

CARACTERIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE EL USO DE  
PRUEBAS MULTI-TASA PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.



ANGEL DAVID RUIZ PÉREZ

Ingeniero Mecatrónico

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

2023

CARACTERIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE EL USO DE  
PRUEBAS MULTI-TASA PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

ANGEL DAVID RUIZ PÉREZ

Trabajo para optar por el título de  
Magister en Producción de Hidrocarburos

DIRECTOR  
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ  
Ingeniero de Petróleos M.i

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

2023

## **DEDICATORIA**

Dedico este proyecto a mis padres Angel Maria y Maria Eduvina, Ellos me han brindado su apoyo incondicional para poder cumplir todos mis objetivos. Desde niño mi padre me enseñó el valor de la persistencia y mi madre a soñar con los ojos abiertos, con amor y cariño siempre me repitieron que todo lo que una persona anhelaba era posible de alcanzar si solamente se lo proponía, que las únicas incapacidades de un ser humano se encontraban en el pensamiento y la voluntad.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de complementar el trabajo con los estudios. A mi esposa Karen Valencia que gracias a sus virtudes y consejos los cuales fueron siempre útiles para aclarar mi pensamiento y matizar las ideas. A mis Hijos Jose David y Fabian David por motivarme a no desfallecer en ningún momento, sobre todo cuando debía estar lejos de casa. La paciencia de mi esposa e hijos fue puesta a prueba en incontables ocasiones. A mis hermanos Leonardo y Yimmy que me dieron su contención.

A Sistemas de Levantamiento Artificial Colombia (SLACOL), empresa que me brindo todos los recursos para sacar este proyecto adelante, principalmente a los doctores Alberto Castro y Alexander Zambrano que dedicaron tiempo para conseguir esta meta. A los supervisores e ingenieros del equipo de Field Service ALS que ayudaron desinteresadamente y con benevolencia a realizar las pruebas en el pozo estudio, de esta manera pudimos pasar de la teoría a la práctica.

Agradezco a mi director de tesis el ingeniero Fernando Enrique Calvete Gonzalez y los evaluadores los ingenieros Erik Giovany Montes Páez y Édison Odilio García Navas, que respectivamente cada uno en su rol tuvieron dedicación y sobre todo paciencia, sin sus palabras y correcciones no hubiese podido llegar a esta instancia tan anhelada para mi vida personal y profesional. Al ingeniero Emiliano Ariza León director de la escuela de ingeniería de petróleos gracias por todos sus consejos, por siempre estar pendiente del proceso.

Al ver este resultado logrado con este deseoso proyecto, solamente se me ocurre una palabra; Gracias, infinitas gracias a todos y sobre todo a Dios por ponerlos en mi camino.

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	17
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES Y PCP .....	19
2.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE .....	19
2.1.1. Componentes de superficie para Bombeo electrosumergible .....	21
2.2. SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	28
2.2.1. Componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas PCP. ....	29
2.2.1.1 Cabezal de producción.....	30
2.2.1.2 Sistema de transmisión .....	31
2.2.1.3 Sistema de frenado .....	33
3. PRUEBAS DE PRESIÓN EN OPERACIONES DE PRODUCCIÓN .....	34
3.1. TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	36
3.1.1. Prueba de presión Drawdown:.....	37
3.1.2. Prueba de presión Build-up: .....	38
3.1.3. Pruebas de presión Multi-Tasa: .....	41
3.1.3.1. Factores que afectan las pruebas Multi-Tasa: .....	43
4. IWOC® INTELLIGENT WELL OPTIMIZATION CONTROL.....	44
4.1. Suite de aplicaciones del modelo IWOC® .....	44
4.1.1. IWOC® - Intelligent Well Optimization Control .....	44
4.1.2. Prueba MultiRate® .....	48
4.1.3. Requisitos para la realización de la prueba MultiRate®.....	51
4.1.4. PBU® - Pressure Build Up.....	52
4.1.5. DH_PC® - Control de la Pwf.....	53

4.1.6. SensorLess® - Medición Virtual Sin Sensores Físicos.....	54
4.2. Aplicación IWOC®.....	55
5. BANCO DE PRUEBA PARA MOTOR DE FONDO DE POZO .....	60
5.1. COMPONENTES DEL BANCO DE PRUEBA.....	60
5.1.1. Tanque de alimentación: .....	60
5.1.2. Tanque de descarga:.....	61
5.1.3. Mangueras: .....	61
5.1.4. Transmisión:.....	61
5.1.5. Línea de alta presión: .....	61
5.1.6. Polea de transmisión: .....	62
5.1.7. Bomba PCP:.....	62
5.1.8. Base del Banco: .....	62
5.1.9. Motor: .....	62
5.1.10. Bandejas de desagüe:.....	62
5.1.11. Variador de Frecuencia: .....	62
5.1.12. Transformador:.....	62
5.2. FUNCIONAMIENTO BANCO DE PRUEBA .....	65
5.2.1. Controles y ensayos del equipo PCP a través del banco de prueba .....	65
5.3. MODIFICACIÓN DEL ALGORITMO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS MULTI-RATE® EN EQUIPOS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	67
5.4. PRUEBA DE EFICIENCIA IWOC® EN BANCO DE PRUEBAS CITE-SLACOL68	
5.4.1. Configuración del IWOC®. ....	69
5.4.2. Condiciones para el funcionamiento del IWOC®. ....	77
5.5. PRUEBA DE EFICIENCIA EN BANCO DE PRUEBA CITE-SLACOL PARA PRUEBAS MULTI-TASA.....	78

6. REALIZACIÓN DE PRUEBA MULTI-RATE EN POZO UIS-01 .....	84
6.1. SELECCIÓN DEL POZO UIS-01 PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA MULTI-RATE®.....	85
6.1.1. Información del pozo de prueba UIS-01.....	86
6.2. CONFIGURACIÓN DEL CONTROLADOR Y DEL APLICATIVO MULTI-RATE® EN EL POZO UIS-01 PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA. ....	89
6.2.1. Actualización del controlador en el variador de frecuencia para la realización de la prueba MultiRate®. ....	89
6.2.2. Configuración del aplicativo en el variador de frecuencia para la realización de la prueba MultiRate®. ....	90
6.3. Análisis de la información obtenida en la prueba Multi-tasa en el pozo de prueba UIS-01.....	96
6.3.1. Tabla de conocimiento obtenida en la prueba Multi-tasa realizada en el pozo de prueba UIS-01.....	100
6.3.2. Cálculos de producción para el pozo de prueba UIS-01. ....	103
6.3.3. Cálculos petrofísicos y análisis del comportamiento del pozo en los escalones definidos para la prueba.....	105
7. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	115
7.1. CONCEPTOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA.....	115
7.1.1. Relación Beneficio Costo (B/C) .....	115
7.2. INVERSIÓN EN EL PROYECTO.....	116
7.3. INGRESOS DEL PROYECTO.....	117
7.4. EGRESOS DEL PROYECTO.....	117
7.5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	117
8. CONCLUSIONES.....	119
9. RECOMENDACIONES.....	121

10. BIBLIOGRAFÍA ..... 122

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Configuración Bomba Electrosumergible.....	20
<b>Figura 2.</b> Componentes sistema de bombeo electrosumergible. ....	21
<b>Figura 3.</b> Esquema transformador de voltaje. ....	22
<b>Figura 4.</b> Conexión estrella en motor de inducción .....	23
<b>Figura 5.</b> Principio de operación Variador de Frecuencia. ....	24
<b>Figura 6.</b> Geometría de Rotor y Estator en bombas PCP. ....	28
<b>Figura 7.</b> Sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP).....	29
<b>Figura 8.</b> Componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas. ....	30
<b>Figura 9.</b> Cabezal directo en sistemas de producción PCP .....	32
<b>Figura 10.</b> Cabezal angular en sistemas de producción PCP .....	33
<b>Figura 11.</b> Respuesta de las pruebas de presión en el reservorio .....	34
<b>Figura 12.</b> Método de Horner, un ejemplo de interpretación de una prueba de presión para el cálculo de permeabilidad. ....	36
<b>Figura 13.</b> Esquema ideal para una prueba <i>Drawdown</i> .....	37
<b>Figura 14.</b> Esquema prueba de restauración de presión <i>Build-up</i> . ....	39
<b>Figura 15.</b> Propagación esférica de la alteración por presión. ....	40
<b>Figura 16.</b> Propagación cilíndrica de las alteraciones por presión. ....	40
<b>Figura 17.</b> Esquema de representación para pruebas <i>Multi- tasa</i> .....	42
<b>Figura 18.</b> IWOC® Intelligent Well Optimization Control. ....	44
<b>Figura 19.</b> Gráfica de la curva IPR por IWOC®. ....	46
<b>Figura 20.</b> Filosofía de control del pozo bajo recomendaciones en el tiempo. ...	47
<b>Figura 21.</b> Proceso de programación para prueba MultiRate® .....	48
<b>Figura 22.</b> Interfaz del aplicativo MultiRate® en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP. ....	49
<b>Figura 23.</b> Tabla de conocimiento (TC) para la adquisición de datos en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP. ....	50
<b>Figura 24.</b> Diagrama de flujo para prueba MultiRate® en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP. ....	51
<b>Figura 25.</b> Pantalla de visualización de gráfica de $P_{wf}$ vs tiempo. ....	53
<b>Figura 26.</b> Pantalla de visualización ESP Sensorless®. ....	55

<b>Figura 27.</b> Esquema de instalación para banco de prueba .....	64
<b>Figura 28.</b> Diagrama de flujo para prueba MultiRate® en equipos de levantamiento por Bombeo Electrosumergible ESP. ....	67
<b>Figura 29.</b> Interfaz para el aplicativo MultiRate en sistemas PCP y ESP. ....	68
<b>Figura 30.</b> Protecciones de proceso en el equipo CILA2S.....	69
<b>Figura 31.</b> Menú para la selección de la fuente de medición y datos de operación simulados.....	70
<b>Figura 32.</b> Propiedades de Yacimiento y Fluido. ....	72
<b>Figura 33.</b> Datos de producción.....	73
<b>Figura 34.</b> Distribución de niveles de PIP. ....	75
<b>Figura 35.</b> Curva IPR IWOC® .....	76
<b>Figura 36.</b> Sugerencia de aumento de frecuencia en operación.....	77
<b>Figura 37.</b> Configuración de datos de producción para la realización de la prueba MultiRate® en Banco de Prueba. ....	79
<b>Figura 38.</b> Configuración de datos de yacimiento/Fluido para la realización de la prueba MultiRate® en Banco de Prueba. ....	80
<b>Figura 39.</b> Configuración del aplicativo Multi-Rate para la realización de la prueba. ....	81
<b>Figura 40.</b> Gráfica de tendencias prueba MultiRate.....	81
<b>Figura 41.</b> Gráfica de tendencias prueba MultiRate.....	82
<b>Figura 42.</b> Gráfica de tendencias prueba MultiRate.....	82
<b>Figura 43.</b> Diagrama de proceso para la realización de la prueba Multi-tasa.....	85
<b>Figura 44.</b> Historial de producción pozo prueba UIS-01 .....	88
<b>Figura 45.</b> Actualización de firmware del controlador del variador de frecuencia..	90
<b>Figura 46.</b> Configuración IWOC® - Datos de producción. ....	92
<b>Figura 47.</b> Configuración IWOC® - Propiedades Yacimiento/Fluido. ....	93
<b>Figura 48. Gráfica IPR</b> .....	94
<b>Figura 49.</b> Configuración del aplicativo MultiRate® para la prueba en pozo prueba UIS-01.....	95
<b>Figura 50.</b> Gráfica de tendencias para la prueba Multi-Tasa en el pozo de prueba UIS-01.....	97

<b>Figura 51.</b> Esquema para pruebas de restauración de presión Buildup y Drawdown .....	98
<b>Figura 52.</b> Prueba en pozo prueba UIS-01 con respecto a las pruebas de restauración de presión Buildup y Drawdown.....	99
<b>Figura 53.</b> Tabla de conocimiento pozo de prueba UIS-01, cálculo de Pwf y NDF. ....	102
<b>Figura 54.</b> Tabla de conocimiento pozo de prueba UIS-01, cálculo de caudales.	104
<b>Figura 55.</b> Escalones definidos luego de la prueba Multi-tasa. ....	106
<b>Figura 56.</b> Gráfico para el modelo de Horner.....	108
<b>Figura 57.</b> Tabla de datos para el gráfico del tiempo de Horner para el escalón número 2 de la prueba multi-tasa (Buildup).....	109
<b>Figura 58.</b> Gráfico de Horner para el escalón número 2 de la prueba multi-tasa (Buildup). ....	110
<b>Figura 59.</b> Propiedades de yacimiento para campo Rubiales. ....	110
<b>Figura 60.</b> Tabla de datos para el gráfico del tiempo de Horner para el escalón número 9 de la prueba Multi-tasa (Drawdown).....	112
<b>Figura 61.</b> Gráfico de Horner para el escalón número 9 de la prueba Multi-tasa (Drawdown).....	112
<b>Figura 62.</b> Resumen de los cálculos petrofísicos realizados para los dos escalones seleccionados de la prueba Multi-tasa. ....	113
<b>Figura 63.</b> Inversión para la realización de la prueba. ....	116

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Características del control inteligente de pozo IWOC®.....	27
<b>Tabla 2.</b> Fuente de toma de datos para el IWOC®. ....	70
<b>Tabla 3.</b> Niveles de PIP .....	74
<b>Tabla 4.</b> Información de completamiento Pozo de prueba UIS-01. ....	87
<b>Tabla 5.</b> Variables operativas pozo de Prueba UIS-01 antes de la prueba Multi-Tasa.	91
<b>Tabla 6.</b> Variables operativas pozo de Prueba UIS-01 después de la prueba Multi-Tasa.....	96
<b>Tabla 7.</b> Análisis económico producción pozo de prueba UIS-01.....	118

## RESUMEN

**TITULO:** CARACTERIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS MEDIANTE EL USO DE PRUEBAS MULTI-TASA PARA SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.<sup>1</sup>

**AUTOR:** ANGEL DAVID RUIZ PEREZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** Caracterización de producción, pruebas multi-tasa, bombeo electrosumergible, sistemas de levantamiento.

### DESCRIPCIÓN:

El manejo de la producción de pozos de petróleo en la actualidad se enfrenta a diferentes retos en su operación, por lo que debe ser guiado por esquemas de producción bien definidos de acuerdo con las características del sistema de levantamiento instalado y las propiedades del yacimiento. Campo Rubiales, es uno de los campos mayormente desarrollados en Colombia, y debido a los altos cortes de agua en su producción, los costos de levantamiento son mayores día a día; Por esto, es necesario lograr un mayor aprovechamiento de la energía del bombeo electrosumergible, principal sistema de levantamiento en este campo.

Este proyecto, presenta una solución en el uso de aplicaciones y soluciones de valor agregado para el manejo de sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible logrando un mayor aprovechamiento de la energía del sistema con la base ya instalada. La adquisición de datos en las pruebas de presión de pozos en producción debe ser segura y confiable, por lo que cualquier interrupción en el registro de la información, constituye una desviación en el proceso de

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

caracterización de la producción del pozo y por consiguiente en el proceso de optimización del sistema.

Las aplicaciones de valor agregado y solución garantizan la disponibilidad de los datos de fondo, brindando respaldo en la recolección de las variables a lo largo de la producción y aun cuando el sensor de fondo falle, con el fin de generar una tabla de caracterización del pozo y una posterior optimización en la producción. El concepto de respaldo es extendido a manera de disponer de un sensor virtual de datos relevantes del pozo a diferentes velocidades de bombeo, datos relevantes del pozo como presión de entrada a la bomba, presión de descarga y caudales de producción, son algunos de los parámetros registrados por el aplicativo.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRODUCTION CHARACTERIZATION WELL THROUGH THE USE OF MULTI-RATE TEST FOR ARTIFICIAL LIFT SYSTEM BY ELECTRIC SUBMESIBLE PUMP<sup>3</sup>

**AUTHOR:** ANGEL DAVID RUIZ PEREZ <sup>4</sup>

**KEYWORDS:** Production carактерization, multi-rate test, electric submersible pump, artificial lift system.

### DESCRIPTION:

The management of oil well production currently faces different challenges in its operation, so it must be guided by well-defined production schemes according to the characteristics of the lifting system and reservoir properties. Rubiales field is one of the most developed fields in Colombia, and due to the high water cuts in its production, the lifting costs are higher day by day; for this reason, it is necessary to achieve a better use of the energy of the electrosubmersible pumping, the main lifting system in this field.

