recupera el dinero destinado para cualquier proyecto, es decir, nos revela la fecha en la que se cubre la inversión inicial.

4.2.1 Indicadores financieros

Los indicadores financieros básicamente son herramientas que permiten cuantificar la rentabilidad y el tiempo de recuperación de la inversión

De acuerdo con la literatura investigada, se muestra la Tabla N°19, indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) usada para cálculos correspondientes.

Tabla N° 19: Descripción básica de TIR y VAN.

INDICADOR	DEFINICIÓN	ECUACIÓN
<p>Valor Actual Neto (VAN)</p>	<p>Es la diferencia entre todos los ingresos y egresos del período actual. Este consiste en restar el valor de la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. ·</p> <p>VAN < 0, Proyecto rechazado VAN > 0, Proyecto aceptado VAN = 0, Proyecto recupera su inversión</p>	$VAN = -F_o + \sum_{k=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^k}$ <p>Donde: Fo= Inversión Inicial Fn= Flujo neto de caja del año k k= Período en evaluación i= Tasa de interés o descuento</p>
<p>Tasa Interna de Retorno (TIR)</p>	<p>Es aquella que hace que el valor actual neto sea igual a cero, permite la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión, y determina el supuesto de una oportunidad para volver a invertir.</p> <p>El TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión. (R = Tasa de actualización).</p> <p>Si TIR > R el proyecto es rentable. Si TIR = R el proyecto no tendrá ganancias ni pérdidas Si TIR < R el proyecto no es rentable.</p>	$VAN = -F_o + \sum_{k=0}^n \frac{F_n}{(1+TIR)^k}$ <p>Donde: Fo= Inversión Inicial Fn= Flujo neto de caja del año k k= Período en evaluación</p>

Fuente: (Hernández, 2011)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 20, se muestran los indicadores financieros como la relación de costo beneficio (RCB) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI), utilizada para cálculos correspondientes.

Tabla N° 20: Descripción básica de RCB y PRI.

INDICADOR	DEFINICIÓN	ECUACIÓN
<p>Relación costo/beneficio (RCB)</p>	<p>Muestra de forma notoria la rentabilidad de un proyecto, considera los ingresos generados, los gastos y la inversión todos estos calculados en el período de inversión.</p> <p>Para lo cual se emplea la siguiente ecuación:</p> <p>.</p> <p>RCB>1, los ingresos mayores a los egresos. El proyecto es rentable.</p> <p>RCB<1, lo requisitos menores a egresos. El proyecto es rechazado.</p> <p>RBC=0, los egresos iguales a los egresos. El proyecto es indiferente.</p>	$RCB = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{inversión}}$ <p>Los ingresos y costos deben estar actualizados.</p>
<p>Período de recuperación de la inversión (PRI)</p>	<p>Es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial neta, mediante los flujos netos de caja, lo óptimo para una empresa que invierte un determinado capital para un proyecto es la recuperación de su desembolso en un período máximo de tiempo.</p>	

Fuente: (Hernández, 2011)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.2.2 Costos estimados para el estudio económico

En la Tabla N° 21, se detalla el valor aproximado de los costos para realizar la intervención de una estimulación matricial.

Tabla N° 21: Costos estimados de servicios operacionales.

ACTIVIDAD DE SERVICIOS OPERACIONALES	COSTO (USD)
Movimiento de la torre	\$8.000,00
Trabajo de la torre	\$30.000,00
Supervisión y Transporte	\$7.500,00
Químicos	\$30.000,00
Unidad de Slick Line	\$2.100,00
Equipo BES	\$200.000,00
Instalación de conectores	\$4.000,00
Servicio Spooler	\$9.500,00
Supervisión e instalación equipo BES	\$13.200,00
Diesel Rig	\$650,00
Vacuum	\$360,00
Contingencias	\$61.062,00
Trabajo de estimulación matricial y adicionales	\$49.672,00
TOTAL	\$416.044,00

Fuente: (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

- ✓ Se considera una tasa de actualización anual del 12% y una mensual del 1%, de acuerdo con el departamento financiero de Petroamazonas EP.
- ✓ Se estima un porcentaje de contingencia de +/- 20%.
- ✓ La declinación mensual de la producción en los pozos de estudio tiene un valor de 3%, considerando un periodo mensual de 30 días.

4.2.3 Resultados del análisis de la declinación de la producción

La estimulación tiene una vida útil efectiva en el pozo, varía dependiendo de las condiciones adversas al pozo. La zona adyacente al pozo se va dañando progresivamente y posiblemente alcance su radio de daño inicial a medida que pasa el tiempo, la permeabilidad actualmente se encuentra restablecida. Con el uso del simulador y datos estadísticos de la gerencia de yacimientos, mediante un análisis de sensibilidad de permeabilidad dañada, considerando la disminución de la presión del yacimiento e incremento del corte de agua, para determinar la declinación de producción de manera más precisa y así obtener la tasa de interés para calcular los flujos futuros.

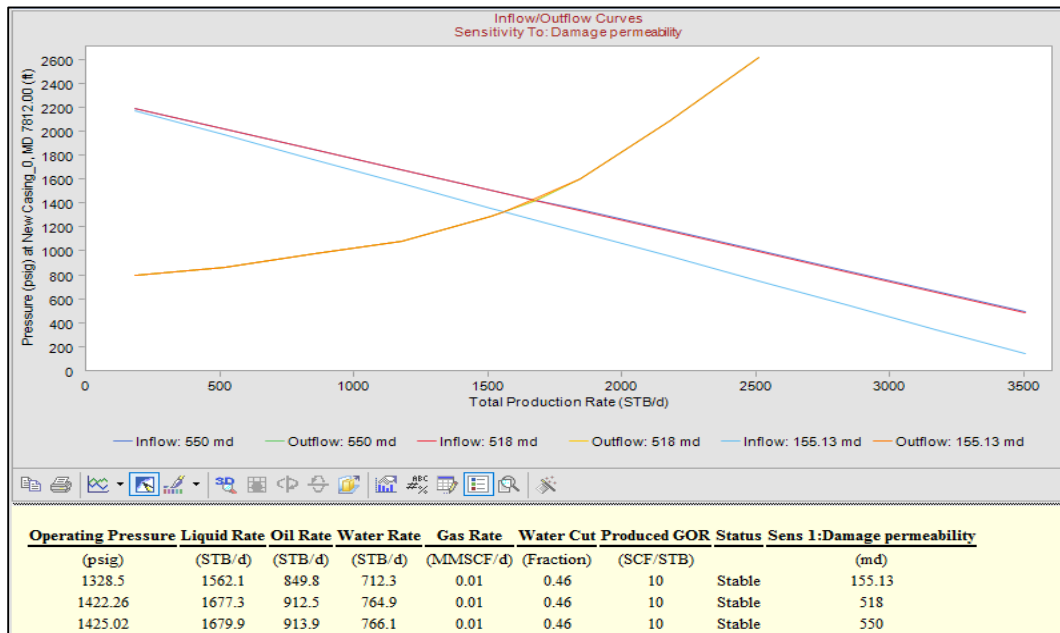


Figura N° 38: Sensibilidad en la permeabilidad para obtener la declinación de la producción en un 3%.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Para efectos de la declinación de la producción se realizó un análisis de sensibilidad simulado en el software, donde se determinó el 3% de declinación mensual en la producción de los pozos. Se crea una base de datos, presentada en la Tabla N° 23, para obtener la declinación de la producción recuperada de petróleo después de la estimulación. Se toma en consideración los barriles de petróleo recuperados de la estimulación para conocer la rentabilidad del proyecto.