This project presents a solution in the use of applications and value-added solutions for the management of electrosubmersible pumping lifting systems. It is possible to achieve a greater use of the system's energy, increasing the production of the wells with the base already installed by carrying out a correct characterization of the wells and a subsequent analysis of the pressure data obtained. The acquisition of data in the pressure tests of producing wells must be safe and reliable, so any interruption in the acquisition of these data constitutes deviations in the optimization process.

---

<sup>3</sup> Specialization Thesis

<sup>4</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Fernando Enrique Calvete Gonzalez.

Value-added applications and solutions guarantee the availability of downhole data, providing support in data collection throughout production and even in the moment in which the downhole sensor fails, to generate a well characterization table and a subsequent optimization in production. The backup concept is extended to have a virtual sensor of relevant well data at different pumping speeds, relevant well data such as pump inlet pressure, discharge pressure, production flow rates, among others, are some of the parameters recorded by the application.

## 1. INTRODUCCIÓN

Debido a la crisis en la industria petrolera por los bajos precios del barril, los altos costos de levantamiento y producción que se han venido presentando a lo largo de los últimos años, maximizar la producción de un yacimiento ya explotado, es uno de los principales objetivos de las compañías operadoras a nivel mundial, pues lograr un mejoramiento productivo gracias a optimizaciones en la producción de los pozos con sistemas de levantamiento artificial sin realizar inversiones adicionales, es una de las mejores alternativas a la hora de lograr un aumento en la productividad de un campo.

Conocer y analizar las propiedades del yacimiento y las características del sistema de levantamiento instalado, son parte importante en el proceso de optimización de un pozo, debido a que, al conocer su comportamiento, es posible lograr su desarrollo de una manera óptima y así mejorar su producción y prolongar su depletamiento.

Campo Rubiales, como uno de los campos más productivos del país, fue el campo seleccionado para el desarrollo de este proyecto, cuenta con más de 1000 pozos perforados, de los cuales más del 95% de los equipos instalados en fondo fueron sistemas por bombeo electrosumergible (BES) y el restante con sistemas de levantamiento por cavidades progresivas (BCP). El sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, permite llevar a superficie altos volúmenes fluido y dar un manejo adecuado a pozos con alta presencia de agua, por lo que optimizar la producción de un pozo, se convierte en el objetivo principal en la búsqueda de mejorar el rendimiento de un campo y su vez disminuir los costos asociados a su producción.

Las pruebas de presión en los sistemas de producción de hidrocarburos se realizan durante las diferentes etapas de la vida de un pozo de gas o petróleo, siendo la presión del yacimiento uno de los parámetros evaluados de mayor importancia, puesto que, en este se ve reflejada la vida del yacimiento y por lo tanto el manejo de su producción. El objetivo principal de este tipo de pruebas es proveer información

para conocer el comportamiento de la producción, crear pronósticos y lograr mejoras en el desarrollo de la producción.

Las aplicaciones de valor agregado permiten adquirir de manera automatizada información en lapsos cortos de tiempo para una mejor adquisición de datos y conocimiento del comportamiento del pozo. Con la ayuda de un controlador inteligente, la aplicación de valor agregado instalada en el variador de frecuencia obtiene información de producción a las diferentes velocidades de operación a las que se encuentre operando el equipo instalado en fondo. La información obtenida, permite realizar una correcta caracterización y a su vez una posterior evaluación de variables dinámicas del sistema tanto en fondo como en superficie, logrando de esta manera mejoras en la producción del pozo.

Este proyecto brindará el espectro de opciones e información en la adquisición de datos de fondo gracias a la implementación de pruebas Multi-tasa, brindando de manera confiable información acerca del comportamiento y características de la producción pozo.

El uso de aplicaciones y nuevas tecnologías contribuyen a mejoras significativas en los métodos de análisis e interpretación para pozos de petróleo, siendo este tipo de prácticas comúnmente usadas en la actualidad para el desarrollo de los diferentes campos en Colombia y el mundo; esto, con el fin de preparar a la industria para un ecosistema más productivo y rentable en campos con desafíos en su producción.

## 2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES Y PCP

Cuando la energía de un yacimiento es insuficiente para que este lleve los fluidos del reservorio a superficie, es necesario aumentar la energía en el fondo del pozo, con el fin de que la producción de fluidos tenga un aumento en su caudal. Esto se lleva a cabo gracias a diferentes equipos encargados de suministrar energía a la corriente de flujo entre el yacimiento y superficie, para de esta manera obtener un diferencial de presión suficiente durante las operaciones de producción.

Los sistemas de levantamiento artificial según Brown<sup>5</sup>, tienen como propósito crear presión de admisión en la tubería, de tal manera que el reservorio pueda responder y producir el caudal de fluido deseado.

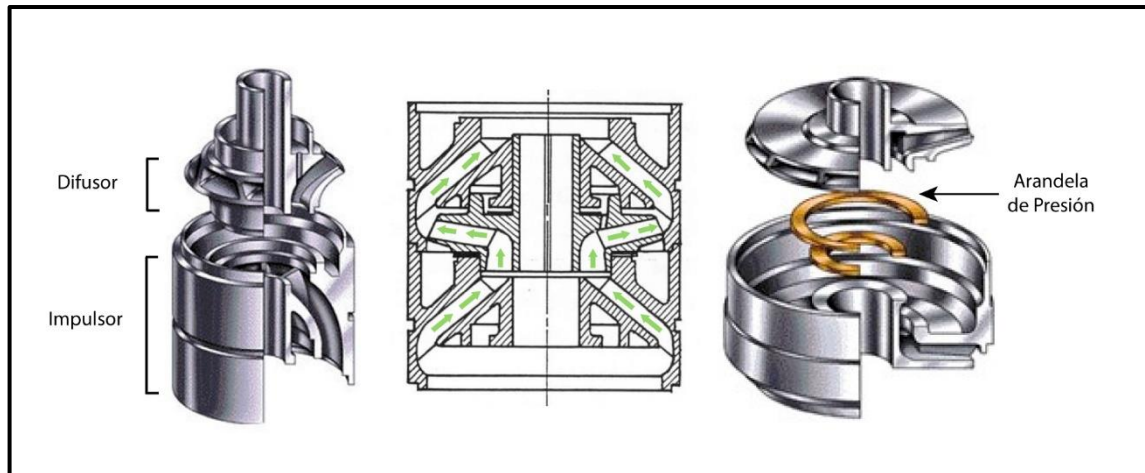
### 2.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible, utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo con la cual permite el flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta las líneas de flujo en superficie. Las bombas centrífugas se componen de varias etapas una tras de otra, dichas etapas constan de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario. El impulsor proporciona energía cinética al fluido y el difusor está compuesto por espacios de diferente área que convierte la energía cinética del fluido en presión. (**Figura 1**)

---

<sup>5</sup> Brown K.E., The technology of artificial lift methods, Petroleum publishing co., Tulsa, OK (1980) 4.

**Figura 1.** Configuración Bomba Electrosumergible

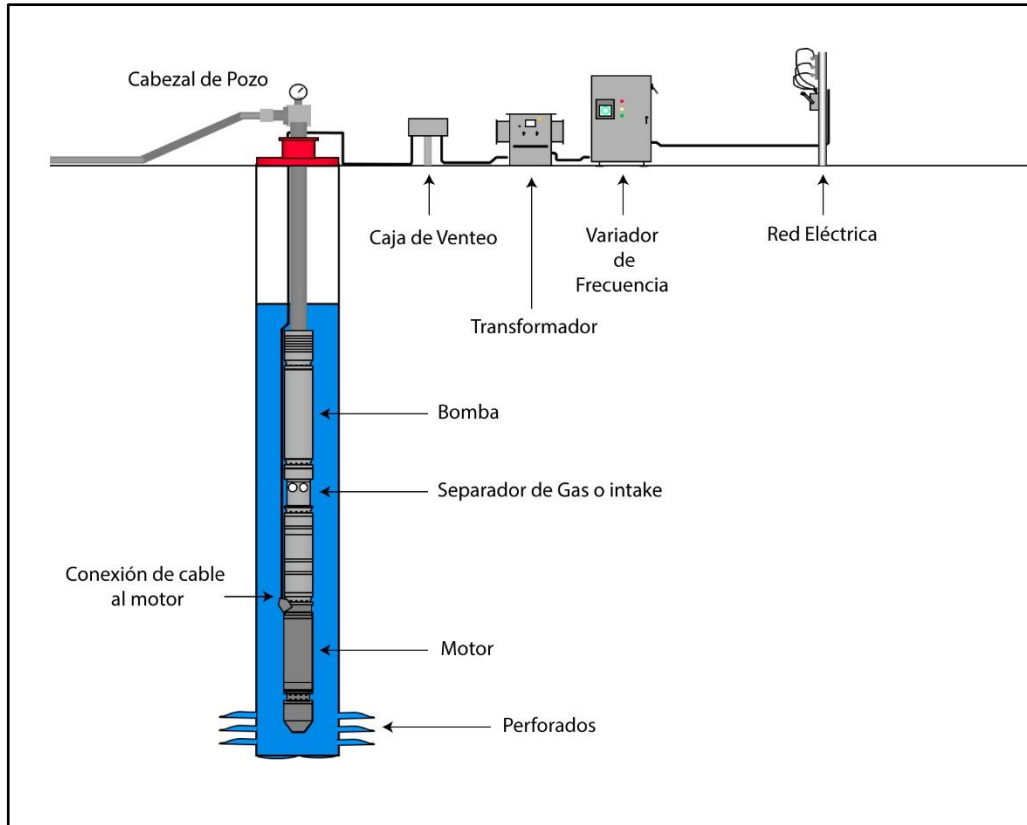


**Fuente:** Advanced artificial Lift methods, Mexico, 2015 .

La energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la bomba es suministrada desde la superficie mediante un cable de potencia. Los componentes básicos para el montaje de un sistema de bombeo electrosumergible son: en superficie, variador de frecuencia (VSD), transformador elevador (SUT) y caja de venteo; En subsuelo, Bomba Centrífuga, separador de gas, sello protector, cable de potencia y motor eléctrico.

Como se mencionó anteriormente, el sistema BES está compuesto por elementos de fondo y elementos de superficie los cuales en conjunto garantizan el correcto funcionamiento de la operación y se muestran en la **Figura 2**.

**Figura 2.** Componentes sistema de bombeo electrosumergible.



Fuente: Elaborado por el Autor, Bogotá. 2019

**2.1.1. Componentes de superficie para Bombeo electrosumergible:** En la aplicación del sistema de levantamiento BES, es necesario conocer y comprender el comportamiento de la parte eléctrica y electrónica de cada uno de los componentes, con el fin de poder analizar su funcionamiento y poder enfocarlo hacia mejoras en la producción.

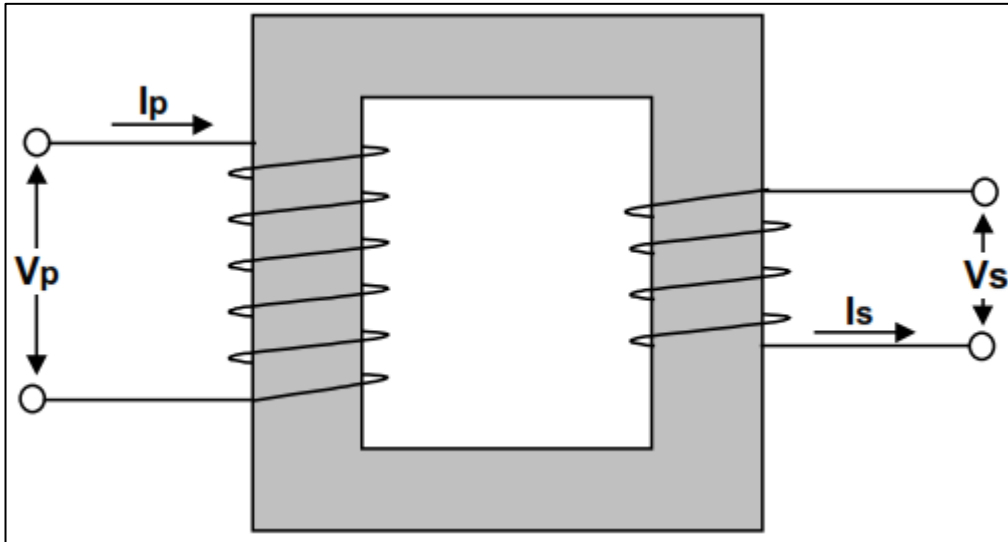
**2.1.1.1. Transformador:** Según el ingeniero Ramírez Marto<sup>6</sup>, es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. **Un transformador está compuesto por un núcleo de material ferromagnético, en el cual se encuentran devanadas dos bobinas. La bobina de mayor número de vueltas es la encargada de trabajar con alta tensión, y la de**

---

<sup>6</sup> Ramírez, Marto. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting.

menor número de trabajar con baja tensión. En algunos casos, el número de vueltas para ambas bobinas es el mismo, trabajando a la misma tensión, pero aislando eléctricamente los voltajes el uno del otro.

**Figura 3.** Esquema transformador de voltaje.



**Fuente:** Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting , Ramirez Marto, WorkShop Internacional, Venezuela. 2004.

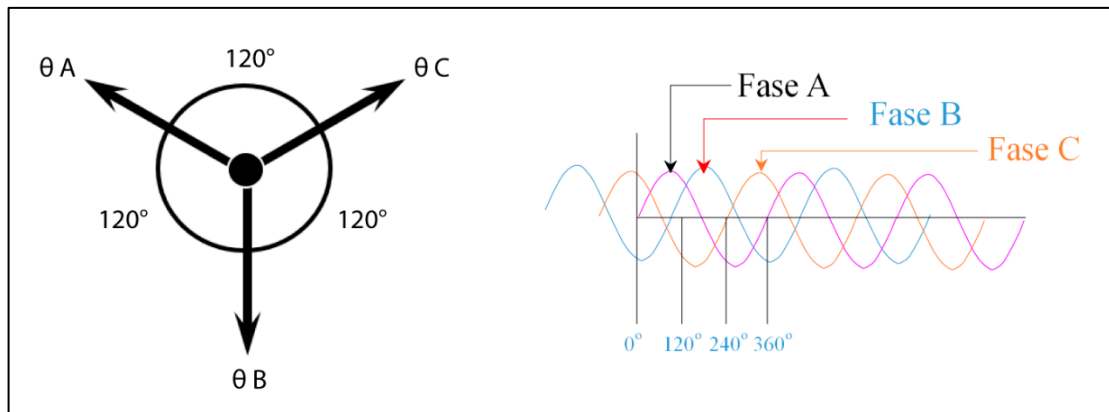
El embobinado por el cual se alimenta el transformador es el primario, el que entrega la energía transformada es el secundario. Un transformador reductor trabaja con alta tensión como primario y con baja tensión como secundario, un transformador elevador trabaja con baja tensión como primario y alta como secundario.

**2.1.1.2. Motores:** Los motores de inducción son equipos encargados de transformar la energía eléctrica en energía mecánica. Los motores de fondo están compuestos por un rotor y un estator, el primero abarca el grupo de partes inmóviles y el segundo el grupo de partes giratorias.

En este tipo de motores, el rotor nunca llega a girar en la misma frecuencia con la que lo hace el campo magnético del estator. Cuanto mayor es el par motor, mayor es la diferencia de las frecuencias.