Tabla N° 22: Declinación mensual de la producción de los pozos de estudio.

MES	POZO JC-A1	POZO JC-A2	POZO JC-A3
ENERO	66,80	13,2	66,6
FEBRERO	64,80	12,80	64,60
MARZO	62,85	12,42	62,66
ABRIL	60,97	12,05	60,78
MAYO	59,14	11,69	58,96
JUNIO	57,36	11,34	57,19
JULIO	55,64	11,00	55,48
AGOSTO	53,97	10,67	53,81
SEPTIEMBRE	52,35	10,35	52,20
OCTUBRE	50,78	10,04	50,63
NOVIEMBRE	49,26	9,73	49,11
DICIEMBRE	47,78	9,44	47,64

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.2.4 Evaluación de la viabilidad económica

Una vez obtenida la tabla de declinación de la producción mensual de los pozos, se procede a realizar los resultados para diferentes costos de barril de petróleo para cada pozo de estudio. Es de conocimiento general que la producción de los pozos no es constante, existen declinaciones por eso se toma en cuenta una declinación del 3%, información basada en data anterior.

En la Tabla N° 23, se describe de forma ordenada los ingresos mensuales proyectados para el pozo JC-A2 con el fin de reflejar la utilidad.

Tabla N° 23: Producción mensual pozo JC-A1.

MES	PRODUCCIÓN DIARIA (STB/D)	PRODUCCIÓN MENSUAL (STB)	INGRESOS	INGRESOS	INGRESOS
			Precio del barril (USD/STB) \$40	Precio del barril (USD/STB) \$60	Precio del barril (USD/STB) \$80
Enero	66,8	2037,4	\$81496,00	\$122.244,00	\$162.992,00
Febrero	64,80	1976,28	\$79051,12	\$118.576,68	\$158.102,24
Marzo	62,85	1916,99	\$76679,59	\$115.019,38	\$153.359,17
Abril	60,97	1859,48	\$74379,20	\$111.568,80	\$148.758,40
Mayo	59,14	1803,70	\$72147,82	\$108.221,73	\$144.295,65
Junio	57,36	1749,58	\$69983,39	\$104.975,08	\$139.966,78
Julio	55,64	1697,10	\$67883,89	\$101.825,83	\$135.767,77
Agosto	53,97	1646,18	\$65847,37	\$98.771,05	\$131.694,74
Septiembre	52,35	1596,80	\$63871,95	\$95.807,92	\$127.743,90
Octubre	50,78	1548,89	\$61955,79	\$92.933,69	\$123.911,58
Noviembre	49,26	1502,43	\$60097,12	\$90.145,67	\$120.194,23
Diciembre	47,78	1457,36	\$58294,20	\$87.441,30	\$116.588,41

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 24, se describe de forma ordenada los ingresos mensuales proyectados para el pozo JC-A2 con el fin de reflejar la utilidad.

Tabla N° 24: Producción mensual pozo JC-A2.

MES	PRODUCCIÓN DIARIA (STB/D)	PRODUCCIÓN MENSUAL (STB)	INGRESOS	INGRESOS	INGRESOS
			Precio del barril (USD/STB) \$40	Precio del barril (USD/STB) \$60	Precio del barril (USD/STB) \$80
Enero	13,2	402,60	\$16.104	\$24.156	\$32.208
Febrero	12,80	390,52	\$15.621	\$23.431	\$31.242
Marzo	12,42	378,81	\$15.152	\$22.728	\$30.305
Abril	12,05	367,44	\$14.698	\$22.047	\$29.395
Mayo	11,69	356,42	\$14.257	\$21.385	\$28.514
Junio	11,34	345,73	\$13.829	\$20.744	\$27.658
Julio	11,00	335,35	\$13.414	\$20.121	\$26.828
Agosto	10,67	325,29	\$13.012	\$19.518	\$26.024
Septiembre	10,35	315,54	\$12.621	\$18.932	\$25.243
Octubre	10,04	306,07	\$12.243	\$18.364	\$24.486
Noviembre	9,73	296,89	\$11.875	\$17.813	\$23.751
Diciembre	9,44	287,98	\$11.519	\$17.279	\$23.038

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 25, especifica el informe de producción mensual del pozo JC-A3 y beneficios generados.

Tabla N° 25: Producción mensual pozo JC-A3.

MES	PRODUCCIÓN DIARIA (STB/D)	PRODUCCIÓN MENSUAL (STB)	INGRESOS	INGRESOS	INGRESOS
			Precio del barril (USD/STB) \$40	Precio del barril (USD/STB) \$60	Precio del barril (USD/STB) \$80
Enero	66,6	2031,3	\$81.252	\$121.878	\$162.504
Febrero	64,60	1970,36	\$78.814,44	\$118.221,66	\$157.629
Marzo	62,66	1911,25	\$76.450,01	\$114.675,01	\$152.900
Abril	60,78	1853,91	\$74.156,51	\$111.234,76	\$148.313
Mayo	58,96	1798,30	\$71.931,81	\$107.897,72	\$143.864
Junio	57,19	1744,35	\$69.773,86	\$104.660,79	\$139.548
Julio	55,48	1692,02	\$67.680,64	\$101.520,96	\$135.361
Agosto	53,81	1641,26	\$65.650,22	\$98.475,33	\$131.300
Septiembre	52,20	1592,02	\$63.680,72	\$95.521,07	\$127.361
Octubre	50,63	1544,26	\$61.770,29	\$92.655,44	\$123.541
Noviembre	49,11	1497,93	\$59.917,19	\$89.875,78	\$119.834
Diciembre	47,64	1452,99	\$58.119,67	\$87.179,50	\$116.239

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

4.2.5 Indicadores de rentabilidad

La Tabla N° 26, detalla los resultados obtenidos de los indicadores para el pozo JC-A1 luego de aplicar los criterios necesarios para la toma de decisiones referentes a la ejecución del proyecto, los tres escenarios se evalúan en \$80, \$60 y \$40 para los costos de barril del petróleo, los valores resultantes de la TIR, VAN y PRI determinan la sostenibilidad del proyecto.

Tabla N° 26: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A1.

INDICADOR	POZO JC-A1		
	\$40	\$60	\$80
VAN	\$369.634,60	\$1.178.101,85	\$1.570.941
TIR	14%	25%	38%
PRI	0,51	0,34	0,25

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

En la Tabla N° 27, se describe los resultados obtenidos para el pozo JC-A3, tres escenarios se evalúan \$80, \$60 y \$40 costos del barril del petróleo para la evaluación de TIR, VAN y PRI los valores finales reflejan una rentabilidad ajustada a la realidad de los pozos.

Tabla N° 27: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A3.

INDICADOR	POZO JC-A3		
	\$40	\$60	\$80
VAN	\$417.201,97	\$833.824,95	\$1.250.447,93
TIR	14%	25%	36%
PRI	0,6	0,3	0,1

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

El pozo JC-A2 no apporto lo que se estimaba, para el escenario de \$40 dólares después de 8 años no se recupera la inversión inicial en la estimulación realizada al pozo. Para un escenario de \$60 dólares la inversión se recupera en 4 años y para un escenario de \$80 dólares se recupera la inversión en 1 año y 4 meses.

Tabla N° 28: Indicadores de rentabilidad del pozo JC-A2.

INDICADOR	POZO JC-A2		
	\$40	\$60	\$80
VAN	\$-15.249	\$185.149	\$385.547
TIR	1%	3%	5%
PRI	-	4	1,4

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En la base de resultados de esta investigación se puede concluir que:

1. Se evaluó la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva en 3 pozos del Campo Guafita, aplicando la técnica de análisis nodal utilizando el software Wellflo™. En vista a los resultados, se puede afirmar que el tratamiento de estimulación aplicado en los pozos, restaura la permeabilidad en un porcentaje considerable.
2. La data obtenida del porcentaje de la eficiencia de la estimulación matricial no reactiva, contribuirá a estudios futuros de los ingenieros de producción a fin de poder estimar el nuevo potencial que tendría un pozo en caso de que se le aplique estimulación matricial no reactiva.
3. De acuerdo a los resultados del PRI el pozo que presentó el mejor tiempo de recuperación es el JC-A3 en un mes de recuperación de inversión.
4. En los pozos del campo, se pudo remover el daño con la estimulación matricial no reactiva, la mejora porcentual de la permeabilidad en las adyacencias del pozo fue del 57%.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar un estudio a los pozos para verificar si el sistema de levantamiento artificial es el correcto con respecto a eficiencia y costos por si existe un sobredimensionamiento de la bomba, para optimizar la producción del campo en el menor tiempo posible.
2. Es necesario tener la disponibilidad de todos los datos tanto del yacimiento, producciones actuales, completaciones, PVT, parámetros de la bomba BES, para así realizar sin dificultades los programas necesarios requeridos para todo el estudio.
3. Continuar con el proyecto de recolección de datos de caracterización de los demás pozos de Campo Guafita a fin de tener una ecuación que permita calcular la permeabilidad dañada en la zona adyacente al pozo en función de la porosidad.
4. Estudiar la posibilidad de que la Universidad Estatal Península de Santa Elena incorpore en el aprendizaje este tipo de software de flujo multifásico, para que los graduados de la universidad salgan más preparados a la industria petrolera.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arteaga, L. (Noviembre de 2009). Caracterización Sismo-Estatigráfica y Estructural, mediante atributos sísmicos, del miembro Quevedo de la Formación Navay. Campo Guafita, Área Sur. Cuenca Barinas - Apure. Mérida, Venezuela : Universidad de Los Andes .
- Beggs, D. H. (1991). Production Optimization using Nodal Analysis. (pág. 411). Tulsa Oklahoma: Tulsa Oklahoma OGCI and Petroskills Publications.
- Carreño, D., & Zarate, D. (Junio de 2014). PLAN ESTRATÉGICO DE PRODUCCIÓN, CASO: REHABILITACIÓN DE POZO EN EL CAMPO GUAFITA, ÁREAS SUR Y ESTE DEL DISTRITO APURE. 52-53. Caracas, Venezuela.
- Castañeda, O. (21 de abril de 2014). La Estimulación Matricial Hidráulico Aplicadas a pozos de aceite y gas. . México D.F., México : Universidad Nacional Autónoma de México.
- Civan, F. (2016). Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation., 3. United States: Elsevier Inc.
- Clemente, M. H., & Ruiz, R. (Septiembre de 2008). Oilproduction.net. Obtenido de Oilproduction.net:
http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf
- Cordero, E. (Octubre de 2013). Metodología para la identificación de daños de formación basado en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del Campo Colibrí, Octubre 2013. 2. Quito, Ecuador.
- Díaz, N., Herrera, M., Odreman, O., & Aquino, R. (2007). Estudio Sedimentológico y Estatigráfico del Oligo-Mioceno en pozos con núcleo del Campo Guafita, Estado Apure. Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes. Escuela de Ingeniería Geológica.
- Economides, M. (2012). Petroleum Production Systems (Segunda ed.). Pearson; 2nd Edición.
- Economides, M. (Enero de 2014). PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS. Massachusetts, Estados Unidos: Prentice Hall.
- Gilbert, W. (1954). Flowing and Gas-Lift Well Performance. Drill. 126. Dallas , Texas: Drill. & Prod. Prac.
- Golan, M. (1991). Well Performance. Trondheim, Noruega : Prentice Hall; Subsequent Edición (1 Noviembre 1991).
- Guaigua, S. (Noviembre de 2016). Alternativas para la Optimización de la Producción de un Campo Maduro de la Cuenca Ecuatoriana: Facturamiento Hidráulico y/o Estimulación Matricial. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

- Guato, H. (Diciembre de 2018). Optimización de la producción utilizando análisis nodal en pozos de petróleo para la mini estación Auca Sur 1 del Campo Auca Sur en el Bloque 61. Quito, Ecuador .
- Haider, M. (1 de enero de 1936). Productivity Index. New York, Estados Unidos : American Petroleum Institute.
- Hawkins, J. (1956). A note on the skin effect. Society of Petroleum Engineers.
- Herrera, M., & del Valle, N. (abril de 2008). Estudio sedimentológico y estratigráfico del oligo-mioceno en pozos con núcleos del Campo Guafita, Estado Apure. 29, 137-146. Venezuela: Revista Ciencia de la Ingeniería.
- Hurtado, M., Delgado, M., Zonia, P., & Escalante, J. (2008). Modelo sedimentológico de los yacimientos G9 y G10 del campo Guafita Norte, área Apure, Venezuela Sedimentological model for G9 and G10 reservoirs. North Guafita field, Apure area, Venezuela. Revista Ciencia e Ingeniería, 137-146.
- Islas, C. (Marzo de 1991). MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS. México D.F., México : Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Kermit, B. (1977). The Technology of Artificial Lift Methods. . Tulsa: Petroleum Publishing Co.
- Kermit, B., & James, L. (Octubre de 1985). Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. 37. (S. d. Petroleros, Ed.) doi:<https://doi.org/10.2118/14714-PA>
- Larrea, M., Diego, P., & Miranda, B. (9 de Mayo de 2011). Análisis del factor de daño y evaluación de los tratamientos de acidificación realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico. Guayaquil, Ecuador . Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/16110>
- Mach, J., Proano, E., & Brown, K. (1979). A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. Texas, Estados Unidos: SPE.
- Meléndrez, E. H. (2006). Cómo escribir una tesis.
- Moore, T. (1933). Calculation of Pressure Drops in flowing wells. 103, 170-190. Petrol Devel and Techology.
- Nind, T. (1964). Principles of Oil Wells of Production. Saskatchewan: McGraw-Hill, Inc.
- Osuna, S. (1990). Estudio Geológico de la Cuenca Barinas-Apure. Venezuela : Gerencia General de Geología de Corpoven.
- Pizzarelli, S. (2014). MATRICIAL STIMULATION FOR ENHANCING RECOVERY FACTOR OF PRODUCTION HEAVY OIL WELLS WITH