El motor de jaula de ardilla, como es llamado el motor con rotor de jaula de ardilla, es un cilindro montado en un eje, Internamente contiene una serie de barras conductoras longitudinales de aluminio o de cobre con surcos conectados juntos en ambos extremos poniendo en cortocircuito los anillos que forman la jaula. Las tres fases son conectadas al bobinado del motor, el cual está terminado en una estrella en el interior (**Figura 4**) y trata de estabilizar un punto neutro. ESP OIL

**Figura 4.** Conexión estrella en motor de inducción



**Fuente:** ESP OIL, Introducción al Bombeo Electrosumergible, 2005.

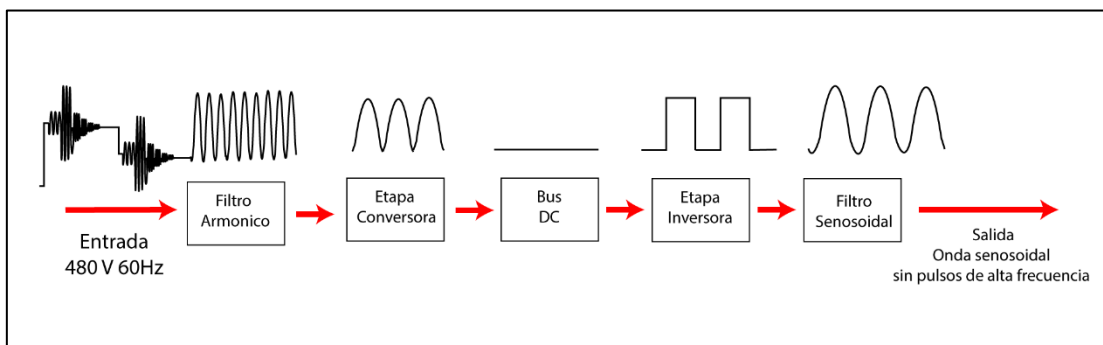
El funcionamiento del motor de inducción se produce, al energizar el estator, el cual produce un campo magnético giratorio, de magnitud y velocidad constante. En el rotor se inducen polos magnéticos, los cuales siguen su giro al flujo del estator. En cuanto más grande sea el movimiento relativo entre los campos magnéticos del rotor y del estator, mayor será el voltaje resultante en el rotor, por lo que el mayor movimiento relativo se da cuando el rotor se encuentra en estado estacionario, alcanzando el mayor voltaje inducido en el rotor. El menor voltaje (0V) se alcanza cuando el rotor se mueve a la misma velocidad del campo magnético del estator, es decir, no hay movimiento relativo.

La selección del motor depende de la demanda del sistema, es decir, de acuerdo con la potencia necesaria y el diámetro interior del revestidor; El voltaje de operación de estos motores oscila entre los 230V – 5000V y el amperaje puede variar entre 12 y 200 Amp.

**2.1.1.3. Variador de frecuencia:** En las operaciones de producción bajo el sistema de bombeo electrosumergible, se evidencian a diario diferentes condiciones operacionales, tales como, variación del caudal en la producción, cambios de presión, tanto en la tubería como en la cara del pozo, aporte de sólidos por parte de la formación, entre otros, lo que genera cambios en la velocidad de producción la cual debe ser debidamente controlada.

El variador de frecuencia, como su nombre lo indica, es el encargado de controlar la velocidad de rotación del motor en un amplio rango de frecuencia en los motores de inducción y motores PMM<sup>7</sup>. El sistema BES no es flexible cuando se habla de una sola velocidad de operación, ya que limita la producción a un valor fijo. La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC, para luego, por medio del uso de semiconductores de potencia, invertir la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable. El principio de operación general de un variador de frecuencia se muestra en la **Figura 5**.

**Figura 5.** Principio de operación Variador de Frecuencia.



**Fuente:** Elaborado por el Autor, Bogotá. 2019

Uno de los principales beneficios en su uso, es el ajuste en el gasto de producción y la carga de la bomba, puesto que, dependiendo de la aplicación, es posible variar su velocidad sin realizar modificaciones en el equipo de fondo. Algunas de las ventajas adicionales en su funcionamiento, son la reducción de la corriente de arranque del

<sup>7</sup> PMM: Permanent Magnet Motors (Motores de imán permanente)

sistema, posibilidad de ahorro de energía, optimización del factor de potencia, flexibilidad en la configuración del sistema, menores esfuerzos mecánicos para el sistema instalado en fondo y reducciones en la temperatura de operación de los equipos.

En el desarrollo de este proyecto, se va a utilizar un variador de frecuencia CILA 2S, suministrado por la compañía SLACOL S.A.S<sup>8</sup>, el cual, es la solución estándar para el montaje stand alone en skid para la operación de pozos de petróleo con sistemas por bombeo electrosumergible y cavidades progresivas instalados. Su montaje en skid permite una fácil y rápida instalación, diseñado bajo condiciones eléctricas, ambientales, tecnologías de control y de potencia capaces de cumplir los requerimientos operacionales del operador de pozo.

SLACOL S.A.S, ofrece un sistema integral de control y optimización para diferentes tipos de sistemas de levantamiento artificial mencionados a continuación:

- Bombas electrosumergibles (BES)
- Bombas de cavidad progresiva (BCP)
- Bombeo mecánico convencional (BMC)
- Bombeo de transferencia y/o Alivio en múltiples de producción (MPP)

El software de aplicación CILA2S®, permite al operador de pozo realizar monitoreo y ajuste de las principales variables de operación necesarias para llevar a cabo un control del comportamiento del pozo; De esta manera, proteger y optimizar los sistemas de levantamiento por pozo, garantizando es esta manera la mayor producción de crudo con el mínimo impacto posible para el pozo asociado al yacimiento en producción.

- **Control Inteligente de Pozo (SWC®)**

El controlador inteligente de pozo SWC®, instalado en el equipo variador de frecuencia CILA2S®, es el único controlador de superficie configurable que cuenta

---

<sup>8</sup> SLACOL S.A.S. Sistemas de levantamiento artificial Colombia.

con la capacidad de operar, controlar monitorear y optimizar múltiples métodos de levantamiento artificial en un solo controlador. El sistema incluye capacidades avanzadas de procesamiento para optimizar la elevación artificial deseada en campo, ya sea para equipos de levantamiento por bombeo electrosumergible, equipos de levantamiento por cavidades progresivas y sistemas por bombeo mecánico, con cualquier marca de variador, mediante el uso de señales analógicas o digitales y protocolos industriales disponibles: Ethernet, Ethernet inalámbrico, modbus RTU o Modbus TCP.

- **Características del Control Inteligente de pozo SWC®:**

Entre las principales características del SWC® para los diferentes sistemas de levantamiento se encuentran las siguientes, **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Características del control inteligente de pozo IWOC®.

Sistema de levantamiento	Características
SWC-PCP	Carta nomográfica para el sistema PCP diagnostico
	Control de torque inteligente para ajustes de velocidad automáticos
	Rampas configurables de velocidad de arranque
	Cambios de referencia de velocidad extendida
	Múltiples arranque automaticos (velocidad configuración de rampa y tiempo de ejecución) al apagar
	Relación de rendimiento de entrada en línea (Gráfico de IPR)
	Diagnostico de pozo IPR y sugerencia de ajuste de velocidad
	Control inteligente de optimización de pozos variación de velocidad automática según entrada de pozo
	Desarrollar capacidades de prueba
	Tecnología sin sensor físico para nivel de líquido y sumersión
	Control de circuito cerrado para suministro de diluyente
Conexión de datos del sensor de fondo de pozo lista para plug and play	
SWC-SRP	Ajuste automático de velocidad de carrera ascendente y descendente para el control de llenado de la bomba
	Variación de velocidad de carrera ascendente y descendente independiente para la flotabilidad de la sarta de varillas
	Visualización y diagnostico de tarjetas de superfici y fondo de pozo
	Control inteligente de desconexión según las tarjetas de fondo de pozo
	Análisis estadístico de fallas. Predicción de anomalías a través del comportamiento de la trayectoria del sitio en el comportamiento del pozo
	Diagnóstico de pozo IPR y sugerencia de ajuste de velocidad
	Análisis de Goodman para la protección de varillas desde la superficie hasta el fondo del pozo
	Compatibilidad con diferente instrumentación de campo (Dual oara carga y posición o independiente)
	Verificación de las señales para la visualización correcta de las tarjetas
SWC-ESP	Modo de control Pwf
	Modos de arranque alternativo para atasque de bomba
	Configuración de re arranque automatico (Velocidad rampa y tiempo de ejecución)
	Perfil de arranque escalonado para un procedimiento de arranque suave
	Diagnostico de pozo IPR y sugerencia de ajuste de velocidad
	Tecnología sin sensor físico para fondo del pozo
	Vista en linea y curvas de rendimiento de la bomba
Downhole for plug and play	

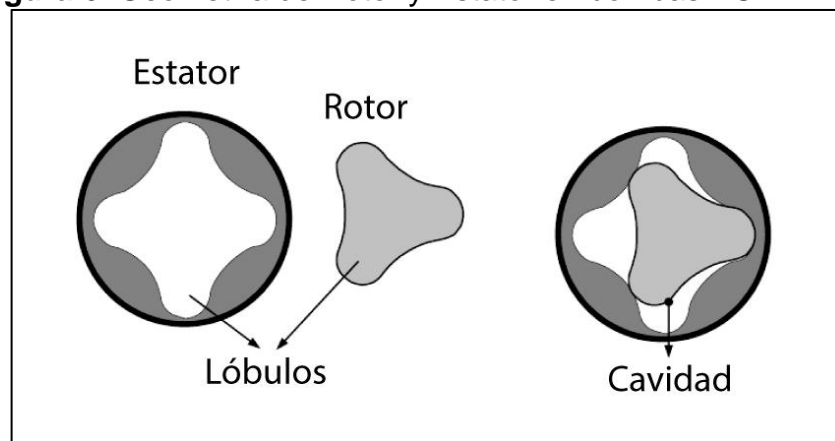
La misma unidad puede configurarse para operar en diferentes equipos de levantamiento artificial, manejando diferentes tecnologías de electrónica de potencia, accionamientos o automatización, mejorando de esta manera el comportamiento del sistema.

## 2.2. SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Este tipo de sistema de levantamiento está constituido por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente (Rotor) dentro de la otra que está fija (Estator), formando de esta manera un engranaje helicoidal. **Figura 6.**

La geometría del sistema forma una serie de cavidades idénticas separadas entre sí, lo que genera un flujo continuo de fluido por desplazamiento positivo el cual es proporcional a la velocidad de rotación del sistema.

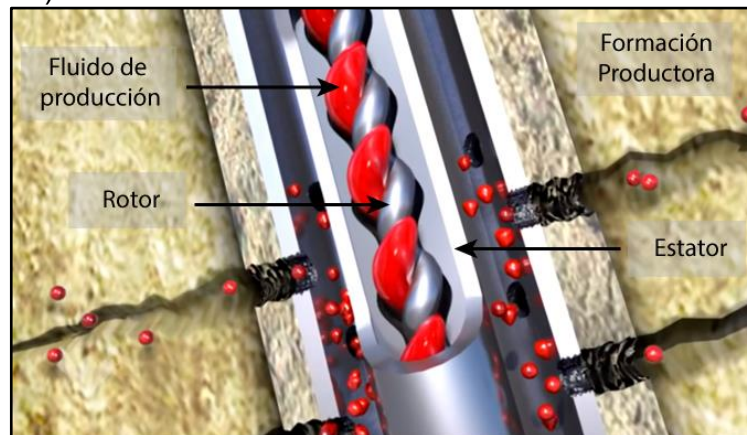
**Figura 6.** Geometría de Rotor y Estator en bombas PCP.



**Fuente:** Marcelo Hirschfeldt. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008.

El rotor y el estator no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional alrededor del eje del estator. Cuando el rotor gira en el interior del estator, las cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator por succión hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas como se puede observar en la **Figura 7.**

**Figura 7.** Sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP).



**Fuente:** Weatherford. Progressing Cavity Pumping System. Modificado por el autor, 2021.

Este tipo de sistema de levantamiento cuenta con algunas características únicas con respecto a otros métodos de producción artificial tales como:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad de producir fluidos con altas concentraciones de arena.
- Tolera altos porcentajes de gas libre (No se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando desgaste o bloqueo de las partes móviles.
- Bajo consumo energético en su funcionamiento con respecto a otros sistemas.

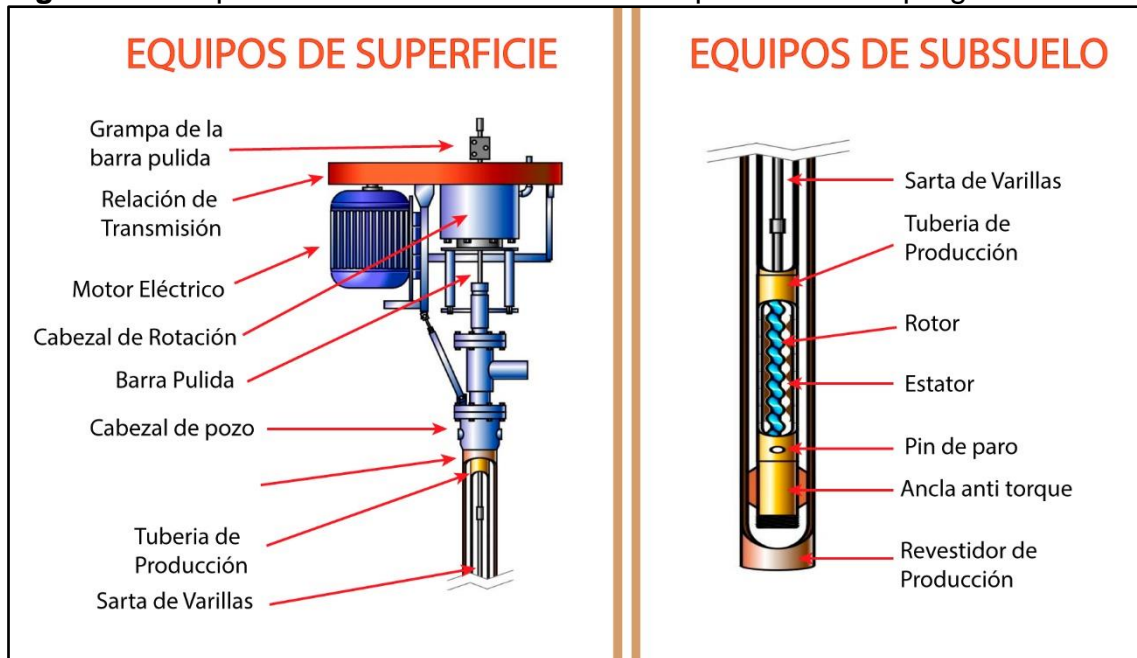
Entre las desventajas presentes en este tipo de sistemas con respecto a otros sistemas de levantamiento se encuentra la baja capacidad de desplazamiento y levantamiento de fluido en la bomba, que, junto con la alta sensibilidad a los fluidos producidos por el deterioro en sus componentes gracias a el contacto con ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo, se traducen en limitaciones para el desarrollo de la operación del sistema.

### **2.2.1. Componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas PCP:**

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo, el

cual consiste principalmente de un rotor de acero en forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero. El estator, es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la sarta de producción, mientras que el rotor, es conectado y bajado junto con las varillas de bombeo, cuyo funcionamiento es gracias a un cabezal en superficie, compuesto principalmente por un motor eléctrico y un sistema de transmisión por correas. **Figura 8.**

**Figura 8.** Componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas.



**Fuente:** Marcelo Hirschfeldt. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas, 2008. Modificado por el autor.

Entre los componentes más importantes del sistema de bombeo por cavidades progresivas ubicados en superficie, se encuentra el cabezal de rotación, el cual consiste en un sistema de rodamientos y cojinetes que soportan la carga axial generada por el sistema en fondo, un sistema de freno puede ser mecánico o hidráulico, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque que evita la filtración de fluidos a través de las conexiones de fondo a superficie. (Hirschfeldt, 2008).

**2.2.1.1 Cabezal de producción:** El cabezal de rotación es un equipo que se acciona mecánicamente y se encuentra instalado en cabeza de pozo, cuenta con un motor eléctrico de tres fases el cual es operado por un variador de frecuencia.