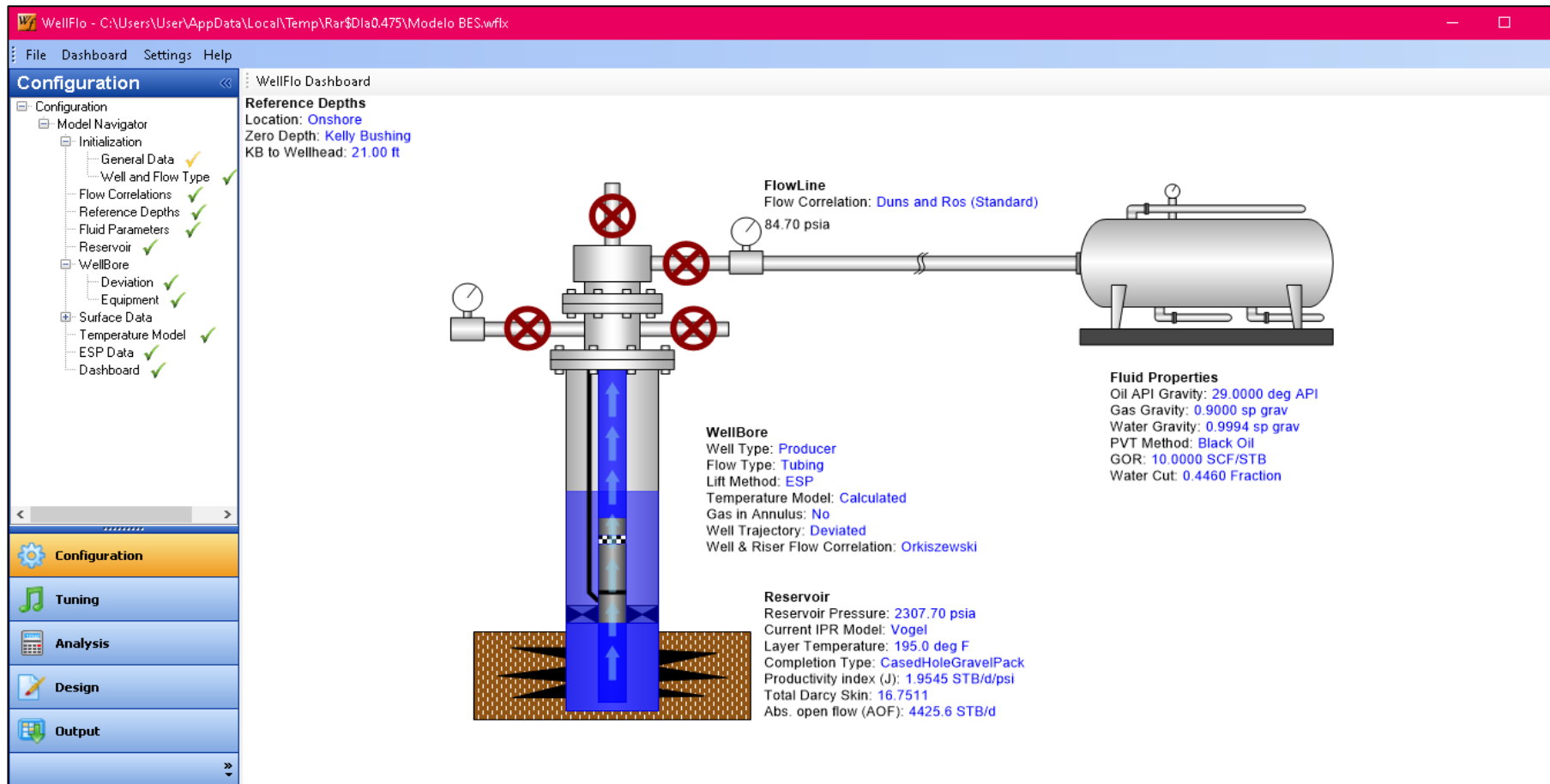
ALTERNATING STEAM INJECTION COMBINED WITH THERMAL
CHEMICALS IN THE FIELD BACHAQUERO LAKE IN MARACAIBO
LAKE, VENEZUELA. USA: Tecana American University .

- Ramírez, C. (Octubre de 2014). Estudio para el incremento de la producción de petróleo mediante análisis nodal de los sistemas de levantamiento artificial implementados en el área sur del Campo Sacha. Quito, Ecuador .
- Salguero, B. (2006). Diagnóstico y propuesta de optimización de bomba tipo BES para manejar fluidos con alto contenidos de arena y fluidos viscosos en los pozos que se encuentran en el Campo de Repsol YPF. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Schlumberger. (1998). Manual. En Matrix Engineering Manual (págs. 7-8).
- Soto, H. (Febrero de 2015). DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS QUEVEDO. 11. Barinas, Venezuela.
- Van Everdingen, A., & Hurst, W. (Octubre de 1949). The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoir. AIME.
- Vogel, J. (Enero de 1968). Inflow Performance Relationships for Solution- Gas Driver Wells, 20. Journal of Petroleum Technology. doi:10.2118/1476

ANEXOS

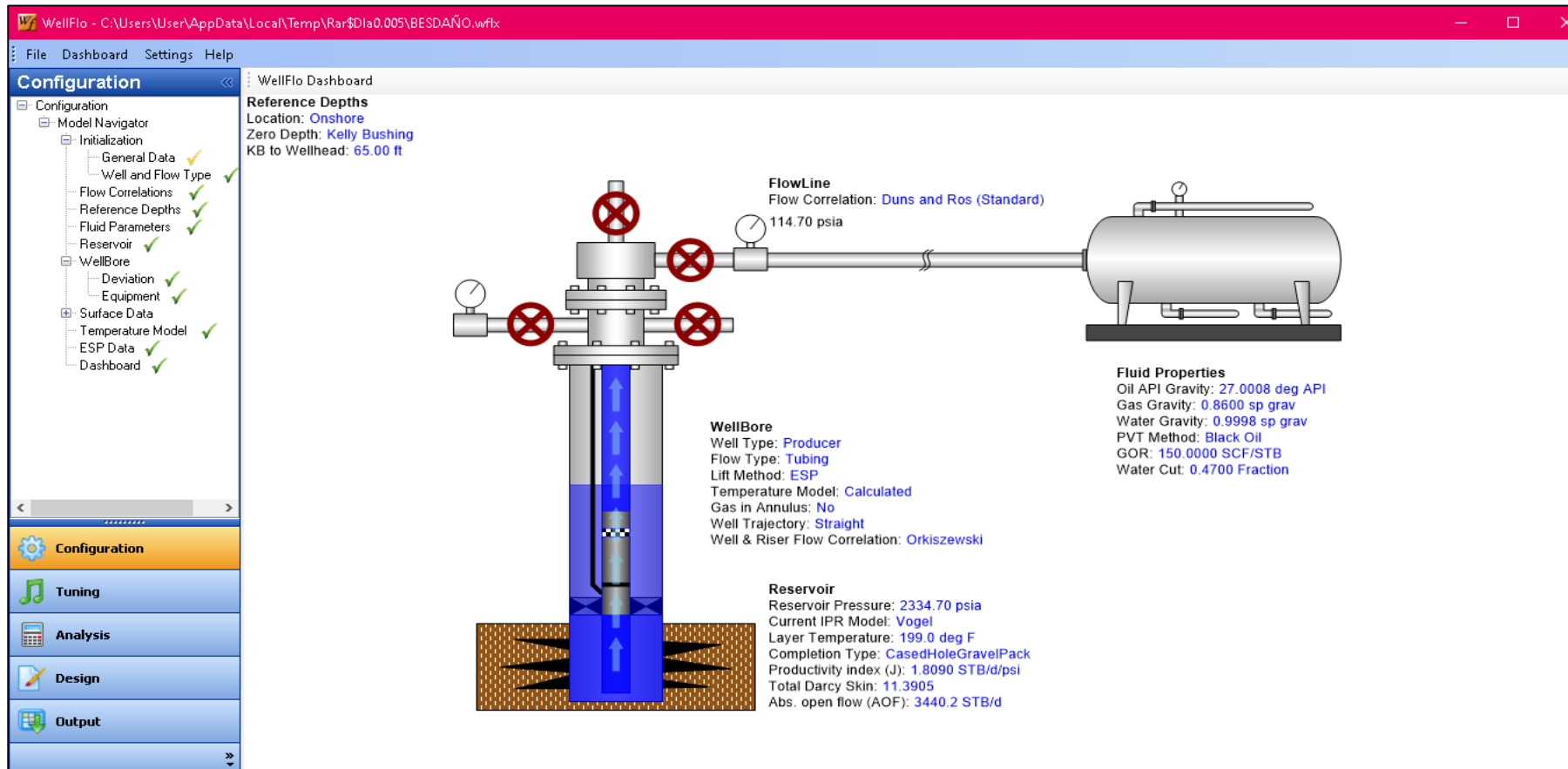
ESQUEMA DE LOS POZOS DE ESTUDIO WELLFLO™.