Cuenta entre sus partes con un sistema de rodamientos, los cuales soportan la carga axial del sistema; Un sistema de freno, mecánico o hidráulico, integrados a la estructura del cabezal o externos a este y un sistema de empaques, los cuales evitan la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

**2.2.1.2 Sistema de transmisión:** Es el sistema por el cual se transfiere la energía desde la fuente de energía primaria, que puede ser un motor eléctrico o motor de combustión interna, hasta el cabezal de rotación.

Existen tres tipos de sistemas de transmisión utilizados, sistema con poleas y correas, sistema de transmisión a engranajes y sistema de transmisión hidráulica. En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 RPM, es usual utilizar cabezales con caja reductora interna con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. (Hirschfeldt, 2008)

En el sistema de correas y poleas, la relación debe ser determinada dependiendo el tipo de cabezal seleccionado y de la potencia que se deba transmitir a las varillas de bombeo del sistema. En el caso de los cabezales directos **Figura 9** (Sin caja reductora) la relación es directa y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema. En los cabezales con caja reductora interna, **Figura 10**, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total.

- **Cabezal directo:** En este tipo de cabezales, la relación viene determinada por la velocidad de operación del motor y la velocidad requerida por el sistema de levantamiento.

**Ecuación 1.** Relación de transformación para cabezal directo.

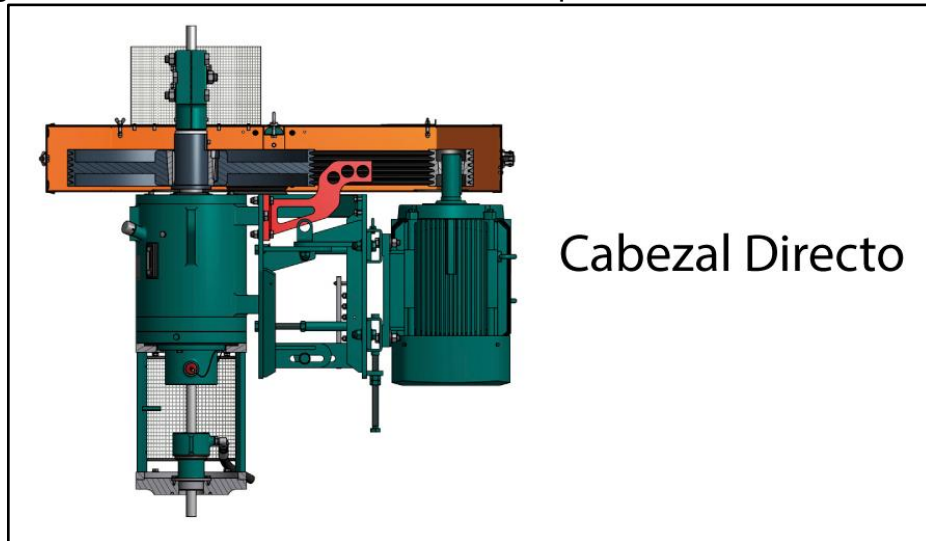
$$R_{Total} = \frac{D}{d} = \frac{N_{motor}}{N_{vástago}}$$

En donde,

N Motor: Velocidad del motor (RPM)

N Vástago: Velocidad de operación del sistema (RPM)

**Figura 9.** Cabezal directo en sistemas de producción PCP



Fuente: Drive Head Equipment, © INSYNRID, 2021.

- **Cabezal angular:** La relación entre el eje del motor y el cabezal en este tipo de cabezales es inversamente proporcional a la relación total de transmisión, la cual está dada por la siguiente ecuación:

**Ecuación 2.** Relación total de transmisión para un cabezal angular.

$$R_{Total} = R_{Gearbox} * \frac{D}{d} = \frac{N_{motor}}{N_{vástago}}$$

El torque es directamente proporcional a la relación total de transmisión.

Rgearbox: Relación de la caja reductora interna del cabezal

**Ecuación 3.** Relación total de transmisión para un cabezal angular, torque.

$$R_{Total} = R_{Gearbox} * \frac{D}{d} = \frac{T_{vástago}}{T_{motor}}$$

T Motor: Torque entregado por el motor (Lb x ft o N x m)

T Vástago: Torque requerido por el sistema (Lb x ft o N x m)

**Figura 10.** Cabezal angular en sistemas de producción PCP



Fuente: Drive Head Equipment, © INSYNRID, 2021.

**2.2.1.3 Sistema de frenado:** Una de las funciones del cabezal en el sistema PCP es la del frenado del sistema, esta se genera por una rotación en marcha inversa llamada "Backspin". Cuando el sistema PCP se encuentra en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas. **(Hirschfeldt, 2008)**

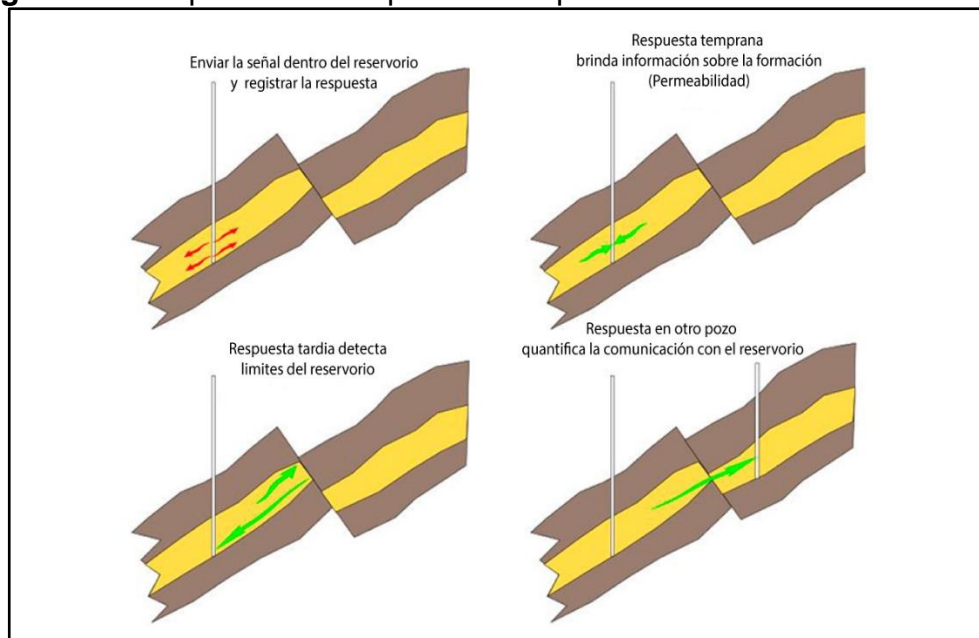
En la operación del sistema de bombeo, cuando el equipo se detiene repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente a esta rotación se le suma la producida por la carga de fluidos en la tubería de producción. Durante el proceso de backspin, el equipo puede alcanzar velocidades de rotación muy altas, lo que conlleva a provocar daños severos en el equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea en el cabezal. (Hirschfeldt, 2008)

### 3. PRUEBAS DE PRESIÓN EN OPERACIONES DE PRODUCCIÓN

Este tipo de pruebas, también llamadas pruebas de presión transiente, involucran diferentes métodos en los cuales las tasas y presiones medidas son manipuladas en uno o más pozos con el fin de obtener información acerca del reservorio. Las pruebas de presión comúnmente son usadas en el monitoreo de producción, brindando información acerca de la presión media o local del reservorio. Esta presión es clave en los procesos de optimización, pero también contribuyen con información para realizar estimaciones de reservas y caracterización de reservorios.

En la ingeniería de producción, las pruebas de pozo contribuyen en el aporte de información del estado del pozo, daños en la formación y en la necesidad del uso de tratamientos de estimulación en el mismo. Según SOLOTTE y BERG<sup>9</sup>, el concepto de pruebas de presión se describe en la **Figura 11**.

**Figura 11.** Respuesta de las pruebas de presión en el reservorio



**Fuente:** SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019. (Modificado por el autor).

<sup>9</sup> SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019.

Como se observa en la **Figura 11**, una señal es enviada dentro del reservorio desde el pozo, mediante variaciones de la presión y la tasa de producción; estos cambios, son medidos directamente desde el pozo. El análisis de las respuestas permite estimar las propiedades del reservorio, siendo resultado de las perturbaciones del viaje a lo largo del pozo; Las respuestas tempranas son determinadas por las propiedades en la región cercana al pozo, mientras que las respuestas tardías, brindan información de las características del reservorio. Las respuestas también pueden ser grabadas en otro pozo, en el orden de investigar comunicación dentro del reservorio, este tipo de prueba es llamada, prueba de interferencia.

Entre la información típica, como resultado de las pruebas de presión, incluye permeabilidad, distancia de los límites del reservorio y fallas, tamaño y forma de los cuerpos de arena, daño cercano a las paredes del pozo o estimulaciones para efectos de skin<sup>10</sup> y distancia de las fracturas inducidas dentro de la formación.

En la **Figura 12**, SLOTTE y BERG<sup>11</sup>, muestran un ejemplo del proceso de interpretación con base en el método de Horner. En la imagen se observa cómo se grafican los valores de presión para una prueba Build-Up<sup>12</sup>, en la estimación de la permeabilidad y daño en la formación.

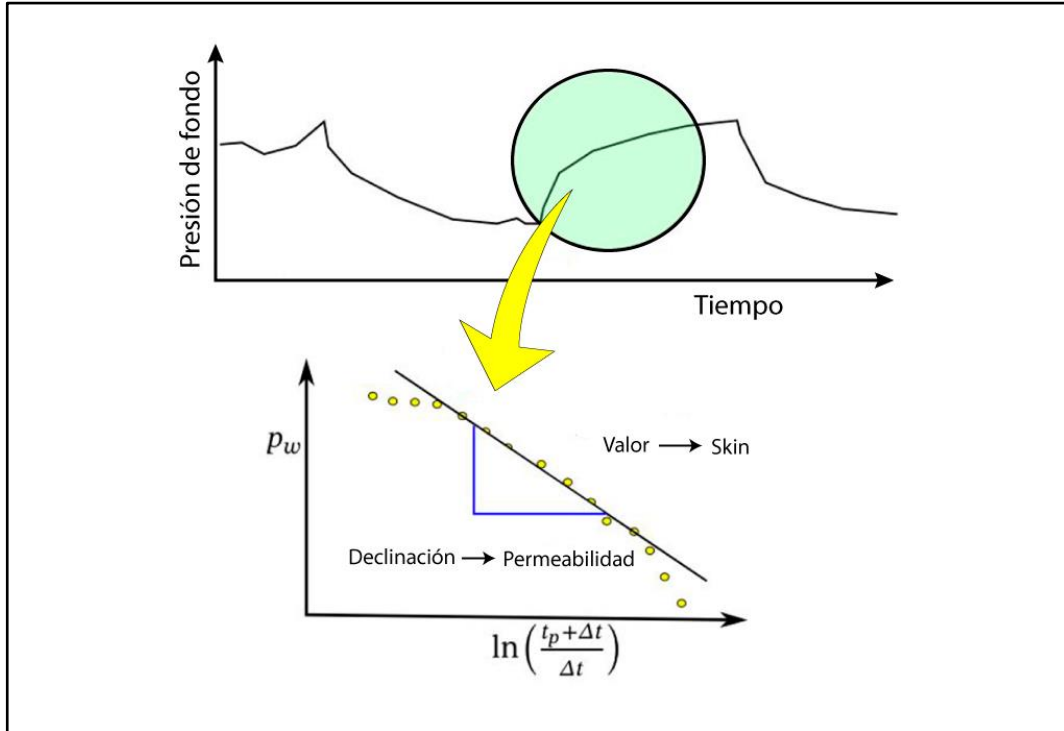
---

<sup>10</sup> Daño de formación asociado a cambios en las propiedades de la roca.

<sup>11</sup> SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019.

<sup>12</sup> Prueba de restauración de presión

**Figura 12.** Método de Horner, un ejemplo de interpretación de una prueba de presión para el cálculo de permeabilidad.



**Fuente:** SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019. (Modificado por el autor).

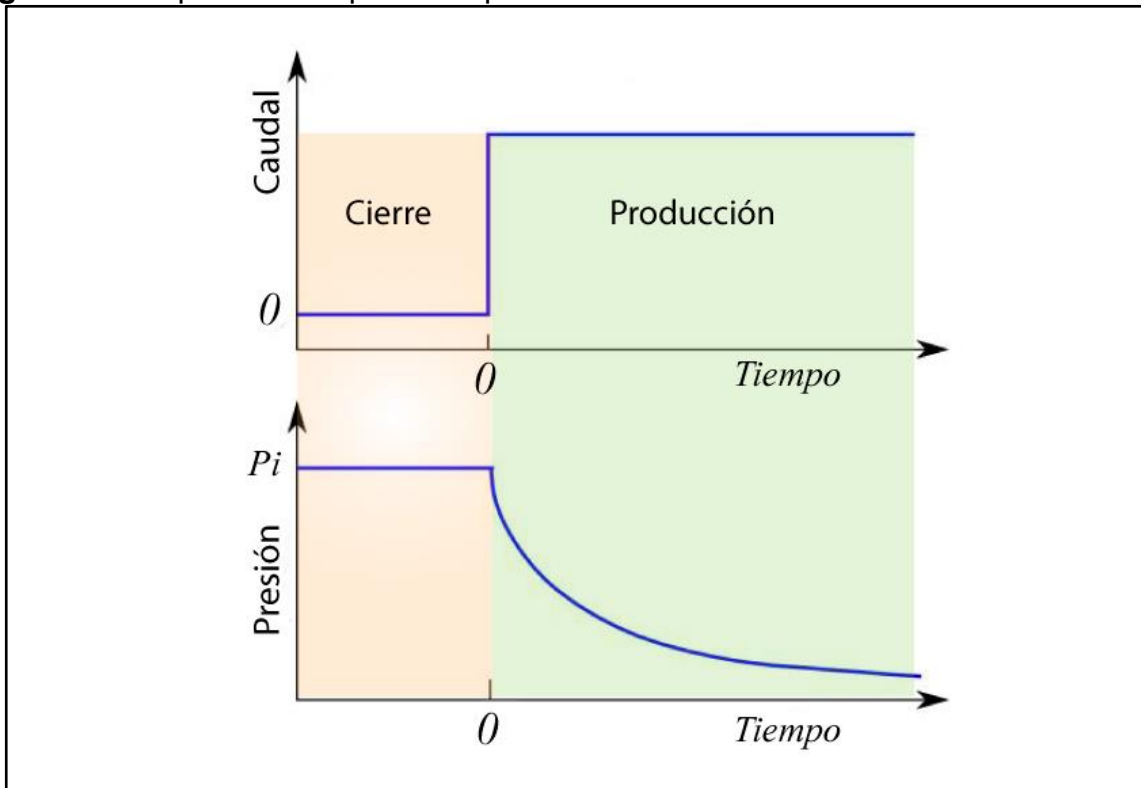
### 3.1. TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las principales pruebas de presión son *Drawdown test*, *Build-up test* y *pruebas de interferencia*, adicionalmente existen las pruebas *injection test* y *falloff test*, las cuales son equivalentes al uso de las pruebas *Drawdown test* y *Build-up test*, pero para operaciones de inyección. Dentro del grupo de pruebas de presión, también existen las pruebas DST (*Dill Stem Test*), las cuales son usadas para pozos exploratorios o pozos recientemente perforados. SLOTTE y BERG<sup>13</sup>

<sup>13</sup> SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019.

**3.1.1. Prueba de presión Drawdown:** En una prueba Drawdown, un pozo con presión estable, que no se encuentra en producción, se reactiva a un caudal constante y es registrada su presión de fondo fluvente. El comportamiento ideal de este tipo de prueba se presenta en la Figura 13.

**Figura 13.** Esquema ideal para una prueba *Drawdown*



**Fuente:** SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019. (Modificado por el autor).

El objetivo principal en una prueba *Drawdown*, es la detección de daños en la formación por variaciones en la permeabilidad ( $k$ ) del área de drenaje, permitiendo estimar el factor de daño ( $S$ ), cálculo de volumen poroso y heterogeneidad del yacimiento.

**3.1.1.1. Factores que afectan el *Drawdown*:**

- *Radio de investigación:* Este tipo de pruebas, se ven directamente afectadas en radios menores, muy cercanas a la cara de la formación, a diferencia de

las medidas tomadas en zonas más profundas, en donde la zona de medida no se ve afectada por el daño en la formación.