ESQUEMA DE LOS POZOS DE ESTUDIO WELLFLO™ POZO JC-A1.



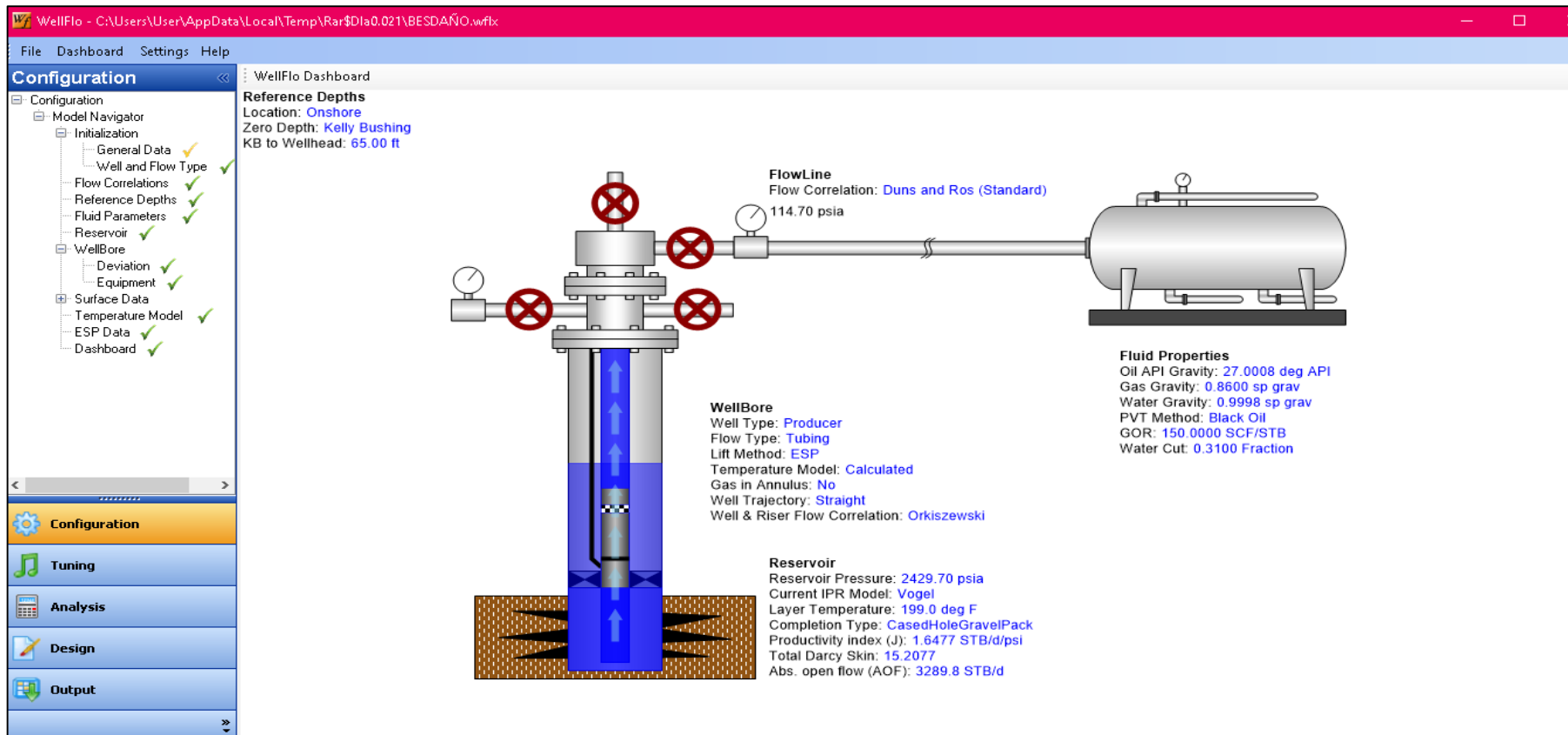
Fuente: Software Wellflo™.
Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

ESQUEMA DE LOS POZOS DE ESTUDIO WELLFLO™ POZO JC-A2.



Fuente: Software Wellflo™.
 Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

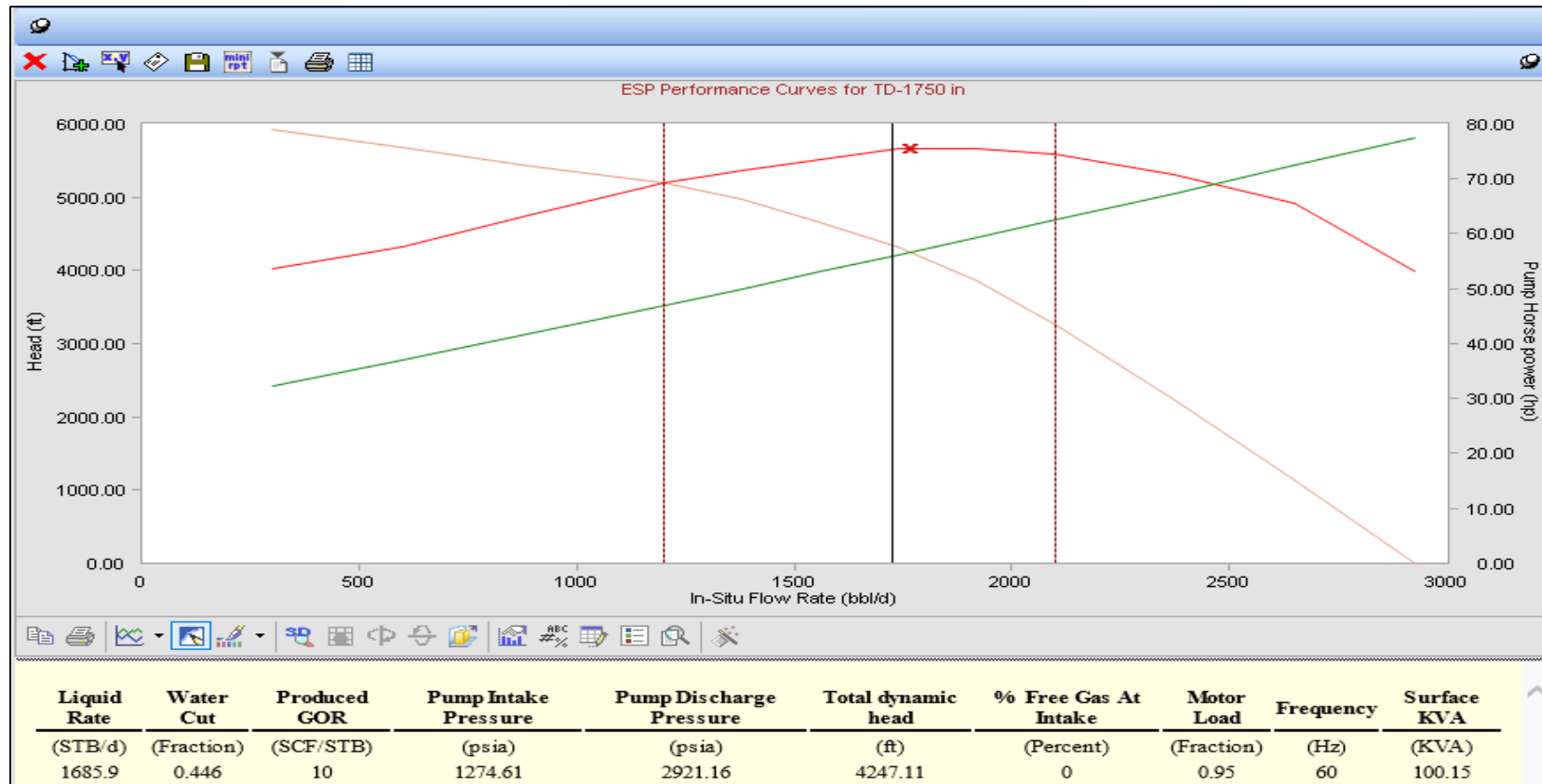
ESQUEMA DE LOS POZOS DE ESTUDIO WELLFLO™ POZO JC-A3.