Según lo menciona SLB<sup>14</sup> en uno de sus artículos, en formaciones blandas, el área cercana a la lectura de la herramienta puede compactarse, lo que conlleva a una incertidumbre en la medición de la permeabilidad en la formación. Por otro lado, en formaciones duras y quebradizas, la penetración de la herramienta puede provocar pequeñas fracturas, lo que conlleva a sobreestimaciones en los valores de permeabilidad.

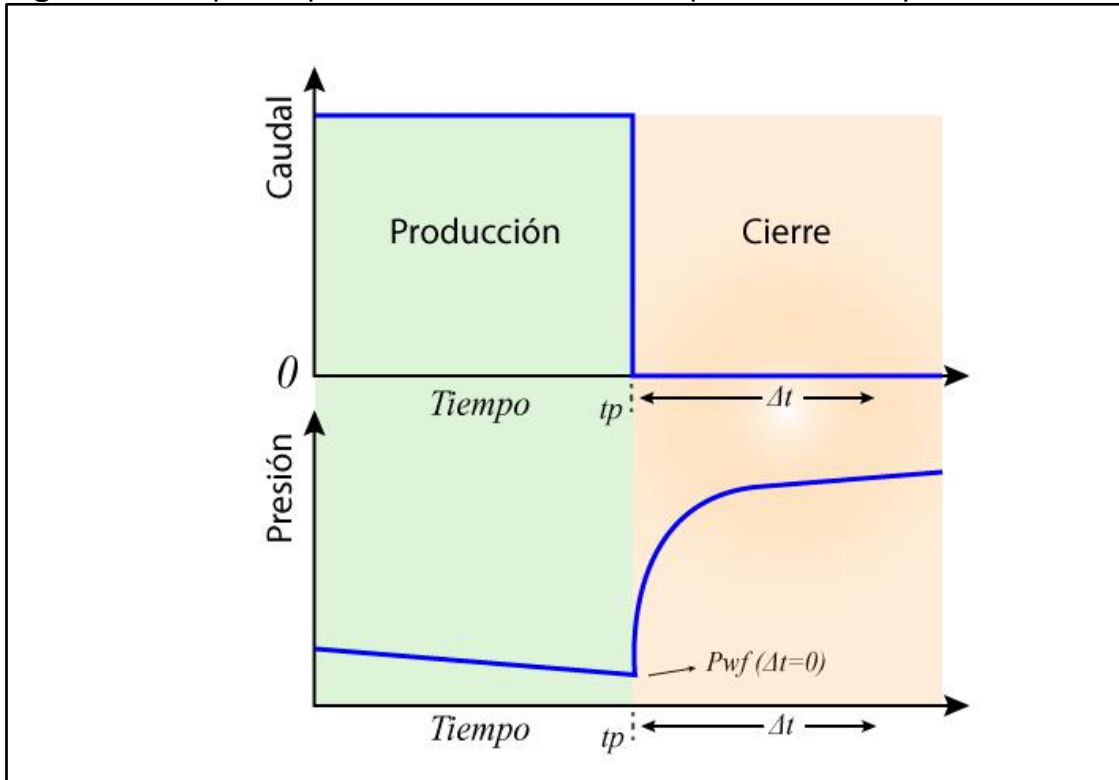
- *Saturación de agua:* La permeabilidad relativa de la formación, varía según la saturación de agua. La permeabilidad total efectiva en la zona invadida, a una saturación irreducible de aceite, puede ser considerada menor que la permeabilidad absoluta.

**3.1.2. Prueba de presión Build-up:** En una prueba de restauración de presión (*Build-up*), el pozo, el cual ha venido produciendo a una tasa constante es cerrado, y la presión de fondo es registrada. Este tipo de prueba, aparte de aportar información de valores de permeabilidad y daño en la formación, también provee data para el monitoreo del reservorio, en particular datos de presión del reservorio. **Figura 14.**

---

<sup>14</sup> SCHLUMBERGER, *Essentials of Pressure Test Interpretation*, 1981.

**Figura 14.** Esquema prueba de restauración de presión *Build-up*.

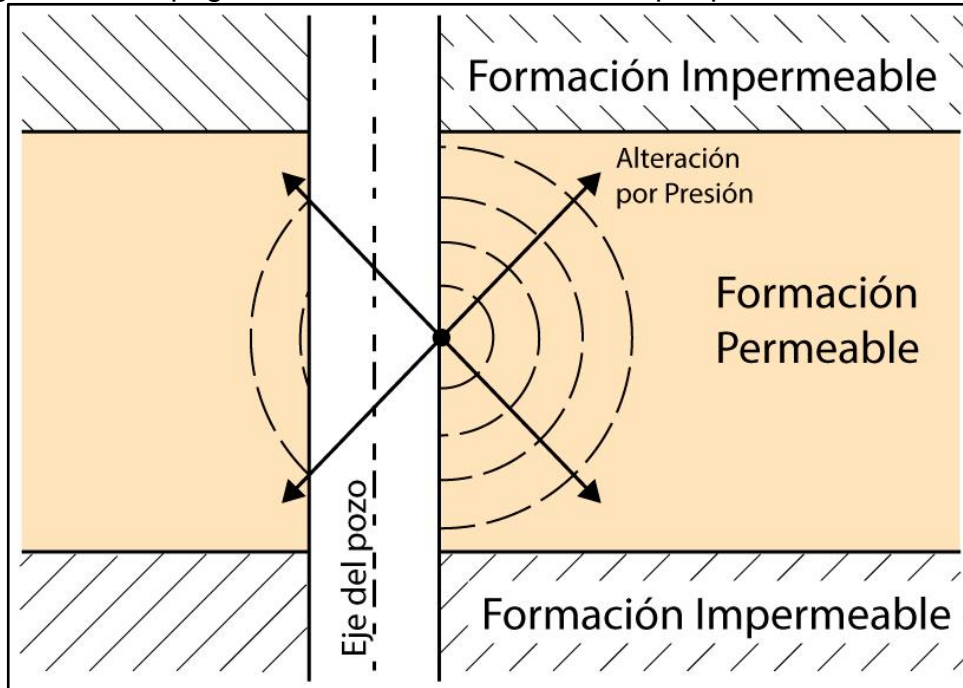


**Fuente:** SLOTTE Per Arne y BERG Fredrik Carl. Lectures notes in well-testing. Noruega, 2017-2019. (Modificado por el autor).

La planeación de una prueba Build-up, genera costos adicionales, en cuanto a pérdidas de producción por tiempos de parada de pozos. No obstante, como los pozos no producen normalmente con un 100% de eficiencia, y en pozos con medidores permanentes de presión de fondo, los periodos de paradas no planeadas como cortes de energía, fallos en los equipos de superficie, fallos en los equipos de fondo, entre otros, pueden proveer información valiosa sin generar costos adicionales para la operación.

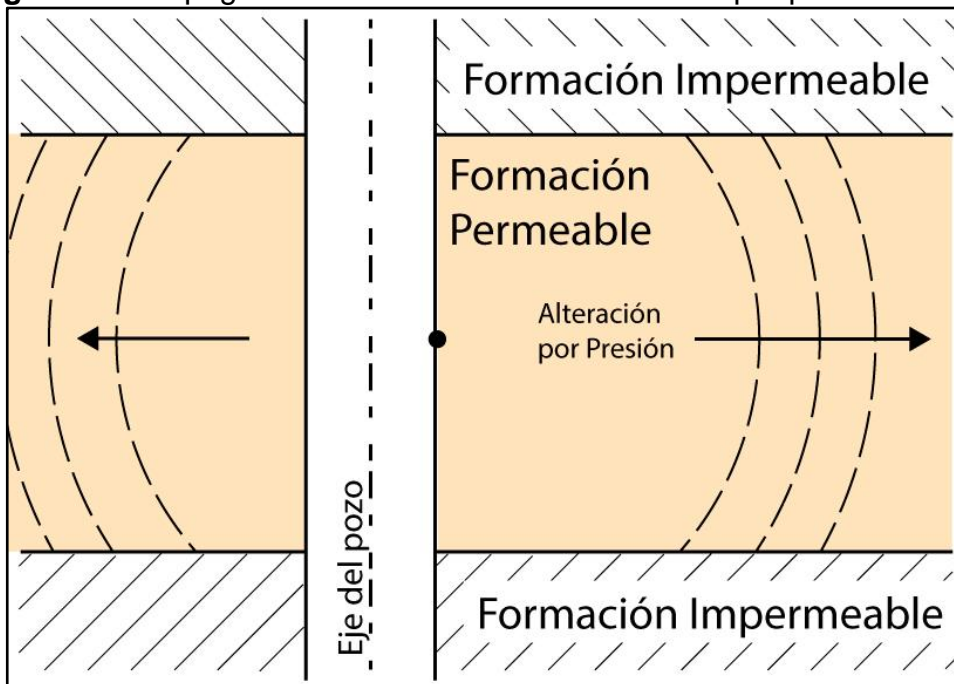
En el desarrollo de este tipo de pruebas, el incremento de la presión se propaga esféricamente, y continúa haciéndolo hasta que una capa impermeable en su trayectoria es alcanzada, alterando el patrón de flujo, y, en el caso de dos límites paralelos, la propagación esférica pasa a ser radial y cilíndrica. Este tipo de fenómenos se muestra en la **figura 15** y **figura 16**.

**Figura 15.** Propagación esférica de la alteración por presión.



Fuente: SCHLUMBERGER, RFT Essentials of Pressure Test Interpretation, 1981.

**Figura 16.** Propagación cilíndrica de las alteraciones por presión.



Fuente: SCHLUMBERGER, RFT Essentials of Pressure Test Interpretation, 1981.

Durante el proceso de propagación, el gradiente de presión cercano a la tubería tiende a llegar a cero rápidamente, por lo tanto, todo el flujo toma lugar en la parte

más profunda de la formación, y las condiciones más cercanas a la cara del pozo, no presentan efectos históricos durante las siguientes etapas de la prueba Build-up. Esto conlleva a concluir, que el análisis de este tipo de pruebas puede ser usado en la obtención de información en zonas que no han sido afectadas por daño en la formación.

Cabe resaltar, que, en condiciones de baja permeabilidad, la prueba Build-up, tarda mucho tiempo y es de baja calidad, por lo que no es económicamente rentable en pozos de alta producción, como tampoco en pozos con producción de alta producción de arena, ya que los caudales de fluido en el pozo deben ser constantes.

Para los casos en los que se presentan complicaciones en la producción, las pruebas Multi-tasa son implementadas en cambio de las pruebas *Drawdown* o *Build-up*, debido a que este tipo de pruebas pueden minimizar el efecto de almacenamiento en el pozo sobre los datos de presión registrados.

**3.1.3. Pruebas de presión Multi-Tasa:** Las pruebas *Drawdown* mencionadas anteriormente, requieren un flujo constante en la producción, lo que en la mayoría de los casos se hace imposible mantener. Es por tal motivo, que, bajo estas condiciones operacionales, es necesario realizar pruebas con tasas de flujo variables, determinando la presión por periodos estabilizados de flujo. Las pruebas Multi-Rate pueden variar desde una tasa de flujo variable no controlada a una serie de tasas constantes. **(Earlougher R. , 1977)**

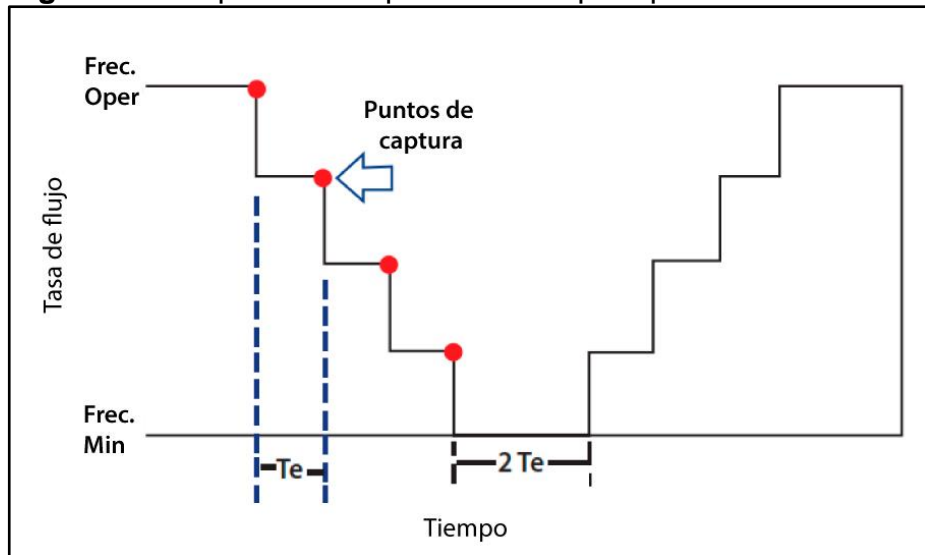
La precisión en las medidas de flujo y de presión, son esenciales para la realización de un análisis satisfactorio de cualquier prueba de pozo transitoria; Adicionalmente, tienen la ventaja de proveer información para la prueba de flujo mientras la producción continua, lo que conlleva a minimizar cambios en el coeficiente de almacenamiento del pozo y efectos por segregación de fases.

En el análisis de pruebas Multi-Rate, es posible determinar el índice de productividad del pozo, cálculo de permeabilidades, factor de daño, análisis nodal del pozo,

presión actual y promedio, tipo de límites asociados con el área de drenaje del yacimiento y monitoreo continuo de presión de fondo.

En la **Figura 17**, se visualiza el proceso de pruebas *Multi-Rate*, en donde se observa la disminución de las velocidades de la bomba hasta la mínima frecuencia de operación y luego incrementos hasta recuperar la velocidad de operación.

**Figura 17.** Esquema de representación para pruebas *Multi-tasa*.



Fuente: Elaborado por el Autor, Bogotá. 2019

**Te:** Tiempo de estabilización **Frec. Oper:** Frecuencia de operación **Frec. Min:** Frecuencia mínima

En cada etapa de la prueba, luego de lograr una estabilización de los fluidos (punto rojo), los datos son recopilados, con el fin de realizar la caracterización del pozo y conocer información de este mientras la producción continúa.

En términos más sencillos, este tipo de pruebas involucra cambios en la presión debido a perturbaciones en los caudales de producción.

**3.1.3.1. Factores que afectan las pruebas Multi-Tasa:** La mayor ventaja de este tipo de pruebas es cuando el coeficiente de almacenamiento del pozo hace difícil o imposible el análisis de la **prueba. Esto es** debido a que este tipo de pruebas puede eliminar los cambios en el coeficiente de almacenamiento del pozo, incluso aunque los efectos de almacenamiento se encuentren presentes, sin embargo, estas pruebas son difíciles de controlar debido a que son pruebas de flujo. Las fluctuaciones en las tasas de flujo hacen que su medición se dificulte, especialmente cuando la medición debe hacerse de forma continua.

- El margen de error de los valores calculados por la tabla de conocimiento con respecto a los valores registrados por el sensor de fondo es bajo.
- La relación beneficio/costo del proyecto es positivo para el operador del pozo en cuanto a su condición de costos directos, adicionalmente la adquisición del aplicativo MultiRate® va a ser intrínseco

## 4. IWOC® INTELLIGENT WELL OPTIMIZATION CONTROL

Es un modelo desarrollado por SLACOL S.A.S, en el cual se presenta un conjunto de aplicaciones de avanzada orientadas a desarrollar soluciones de valor agregado para incrementar o mantener la productividad de pozos petroleros con alto contenido de agua en su producción. El grupo de aplicaciones (**Figura 18**) han sido integradas al controlador inteligente de levantamiento artificial subsuelo–superficie CILA2S®, las cuales van desde el modelamiento del área de drenaje del pozo hasta el control y determinación virtual o física de las condiciones de operación del sistema pozo - yacimiento.

**Figura 18.** IWOC® Intelligent Well Optimization Control.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

### 4.1. SUITE DE APLICACIONES DEL MODELO IWOC®

El modelo de supervisión y control para el control de pozos está basado en las siguientes aplicaciones:

**4.1.1. IWOC® - Intelligent Well Optimization Control:** Es una aplicación desarrollada con tecnologías de inteligencia artificial (Machine Learning) integrada

en el controlados CILA2S®, que busca mantener un desempeño óptimo del sistema de levantamiento artificial, esta, monitorea y verifica la producción del pozo y el comportamiento del sistema pozo – yacimiento.

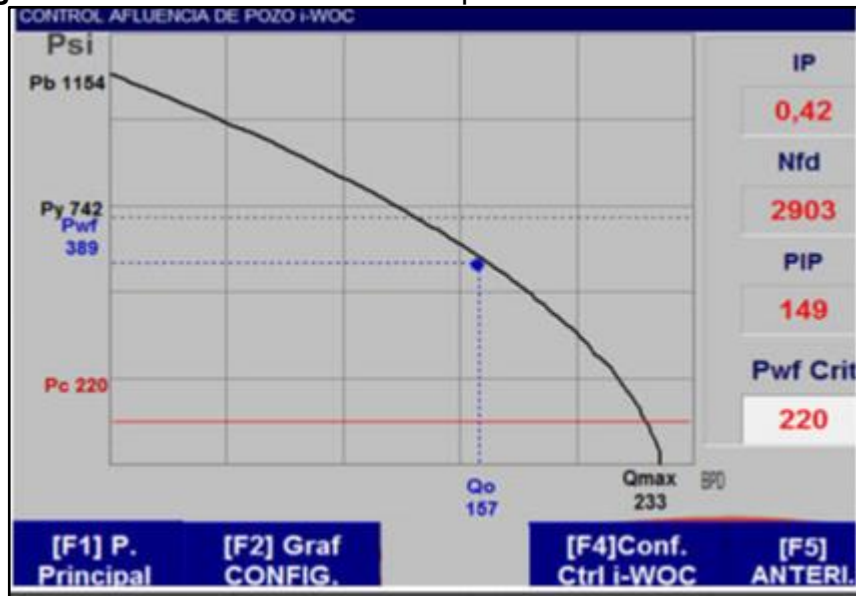
Mediante un análisis matemático y ecuaciones petroleras determinan en tiempo real la curva IPR y los parámetros operacionales del pozo, lo que permite optimizar el funcionamiento tanto del sistema de levantamiento como la reacción del yacimiento a través del pozo.

El IWOC® supervisa la ausencia y/o presencia de fluidos en el pozo, emitiendo sugerencias en función de la PIP y los parámetros críticos del pozo realizando cambios de velocidad o banda de operación de presión según las configuraciones establecidas por el operador del pozo.

Permite, además, a los ingenieros de producción/optimización, manejar en tiempo real las condiciones operativas del pozo tanto en fondo como en superficie, para así tomar decisiones sobre las variaciones de velocidad y/o presión, para el mejor desempeño de los sistemas de levantamiento artificial y control de los fluidos en el radio de drenaje.

El IWOC® está soportado por una serie de reglas básicas de oferta y demanda del área de drenaje o del yacimiento que se encuentra en producción; El aplicativo opera a partir de la construcción de la curva del índice de productividad (IPR) del pozo (oferta) (**Figura 19**) y el monitoreo constante de la presión de fondo (demanda) que permite determinar y mantener una tasa de flujo constante en un pozo a través del control de la velocidad de la bomba, optimizando el funcionamiento del sistema pozo – yacimiento. En palabras generales, busca generar un equilibrio entre Oferta (Aporte del pozo) y Demanda (Producción del sistema de levantamiento artificial o bomba).

Figura 19. Gráfica de la curva IPR por IWOC®.

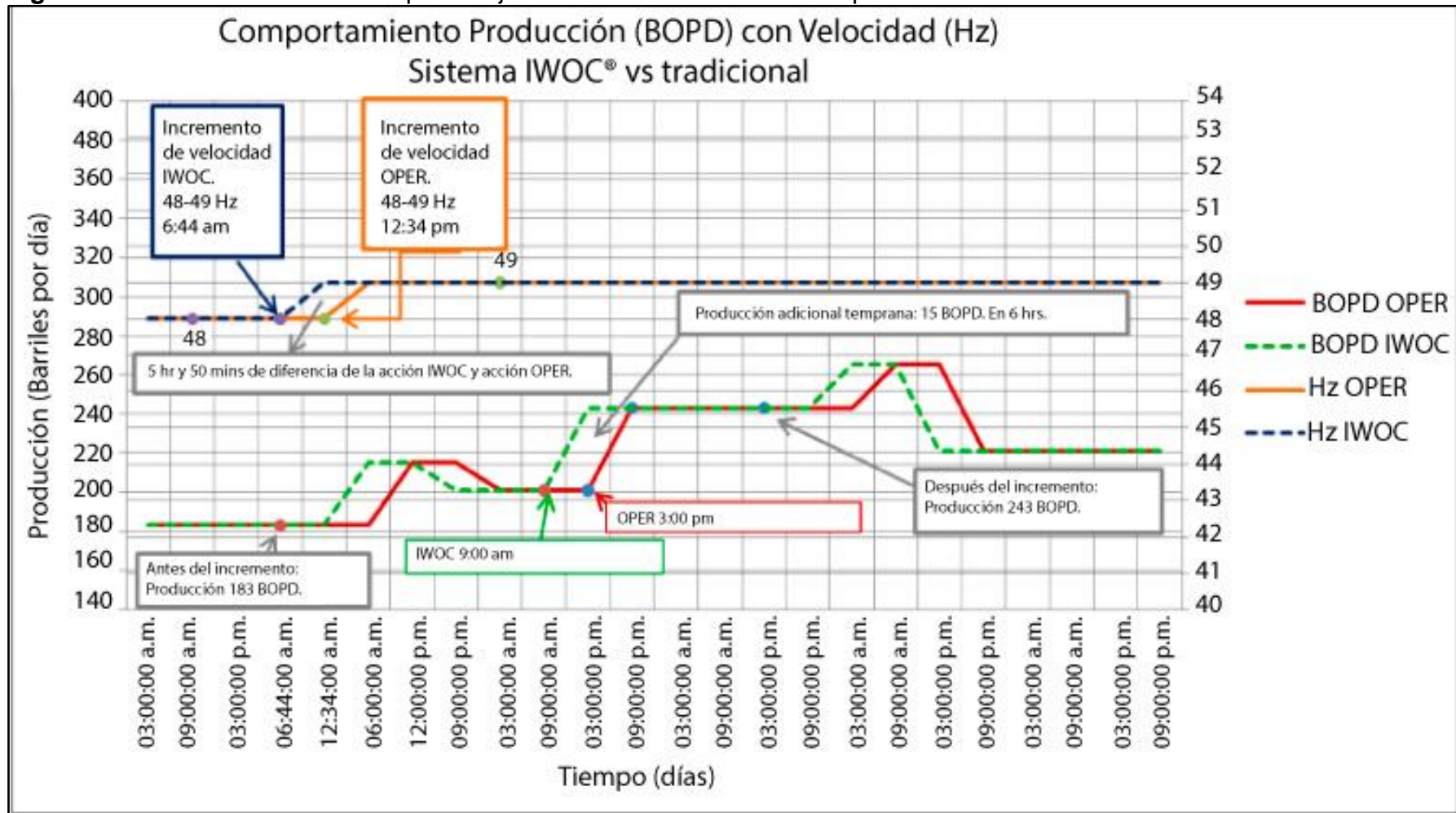


Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

El variador de frecuencia CILA2S®, permite visualizar la curva de afluencia del pozo y la presión de fondo fluyente para determinar y mantener una tasa de flujo constante en el pozo y la producción de la bomba o sistema a través del control de la velocidad, optimizando el funcionamiento del sistema.

La filosofía de control y optimización del sistema de levantamiento ESP/PCP para mantener la afluencia constante del pozo, está basada en el control directo de la presión de entrada a la bomba (PIP) con el ajuste de velocidad de la bomba. En la **Figura 20**, se visualizan los cambios de recomendaciones por la detección temprana de la presión PIP.

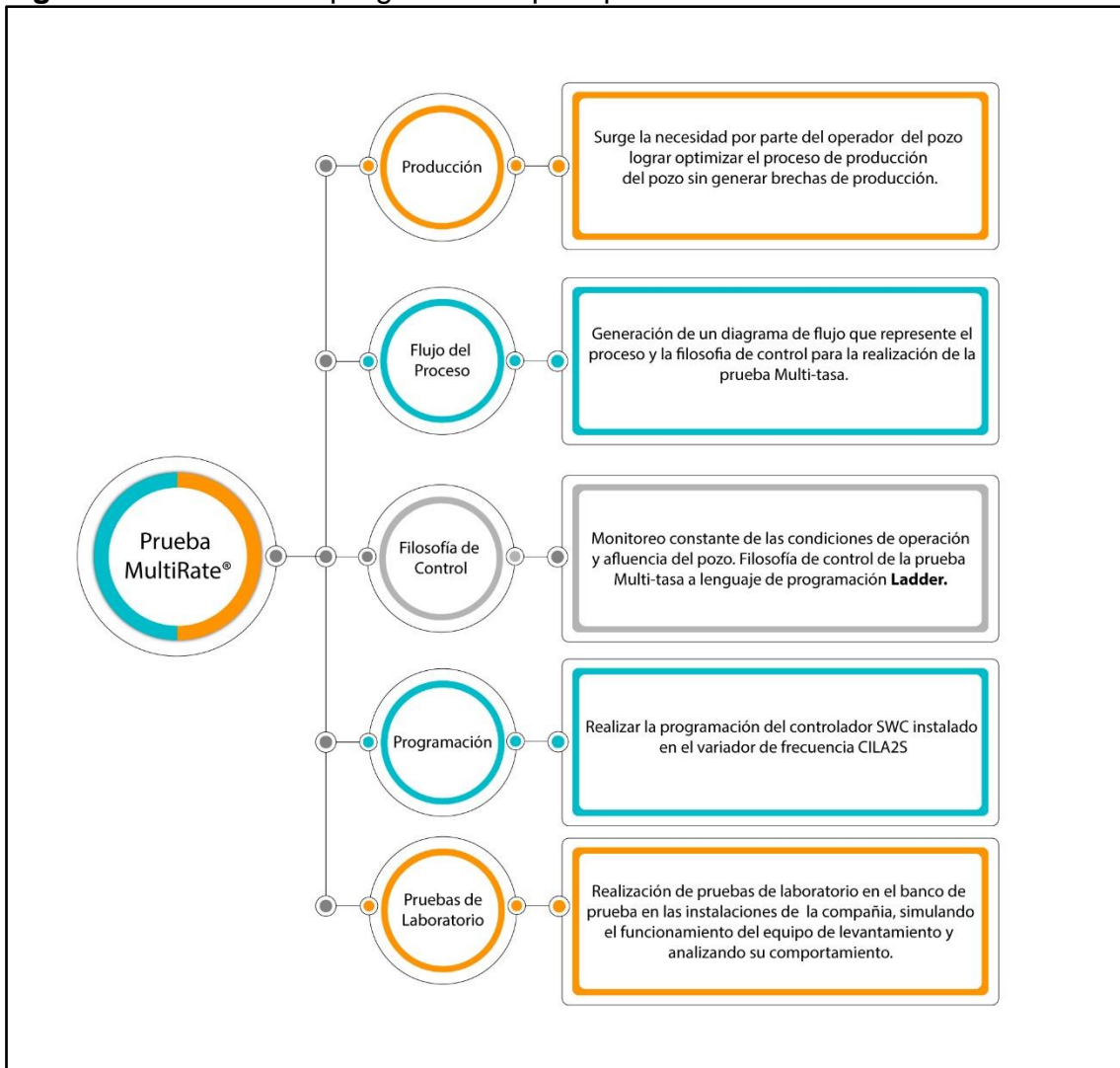
**Figura 20.** Filosofía de control del pozo bajo recomendaciones en el tiempo.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

**4.1.2. Prueba MultiRate®:** En el proceso de producción de un yacimiento, el obtener producción en el cabezal del pozo de la manera más eficiente y económica posible, garantizando la integridad del yacimiento, del equipo de levantamiento y de los equipos de superficie, se convierte en una necesidad para el operador del pozo. Para el proceso de programación del aplicativo MultiRate®, se evaluaron las siguientes etapas presentadas en la **Figura 21**.

**Figura 21.** Proceso de programación para prueba MultiRate®

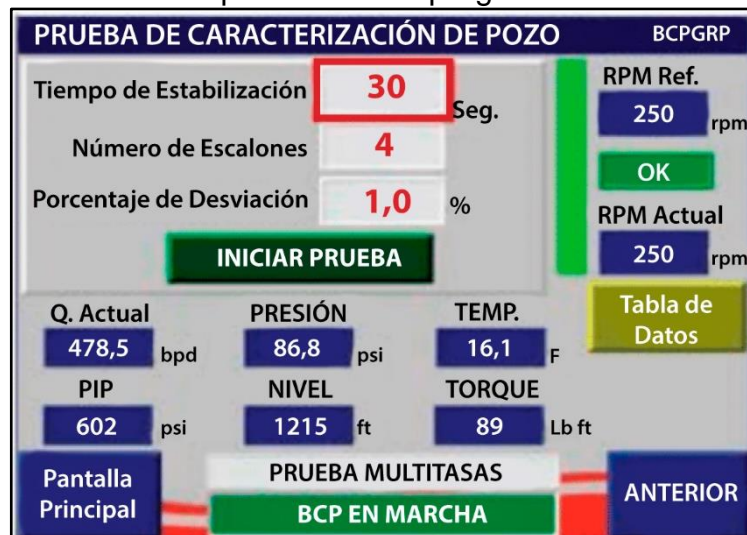


Fuente: BCP Group Artificial Lift, Multirate®. 2019

**4.1.2.1. Prueba MultiRate® en equipos de levantamiento por Cavidades Progresivas PCP:** El proceso de programación y desarrollo del aplicativo

MultiRate®, fue desarrollado por la compañía para equipos de levantamiento por cavidades progresivas, en el cual, se realiza la recopilación de datos como respaldo del sensor de fondo por medio de una tabla de conocimiento, en la cual se tienen en cuenta parámetros operativos del pozo, tales como velocidad de operación, torque, caudal, nivel de fluido y presión de entrada en la bomba. Figura 22.

**Figura 22.** Interfaz del aplicativo MultiRate® en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP.



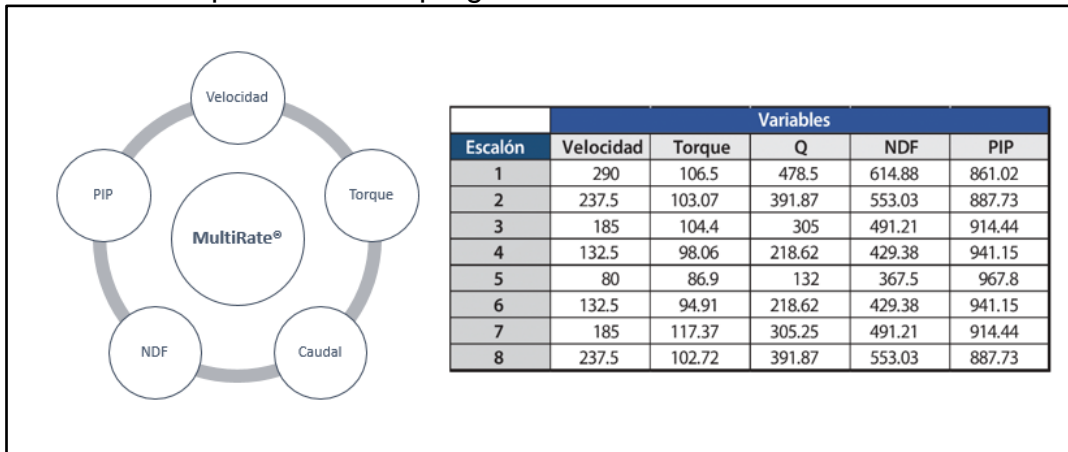
Fuente: BCP Group Artificial Lift, MultiRate®. 2019

MultiRate® un aplicativo de valor agregado y solución desarrollado por el BCP Group<sup>15</sup> del cual hace parte la compañía SLACOL S.A.S para caracterización de pozos petroleros a través de pruebas multitasas. Esta aplicación, esta embebida en el controlador inteligente de levantamiento artificial subsuelo-superficie CILA2S®. Bajo la directriz del operador o automáticamente, el pozo puede ejecutar la aplicación MultiRate®, al existir desviación de alguna de las variables críticas, registrando los cambios en las variables y registrándolos en una tabla de conocimiento **Figura 23**. Según la cantidad de etapas seleccionadas en la realización de la prueba y según los tiempos que se estimen para la misma, el aplicativo se encargará de registrar las variables en cada punto por etapa, dichas

<sup>15</sup> BCP Group Artificial Lift, Innovation in oil production optimization.

variables, serán registrados en la tabla de conocimiento de la prueba, la cual al final, será la encargada de proporcionar la información necesaria para la caracterización de la producción del pozo.