Fuente: Software Wellflo™.
 Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

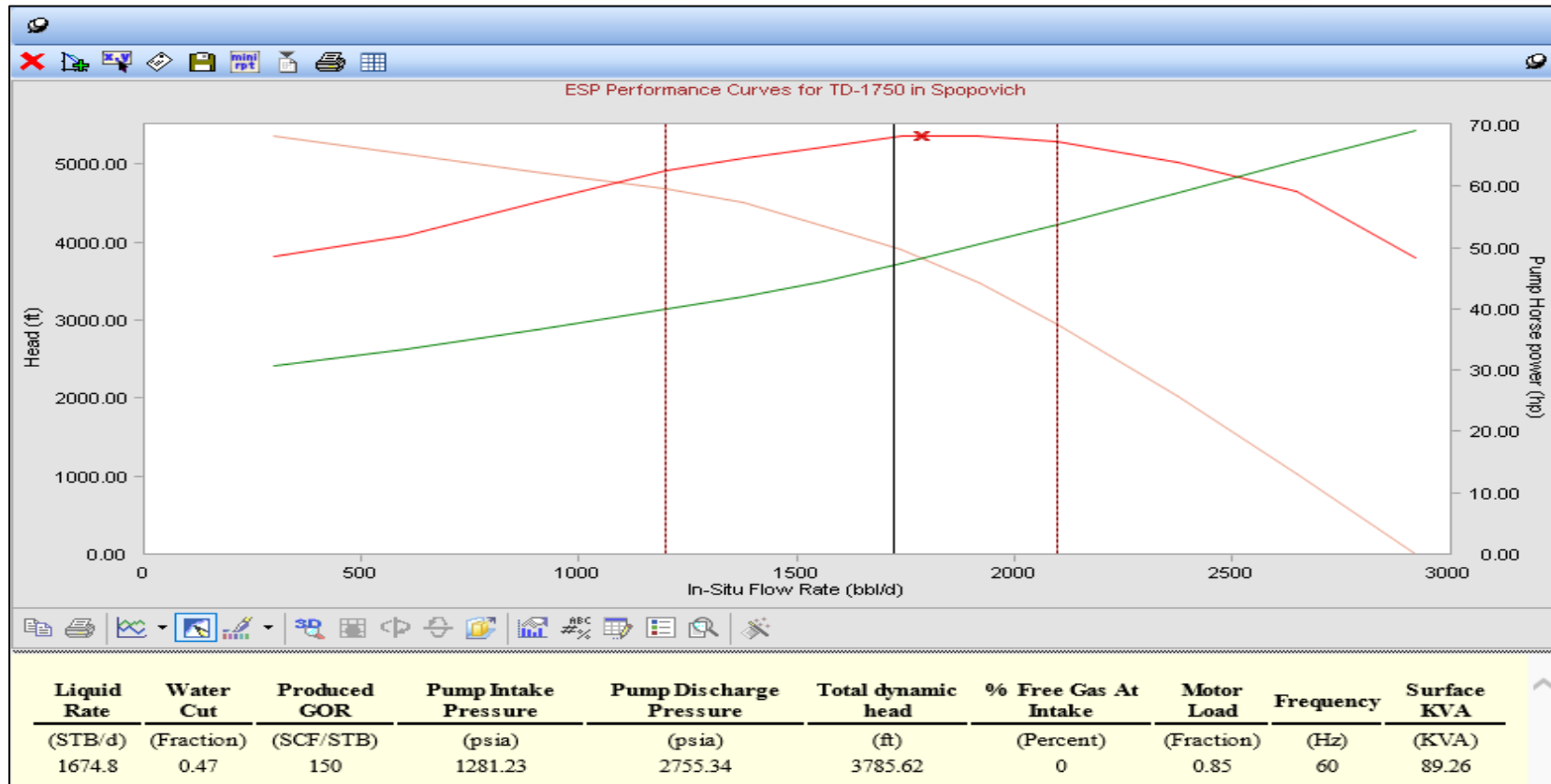
CURVA DEL RENDIMIENTO DE LA BOMBA Y RESULTADOS.

CURVA DEL RENDIMIENTO DE LA BOMBA Y RESULTADOS WELLFLO™ POZO JC-A1.



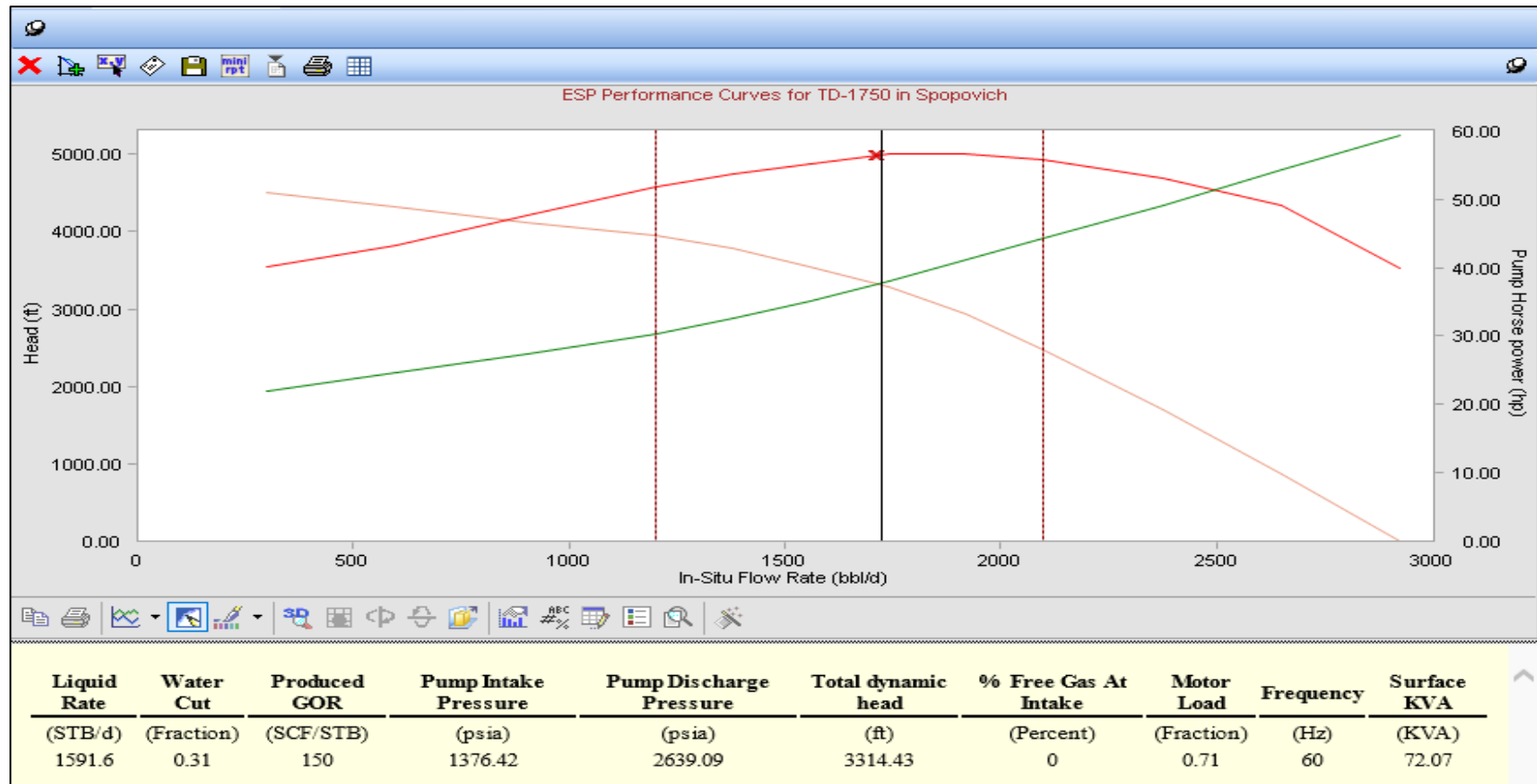
Fuente: Software Wellflo™.
Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