**Figura 23.** Tabla de conocimiento (TC) para la adquisición de datos en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP.

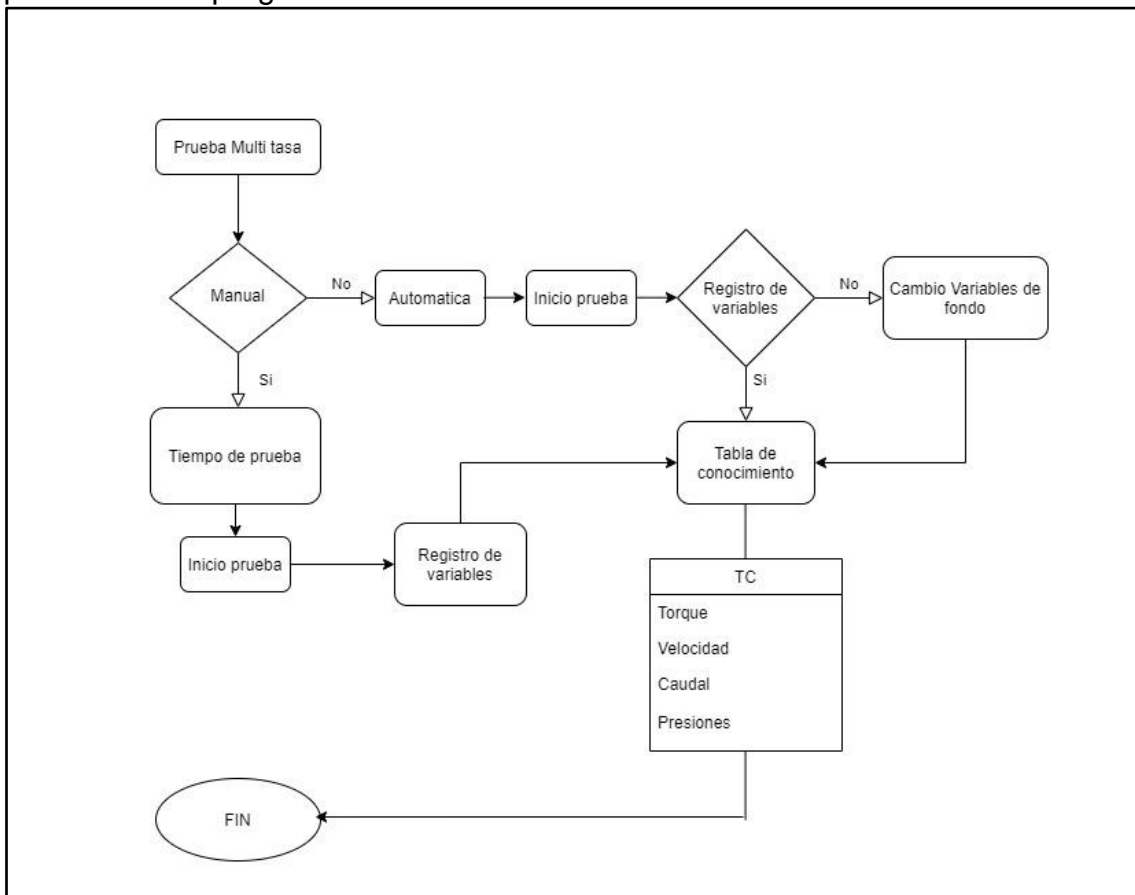


**Fuente:** BCP Group Artificial Lift, Multirate®. 2019

La obtención de datos para la caracterización de la producción del pozo usualmente toma tiempos prolongados, lo que conlleva a la necesidad de una aplicación que permita adquirir de manera automatizada información del pozo en lapsos cortos de tiempo, lo que se traduce en una mejor caracterización y un mejoramiento en la adquisición de datos con respecto al comportamiento del pozo.

En el desarrollo de la aplicación para equipos de levantamiento por cavidades progresivas, se tiene en cuenta el siguiente proceso en la operación del aplicativo, **Figura 24.**

**Figura 24.** Diagrama de flujo para prueba MultiRate® en equipos de levantamiento por cavidades progresivas PCP.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Multirate®. 2019

Para la realización de la prueba, equipo puede ser operado de manera manual por el operador encargado del pozo o puede ser programado de manera automática. El algoritmo desarrollado para la ejecución de la prueba Multi-tasa, procederá a realizar una evaluación en el cambio de variables en las condiciones del fondo del pozo, cambio que será seleccionado por el operador o será programado de manera predeterminada según el porcentaje de variación de las variables en fondo.

**4.1.3. Requisitos para la realización de la prueba MultiRate®:** Para la realización de la prueba Multitasa en el aplicativo MultiRate® es necesario contar con la siguiente información:

- **Equipo Operativo:** El equipo en el cual se vaya a realizar la prueba Multi-tasa, se debe encontrar en condiciones óptimas para su funcionamiento, tanto

en fondo como en las facilidades de superficie, garantizando así producción en cabeza de pozo.

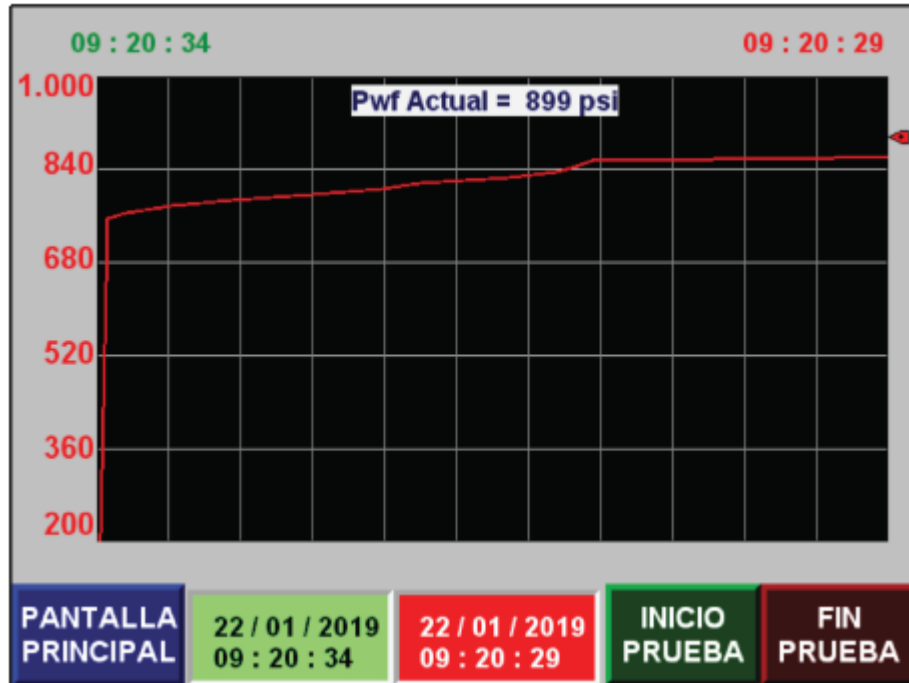
- **Variables de fondo:** Visualización de las variables de fondo en el control inteligente de pozo SWC® instalado en el variador de frecuencia.
- **Información de Completamiento:** Es necesario contar con la información acerca del completamiento del pozo, información acerca del tipo de sistema de levantamiento instalado (ESP o PCP) y sus diferentes características, como lo son, tipo de motor, tipo de bomba, profundidad del intake, etc.
- **Histórico de producción:** Información del historial de producción del pozo desde el primer arranque si es posible.
- **Nivel de fluido:** Información de pruebas realizadas en el pozo para el cálculo de niveles de fluido.
- **Pozo a prueba:** El pozo se debe contar con medidor de flujo en el cabezal o debe estar alineado en el manifold de producción para conocer los valores de caudal de este.

**4.1.4. PBU® - Pressure Build Up:** Los sistemas de control actual para los diferentes métodos de levantamiento artificial carecen de aplicaciones inteligentes que les permitan determinar en tiempo real las propiedades del yacimiento (permeabilidad, daño de formación, radio de drenaje entre otros.). El equipo CILA2S®, por medio de su aplicación PBU® Pressure Build Up, tiene la capacidad de realizar el monitoreo de la pwf del pozo segundo a segundo, y generar la curva de restauración de presión vs tiempo, construyendo la derivada de presión mediante los modelos de Horner y Mustak modificados calculando presión estática, permeabilidad, daño y radio de drenaje.

La aplicación PBU® - Pressure Build Up, utiliza un sensor de presión en fondo, en donde se aprovechan las paradas del pozo, ya sean paradas programadas o por paradas eventuales en facilidades de superficie (fallas en equipo de superficie, shutdown, etc.) para realizar el muestreo de datos de presión de fondo con respecto al tiempo, a una frecuencia de muestreo establecida hasta llegar a un valor cercano a la presión estática del yacimiento, el cual permita generar curvas (presión vs

tiempo y derivada) para el cálculo de las propiedades del yacimiento mencionadas anteriormente.

**Figura 25.** Pantalla de visualización de gráfica de Pwf vs tiempo.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

**4.1.5. DH\_PC® - Control de la Pwf:** La presencia de cambios en la presión de entrada de la bomba en equipos de bombeo electrosumergible (ESP/PCP) por condiciones externas a la operación en fondo, ocasiona que el pozo opere bajo condiciones desfavorables que puedan afectar al yacimiento en las cercanías del pozo causando efectos de conificación o de arenamiento.

La implementación de un monitoreo sincronizado y un control en lazo cerrado de la presión en fondo o en el intake de la bomba, permite ejecutar acciones de control sobre la velocidad de operación del sistema de levantamiento para mantenerla en un valor deseado. Para este tipo de acciones, se utiliza una estrategia de control PID<sup>16</sup>, donde el operador establece los valores óptimos de las constantes **Kp**, **Ki** y **Kd** para

---

<sup>16</sup> Control Proporcional Integral Derivativo

cada pozo dependiendo la marca del sistema instalado en fondo y configura los márgenes seguros de operación, evitando así que el sistema presente sobre esfuerzos o trabaje en rangos críticos.

El DH-PC® opera un control en lazo cerrado (PID) a través de una interfaz embebida en el CILA2S, de fácil configuración y de rápido acceso que permiten ajustar las condiciones de operación del proceso. Esta aplicación permite al usuario establecer el valor de presión de entrada óptima, ajustar las constantes y límites del control PID, a la vez que se observe gráficamente como el CILA2S® toma las acciones necesarias para ajustar y mantener las condiciones operativas requeridas variando la velocidad del sistema de bombeo.

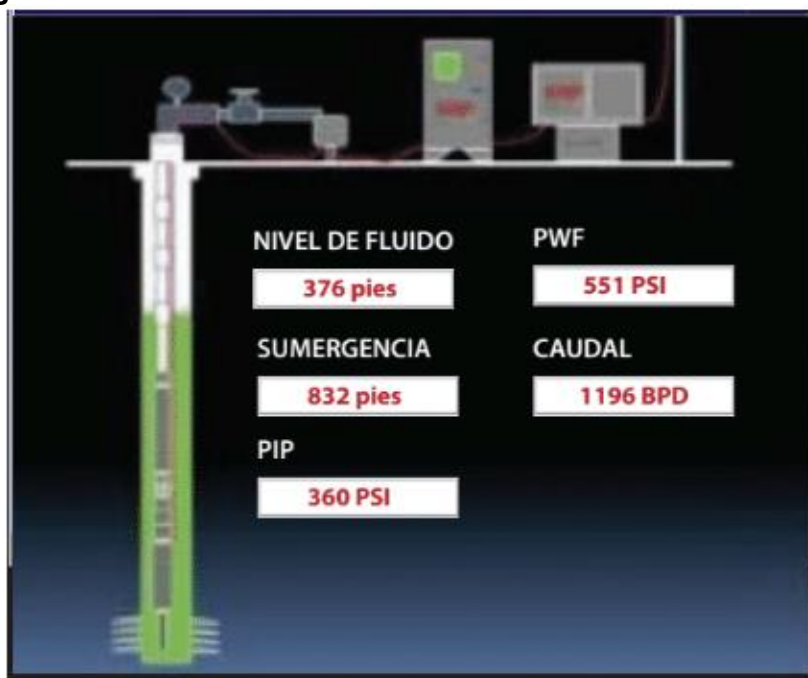
**4.1.6. SensorLess® - Medición Virtual Sin Sensores Físicos:** En pozos con sistemas de levantamiento por bombeo electrosumergible (ESP) o por cavidades progresivas (PCP), se hace necesario el constante monitoreo de las variables en fondo y los parámetros físicos que determinan la productividad y rentabilidad del pozo. La ausencia del monitoreo en el equipo y el desconocimiento del comportamiento del pozo por falta de información se ve reflejada en posibles intervenciones del pozo, generando diferidas de producción y pérdidas económicas en la rentabilidad del pozo y así mismo del campo.

El algoritmo del SensorLess® está constituido por datos de las curvas de las bombas, ya sea ESP o PCP, con datos provenientes del IWOC®, datos de completamiento del pozo, históricos de producción, datos de mantenimiento y modelos de aprendizaje del Machine Learning. El SensorLess® permite siempre disponer de datos e información importante sobre el comportamiento del sistema de levantamiento artificial y del pozo, como el seguimiento y control en las cercanías del pozo, por influencia de proyectos de recuperación de hidrocarburos (EOR<sup>17</sup>) los cuales pueden afectar la curva de afluencia del pozo.

---

<sup>17</sup> Enhanced Of Recovery.

**Figura 26.** Pantalla de visualización ESP Sensorless®.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

ESP SensorLess® permite disponer de datos e información importante sobre el comportamiento del sistema de levantamiento artificial y del pozo. Adicionalmente, permite realizar el seguimiento y control del Drawdown, protección del motor, control del Gas-Lock y del comportamiento del yacimiento en las cercanías del pozo o por influencia de proyectos de recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburos.

#### **4.2. APLICACIÓN IWOC®**

En el desarrollo y aplicación del aplicativo IWOC®, se tienen en cuenta las siguientes ecuaciones:

Cálculo del gradiente de presión corregido por temperatura y %BSW<sup>18</sup> a partir de la gravedad Especifica (GE) del crudo usando la gravedad API<sup>19</sup> del crudo.

---

<sup>18</sup> BSW: Basic Sediments and Water (Contenido de agua libre y sedimentos en una muestra de crudo).