CURVA DEL RENDIMIENTO DE LA BOMBA Y RESULTADOS WELLFLO™ POZO JC-A2.



Fuente: Software Wellflo™.
Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

CURVA DEL RENDIMIENTO DE LA BOMBA Y RESULTADOS WELLFLO™ POZO JC-A3.



Fuente: Software Wellflo™.
Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

INFORME DE ANÁLISIS DE WELLFLOTM.

WELLFLO ANALYSIS REPORT, WELL JC-A3

Company:	HS PETROCURSOS
Field:	GUAFITA
Location:	Venezuela
Platform:	Z
Well:	JC-A1
Analyst:	Jenny Carvajal
Notes	

Well depths measured from:	Kelly Bushing
Elevation of depth reference:	65.00 (ft)

Node	MD (ft)	TVD (ft)	Rough (in)	I.D. (in)	Devn (deg)	HeatTransCoeff (BTU/d-ft2-degF)
Barinas		7745	7745			
New Casing_0		7745	7745	0,0012	6,276	0
E BES		7500	7500			
New Tubing_0		7500	7500	0,0012	2,75	0
Xmas Tree		65	65			
New						
SurfaceEquip_0		-385	-385	0,0012	4,026	0
Outlet Node		-385	-385			25707,9746

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Wellflo Flow Correlation Summary

Well and Riser Flow Correlation:	Orkiszewski
Well and Riser L-factor:	0.9364 (Fraction)
Pipeline Flow Correlation:	Duns and Ros (Standard)
Pipeline L-factor:	0.9870 (Fraction)

Wellflo Fluid Properties Summary

Fluid Type:	Black Oil
Number of PVT Layers:	1
Pb,Rs,Bo Correlation:	Glaso
Uo Correlation:	Beal
Ug Correlation:	Carr
Surface Tension Model:	Advanced
Emulsion Viscosity:	False

Pvt Layer Number: 1

Oil API Gravity:	27.0008 (deg API)
Oil Specific Gravity:	0.8927 (sp grav)
Gas Specific Gravity:	0.8600 (sp grav)
Water Salinity:	1200.0000 (ppm)
Water Cut:	0.3100 (Fraction)
Gas-Oil Ratio:	150.0000 (SCF/STB)

Wellflo Reference Depth Summary

Location:	Onshore
Zero Depth:	Kelly Bushing
KellyBushing to Wellhead:	65.00 (ft)

WellFlo Inflow Performance Summary

Fluid Type:	Black Oil
IPR Entry Model:	Parametric
IPR Model:	Vertical
IPR Number of Layers:	1

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

Ipr Layer: 1

IPR Model:	Vogel
Layer Pressure:	2429.70 (psia)
Layer Temperature:	199.0 (deg F)
Layer Measured Depth:	7745.00 (ft)
Effective Permeability:	530.0000 (md)
Layer Thickness:	21.00 (ft)
Wellbore Radius:	0.35 (ft)
External Radius:	600.00 (ft)
Drainage Area:	1130973.4 (ft^2)
Dietz shape factor:	31,6
Productivity index (J):	1.6477 (STB/d/psi)
Total Darcy Skin:	15,2077
Abs. open flow (AOF):	3289.8 (STB/d)

WellFlo ESP Summary

Installed Equipment Was:

Pump Manufacturer:	ESP Inc
Pump model:	TD-1750
Number of stages:	162
Minimum flow rate:	1200.0 (STB/d)
Maximum flow rate:	2100.0 (STB/d)
Motor Manufacturer:	ESP Inc
Motor model:	500 Series STDP
Nameplate rating:	80.000hp, 1160.000V, 45.000A
Operating rating:	80.000hp, 1160.000V, 45.000A

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

WELLFLO ANALYSIS REPORT, WELL JC-A2

Field:	Guafita
Location:	Venezuela
Platform:	Z
Well:	JC-A2
Analyst:	Jenny Carvajal
Notes	

WellFlo System Description Summary

Well depths measured from:	Kelly Bushing
Elevation of depth reference:	65.00 (ft)

Node	MD (ft)	TVD (ft)	Rough (in)	I.D. (in)	Devn (deg)	HeatTransCoeff (BTU/d-ft2-degF)
Barinas		7850	7850			
New Casing_0		7850	7850	0,0012	6,276	0 125,1506
EBES		7500	7500			
New Tubing_0		7500	7500	0,0012	2,75	0 92,2518
Xmas Tree		65	65			
New SurfaceEquip_0		-385	-385	0,0012	4,026	0 25707,9746
Outlet Node		-385	-385			

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

WellFlo Flow Correlation Summary

Well and Riser Flow Correlation:	Orkiszewski
Well and Riser L-factor:	0.9377 (Fraction)
Pipeline Flow Correlation:	Duns and Ros (Standard)
Pipeline L-factor:	0.9870 (Fraction)

WellFlo Fluid Properties Summary

Fluid Type:	Black Oil
Number of PVT Layers:	1
Pb,Rs,Bo Correlation:	Glaso
Uo Correlation:	Beal
Ug Correlation:	Carr
Surface Tension Model:	Advanced
Emulsion Viscosity:	False

PVT Layer Number: 1

Oil API Gravity:	27.0008 (deg API)
Oil Specific Gravity:	0.8927 (sp grav)
Gas Specific Gravity:	0.8600 (sp grav)
Water Salinity:	1200.0000 (ppm)
Water Cut:	0.4700 (Fraction)
Gas-Oil Ratio:	150.0000 (SCF/STB)

WellFlo Reference Depth Summary

Location:	Onshore
Zero Depth:	Kelly Bushing
Kelly Bushing to Wellhead:	65.00 (ft)

WellFlo Inflow Performance Summary

Fluid Type:	Black Oil
IPR Entry Model:	Parametric
IPR Model:	Vertical

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana

IPR Layer: 1

IPR Model:	Vogel
Layer Pressure:	2334.70 (psia)
Layer Temperature:	199.0 (deg F)
Layer Measured Depth:	7850.00 (ft)
Effective Permeability:	320.0000 (md)
Layer Thickness:	26.00 (ft)
Wellbore Radius:	0.35 (ft)
External Radius:	600.00 (ft)
Drainage Area:	1130973.4 (ft^2)
Dietz shape factor:	31,6
Productivity index (J):	1.8090 (STB/d/psi)
Total Darcy Skin:	11,3905
Abs. open flow (AOF):	3440.2 (STB/d)

WellFlo ESP Summary

Installed equipment was:

Pump Manufacturer:	ESP Inc
Pump model:	TD-1750
Number of stages:	192
Minimum flow rate:	1200.0 (STB/d)
Maximum flow rate:	2100.0 (STB/d)
Motor Manufacturer:	ESP Inc
Motor model:	500 Series STDP
Nameplate rating:	80.000hp, 1160.000V, 45.000A
Operating rating:	80.000hp, 1160.000V, 45.000A

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

WELLFLO ANALYSIS REPORT, WELL JC-A3

Field:	GUAFITA
Location:	Venezuela
Platform:	Z
Well:	JC-A1
Analyst:	Jenny Carvajal
Notes	

WellFlo System Description Summary

Well depths measured from:	Kelly Bushing
Elevation of depth reference:	65.00 (ft)

Node	MD (ft)	TVD (ft)	Rough (in)	I.D. (in)	Devn (deg)	HeatTransCoeff (BTU/d-ft2-degF)
Barinas		7745	7745			
New Casing_0		7745	7745	0,0012	6,276	0
EBES		7500	7500			
New Tubing_0		7500	7500	0,0012	2,75	0
Xmas Tree		65	65			
New SurfaceEquip_0		-385	-385	0,0012	4,026	0
Outlet Node		-385	-385			

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

WellFlo Flow Correlation Summary

Well and Riser Flow Correlation:	Orkiszewski
Well and Riser L-factor:	0.9364 (Fraction)
Pipeline Flow Correlation:	Duns and Ros (Standard)
Pipeline L-factor:	0.9870 (Fraction)

WellFlo Fluid Properties Summary

Fluid Type:	Black Oil
Number of PVT Layers:	1
Pb,Rs,Bo Correlation:	Glaso
Uo Correlation:	Beal
Ug Correlation:	Carr
Surface Tension Model:	Advanced
Emulsion Viscosity:	False

PVT Layer Number: 1

Oil API Gravity:	27.0008 (deg API)
Oil Specific Gravity:	0.8927 (sp grav)
Gas Specific Gravity:	0.8600 (sp grav)
Water Salinity:	1200.0000 (ppm)
Water Cut:	0.3100 (Fraction)
Gas-Oil Ratio:	150.0000 (SCF/STB)

WellFlo Reference Depth Summary

Location:	Onshore
Zero Depth:	Kelly Bushing
KellyBushing to Wellhead:	65.00 (ft)

WellFlo Inflow Performance Summary

Fluid Type:	Black Oil
IPR Entry Model:	Parametric
IPR Model:	Vertical

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

IPR Layer: 1

IPR Model:	Vogel
Layer Pressure:	2429.70 (psia)
Layer Temperature:	199.0 (deg F)
Layer Measured Depth:	7745.00 (ft)
Effective Permeability:	530.0000 (md)
Layer Thickness:	21.00 (ft)
Wellbore Radius:	0.35 (ft)
External Radius:	600.00 (ft)
Drainage Área:	1130973.4 (ft^2)
Dietz shape factor:	31,6
Productivity index (J):	1.6477 (STB/d/psi)
Total Darcy Skin:	15,2077
Abs. open flow (AOF):	3289.8 (STB/d)

WellFlo ESP Summary

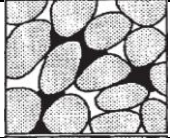
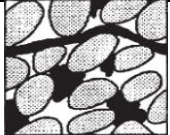
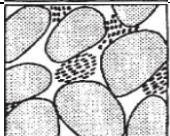



Installed equipment was:


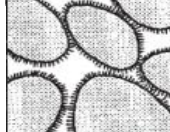

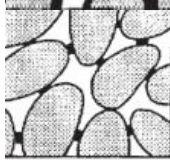
Pump	
Manufacturer:	ESP Inc
Pump model:	TD-1750
Number of stages:	162
Minimum flow rate:	1200.0 (STB/d)
Maximum flow rate:	2100.0 (STB/d)
Motor	
Manufacturer:	ESP Inc
Motor model:	500 Series STDP
	80.000hp,
Nameplate rating:	1160.000V, 45.000A
	80.000hp,
Operating rating:	1160.000V, 45.000A

Fuente: Software Wellflo™.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.

MECANISMOS DE DAÑO

Índice de daño	Características de la roca.	Condición de formación.	Características del daño.	Mecanismo potencial de daño.	
1	Arena limpia (< 5% de arcilla).	La arcilla es parte de la matriz.	Hinchamiento de arcillas	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
2	Arena con alto contenido de lutitas.	La arcilla es parte en laminaciones o estructura de la lutita.	La arcilla es parte de los granos que componen la estructura de la roca.	Dispersión/Migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
3	Arena con un 10% o más de arcilla autigénica.	La arcilla es un relleno aislado del poro.	Mínima exposición al fluido.	Dispersión/Migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
4	Generalmente las arenas limpias (< 10% de arcilla) con alto contenido orgánico	Dispersa de origen carbonáceo. Partículas de petróleo muertas en los poros.	Insoluble en fluidos normales Migra cuando se ablanda o se disuelve el cemento	Migración de partículas.	
5	Arenas con un 10% o más de arcilla.	La arcilla es una matriz dispersa pero no un cemento primario	Exposición a fluidos. Migra cuando el cemento es disuelto.	Dispersión y migración de partículas. Migración de la matriz. Expansión.	
6	Arena con 10% o menos de arcilla autigénica.	La arcilla se produce como fijación de grano y se encuentra en el poro.	Alta exposición al fluido	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz. Migración de partículas	

Índice de daño	Características de la roca.	Condición de formación.	Características del daño.	Mecanismo potencial de daño.	
7	Arena con un 10% o más de arcilla	Arcilla homogeneizada por bioturbación y envuelta alrededor de grano.	Alta exposición al fluido	Dispersión/migración. Precipitación mineral. Expansión de la matriz	
8	Arena con menos de 10% de arcilla autigénica.	La arcilla se produce como revestimiento del grano.	Muy alta exposición al fluido y alta atracción de fluido debido a el área de superficie.	Dispersión/migración Precipitación mineral Expansión de la matriz.	
9	Arenas con 10% o más de arcillas.	La arcilla es el cemento primario.	A la exposición a fluidos La arcilla es responsable de la integridad estructural.	Dispersión/migración. Inconsolidación. Migración de partículas. Precipitación mineral. Expansión de la matriz.	
10	Arenas con un 10% o más de arcilla.	Formaciones inconsolidadas o semiconsolidadas.	Alta exposición al fluido. La arcilla juega un papel importante en la integridad estructural.	Inconsolidación. Migración de partículas. Precipitación de minerales.	

Fuente: Civan, F. (2016). Reservoir Formation Damage Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation (3 ed.). Norman, Oklahoma, USA: Elsevier Inc.

Elaborado por: Jenny Carolina Carvajal Panchana.