<sup>19</sup> API: American Petroleum Institute

$$GE: \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Gravedad Específica (GE)	alfa ( $\alpha$ )	beta ( $\beta$ )
GE < 0,63	0,00097	-0,0000004
0,78 > GE ≥ 0,63	CALCULAR	CALCULAR
0,85 > GE ≥ 0,78	CALCULAR	CALCULAR
0,95 > GE ≥ 0,85	CALCULAR	CALCULAR
GE ≥ 0,95	0,00066	-0,0000003

Para **0,78 > GE ≥ 0,63:**

$$\alpha: 0.00097 + (GE - 0.63) * \frac{0.00075 - 0.00097}{0.78 - 0.63}$$

$$\beta: -0.0000004 + (GE - 0.63) * \frac{0.0000004}{0.78 - 0.63}$$

Para **0,85 > GE ≥ 0,78:**

$$\alpha: 0.00075 + (GE - 0.75) * \frac{0.00068 - 0.00075}{0.85 - 0.78}$$

$$\beta: 0 + (GE - 0.75) * \frac{0.0000001 - 0}{0.85 - 0.78}$$

Para **0,95 > GE ≥ 0,85:**

$$\alpha: 0.00068 + (GE - 0.85) * \frac{0.00066 - 0.00068}{0.95 - 0.85}$$

$$\beta: 0.0000001 + (GE - 0.85) * \frac{0.0000001 - 0.0000003}{0.95 - 0.85}$$

$$\text{GravedadTfondo} = \text{Gravedad60F} - [\alpha * (\text{Tfondo} - 15.556)] + [\beta * (\text{Tfondo} - 15.556)^2]$$

$$\text{GravedadTfondo}_{\text{BSW}} = \left[ \left( \frac{100 - \text{BSW}}{100} \right) * \text{GravedadTfondo} \right] + \left[ \left( \frac{\text{BSW}}{100} \right) * \left( \frac{\rho_w}{8.345} \right) \right]$$

**Ecuación 4.** Gradiente de presión Corregido

$$\nabla P = 0.433 * \text{GravedadTfondo}_{\text{BSW}}$$

**Ecuación 5.** Cálculo de la presión de entrada a la bomba PIP.

$$PIP = P.Sensor + [(P.intake - P.Sensor) * \nabla P]$$

**Ecuación 6.** Cálculo de la presión de fondo fluyente.

$$Pwf = PreSensor + [(PMP - PSensor) * \nabla P]$$

**Ecuación 7.** Cálculo del nivel de sumergencia

$$\text{Sumerg líq} = \frac{PIP - P_{\text{casing}}}{\nabla P}$$

Cálculo de caudales.

**Yacimiento Subsaturado  $P_y > P_b$**

Cálculo de IP a partir de  $Q_o$  y  $P_{wf}$  de prueba.

**Ecuación 8.** Índice de productividad  $P_{wf} > P_b$ . Yacimiento subsaturado

$$IP = \frac{Q_{\text{PRUEBA}}}{P_y - P_{wf_{\text{PRUEBA}}}}$$

**Ecuación 9.** Índice de productividad  $P_{wf} < P_b$ . Yacimiento subsaturado

$$IP = \frac{Q_o}{P_y - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

**Ecuación 10.** Cálculo  $Q_b$  en función de  $P_b$ . Yacimiento subsaturado.

$$Q_b = IP * (P_y - P_b)$$

**Ecuación 11.** Cálculo de  $Q_{\max}$  usando  $P_b$  con  $IP$  y  $Q_b$ . Yacimiento Subsaturado.

$$Q_{max} = Q_b + \frac{IP * P_b}{1,8}$$

- Gráfico de los puntos de la Curva IPR en dos etapas;

Para  $P_{wf} > P_b$  se grafica  $Q_o$  desde  $P_y$  hasta  $P_b$  con la siguiente fórmula:

**Ecuación 12.** Cálculo de caudales para  $P_{wf} > P_b$ . Yacimiento subsaturado.

$$Q_o = IP * (P_y - P_{wf})$$

Para  $P_{wf} < P_b$  se grafica  $Q_o$  desde  $P_b$  hasta  $P_{wf} = 0$  con la fórmula de Vogel considerando  $Q_b$

**Ecuación 13.** Cálculo de caudales para  $P_{wf} < P_b$ . Yacimiento subsaturado.

$$Q_o = Q_b + (Q_{\max} - Q_b) * \left[ 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

**Yacimiento Saturado  $P_y < P_b$ :**

**Ecuación 14.** Cálculo del caudal máximo a partir de  $Q_o$  y  $P_{wf}$  de prueba

$$Q_{max} = \frac{q_{o \text{ prueba}}}{1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf \text{ prueba}}}{P_y} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf \text{ prueba}}}{P_y} \right)^2}$$

- Gráfica de los puntos de la curva IPR a partir de  $P_y$  y se haya  $Q_o$  según la ecuación propuesta por Vogel.

**Ecuación 15.** Ecuación de Vogel para el cálculo de la curva IPR. Yacimiento Saturado

$$Q_o = Q_{m\acute{a}x} * \left[ 1 - 0,2 * \left( \frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0,8 * \left( \frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right]$$

## **5. BANCO DE PRUEBA PARA MOTOR DE FONDO DE POZO**

El banco de prueba para equipos de fondo es un mecanismo en forma de circuito cerrado, en el cual se realizan pruebas a bombas para predecir su futuro comportamiento y determinar los rendimientos de estas en el pozo.

SLA COL S.A.S, cuenta con un banco de prueba para equipos PCP, con el fin de determinar las características vitales del equipo que permitan obtener un comportamiento eficiente del mismo a la hora de ser implementado. Las pruebas que se realizan en el banco permiten analizar los rendimientos de las bombas en condiciones similares a las del pozo. Sin embargo, según los resultados, se pueden efectuar ensayos adicionales con rotores de diámetros diferentes, asegurando así un correcto uso de la bomba. En el banco de prueba también es utilizado para cuantificar el comportamiento de la eficiencia volumétrica y el torque total requerido por la bomba, en función de la presión diferencial a través de ella.

### **5.1. COMPONENTES DEL BANCO DE PRUEBA**

El circuito de prueba básico debe constar de un tanque de alimentación, tubería de succión, tubería de descarga, válvula de estrangulación, válvula de seguridad y la instrumentación necesaria para medir las variables como presión de succión y descarga de la bomba, velocidad de giro, potencia y torque de accionamiento.

La descarga puede realizarse del lado de accionamiento, o en el extremo libre del banco.

A continuación, se describen los equipos utilizados en el banco de pruebas para equipos de levantamiento artificial por cavidades progresivas PCP.

**5.1.1. Tanque de alimentación:** Tanque de material resistente física y químicamente, montado sobre una base de madera. Desde este tanque se descarga el fluido a utilizar en la prueba a través de una manguera de baja presiones que se une a la succión de la bomba PCP y es controlado por medio de una válvula de baja

presión de tal manera que al finalizar la prueba no permita que el fluido salga del tanque de almacenamiento.

**5.1.2. Tanque de descarga:** Tanque con un volumen de 150 L, montado sobre una base de metal a una altura de 1.12 m con una escala de 10:10 L, posee una tubería en su parte inferior, con dos llaves de paso para abrir y cerrar en el momento en que se desee tomar el tiempo de carga. Al tanque van conectadas las mangueras desde la línea de alta presión y la manguera de descarga de fluido hacia el tanque de alimentación.

**5.1.3. Mangueras:** Dos mangueras, una que conecta el tanque de alimentación con el conjunto rotor estator y otra que se encuentra dividida en dos partes, una parte se encuentra conectada desde la línea de alta presión hasta la tubería de entrada al tanque de descarga y la otra parte va desde la salida del mismo tanque hasta la conexión del tanque de alimentación.

**5.1.4. Transmisión:** Caja de transmisión el cual está conformado por un cabezal y ejes. Se divide en dos partes a través de bridas de 13" de diámetro con tornillos de gran tamaño para soportar la alta presión. La primera parte de esta transmisión se encuentra desde la polea hasta la brida (Esta parte simula el cabezal). La segunda parte se encuentra ubicada desde una brida a la siguiente, la cual simula las cabillas de un pozo en producción.

**5.1.5. Línea de alta presión:** Conectada a la transmisión a través de una brida de 8 1/2" de diámetro aproximadamente. A ella se une un codo de 2" de diámetro que se conecta a la manguera de descarga. Esta línea posee:

- Cuatro llaves de paso: Una se encuentra por debajo del manómetro, son para simular la presión de descarga, y la otra es para verificar si el sistema está en buen estado.
- Un manómetro con escala de 0 a 100 bar para medir la presión del sistema.

- Una termocupla con escala de 0 a 100 °C para medir la temperatura de la prueba.
- Un sensor de presión, el cual digitaliza la lectura de presión del sistema y la envía al variador de frecuencia.

**5.1.6. Polea de transmisión:** Polea conectada a la transmisión. La misma posee un diámetro externo de 31 ½" y un diámetro interno de 27 7/8"

**5.1.6.1. Polea del motor:** Polea que se encuentra unida al motor. Esta posee un diámetro interno de 7 7/8".

**5.1.7. Bomba PCP:** Bomba (Rotor y estator) con la que se realizará la prueba, la misma estará unida a la transmisión a través de dos niples de acople que varía según el diámetro del estator.

**5.1.8. Base del Banco:** El soporte del banco se encuentra dividida en dos partes: La primera es la base para la transmisión y la segunda es la base desde donde se conecta la PCP hasta el final del banco.

**5.1.9. Motor:** Motor modelo NBR 7094 con potencia de 100 Hp y frecuencia de 60 Hz, revolución de 1185 Rpm y rendimiento de 93%.

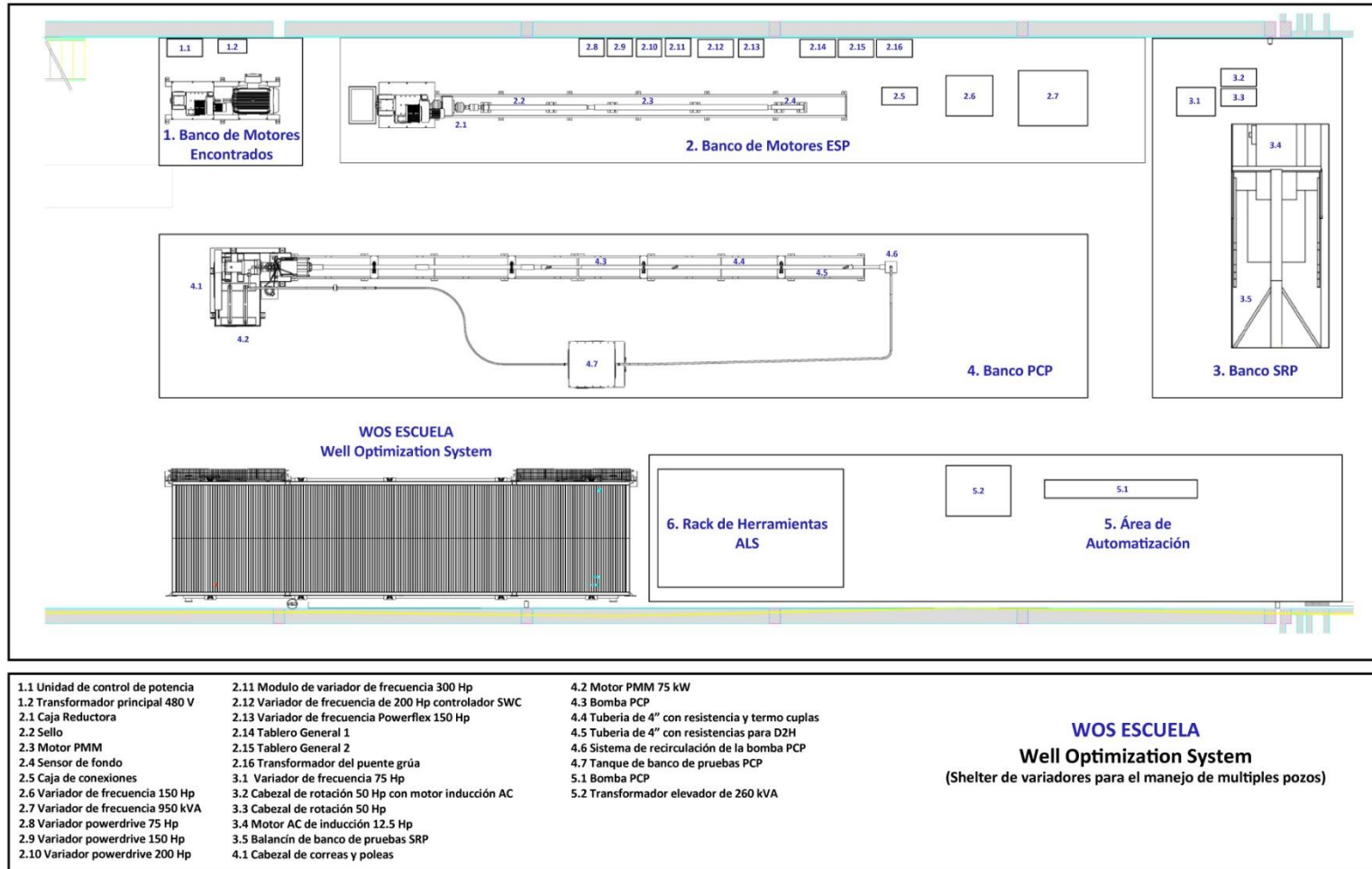
**5.1.10. Bandejas de desagüe:** Sirven para la recolección del fluido, estas van por encima de la base del banco.

**5.1.11. Variador de Frecuencia:** Potencia de 100 Hp, se encuentra conectado al banco de prueba para medir, registrar, variar y ajustar la velocidad de giro de la bomba. Allí se monitorea la velocidad de giro del eje del motor. El variador de frecuencia cuenta con el controlador CILA2S® instalado.

**5.1.12. Transformador:** El mismo permite cambiar la cantidad de energía que va desde el variador de frecuencia hasta el motor.

En la **figura 29** se presenta la distribución general de los diferentes bancos de prueba instalados en la planta de SLACOL. S.A.S.

**Figura 27.** Esquema de instalación para banco de prueba



Fuente: Planta CITECOL SLACOL S.A.S. Tenjo Cundinamarca. 2021.

## 5.2. FUNCIONAMIENTO BANCO DE PRUEBA

El banco de Prueba es un circuito cerrado en donde la bomba se instala horizontalmente en el mismo. La rotación, frecuencia y potencia motriz son aportadas por un motor eléctrico y un variador. Los ensayos para el funcionamiento del equipo se efectúan con agua, aceite o crudo. Una válvula de regulación posicionada en la línea de flujo permite indicar y regular un incremento de presión de la bomba.

El procedimiento operatorio puede variar en función de cada fabricante o suplidor y es el siguiente:

- Variar el incremento de presión trabajando a velocidad constante, de cero a la presión de utilización máxima posible, por intervalos de 3000 Kpa. Este procedimiento se podrá repetir a distintos niveles de velocidad, de manera que sea posible realizar el trazado de las curvas de rendimiento del sistema.
- La temperatura a la que se efectúa la prueba también es registrada, pudiéndose variar, hasta llevarla a la del fluido en el pozo.
- Para realizar una correcta caracterización de la bomba en condiciones de operación, las pruebas se efectúan con otros fluidos distintos al agua, que simulen valores de viscosidad a los fluidos provenientes del yacimiento, pero por cuestiones de disponibilidad de fluidos, se hace necesario realizar las pruebas con agua como fluido de referencia.

**5.2.1. Controles y ensayos del equipo PCP a través del banco de prueba:** Los informes de ensayos de una bomba nueva deben presentar como mínimo:

- Velocidades de rotación utilizadas.
- Caudales medidos correspondientes a los incrementos de presión establecidos.
- Rendimientos volumétricos resultantes
- Temperaturas de ensayo
- Número de etapas

Para entregarle al cliente una bomba adecuada al tipo de fluido presente en el yacimiento, cada suplidor solicita de sus clientes una ficha de datos técnicos con la finalidad de elegir la bomba más apropiada para el pozo destinatario.

La velocidad de rotación de la bomba está condicionada por su verticalidad o inclinación, por su posición en el pozo y por la viscosidad del fluido bombeado. El caudal de la bomba es proporcional a la velocidad de rotación, sin embargo, es necesario considerar un caudal de fuga inicial, que es función del aumento de presión solicitado por la bomba. En consecuencia, existe una velocidad de rotación mínima antes de poner en funcionamiento la bomba.

En general un banco de prueba debe poder ejercer:

- Prueba de rendimiento de la tecnología del motor
- Prueba de eficiencia de motor y controlador
- Simulación de carga y prueba de rendimiento
- Simulación de backspin y prueba de rendimiento
- Simulación de bloqueo por gas en bombas ESP
- Simulación de sobre carga y prueba de funcionamiento
- Prueba de funcionamiento de algoritmos
- Prueba de funcionamiento de calidad de la energía
- Prueba con controladores CILA2S®a
- Control y medición de la velocidad de giro de la bomba.
- Control de la temperatura y presión en la succión de la bomba
- Control de presión en la descarga de la bomba.
- Medición del caudal manejado por la bomba.

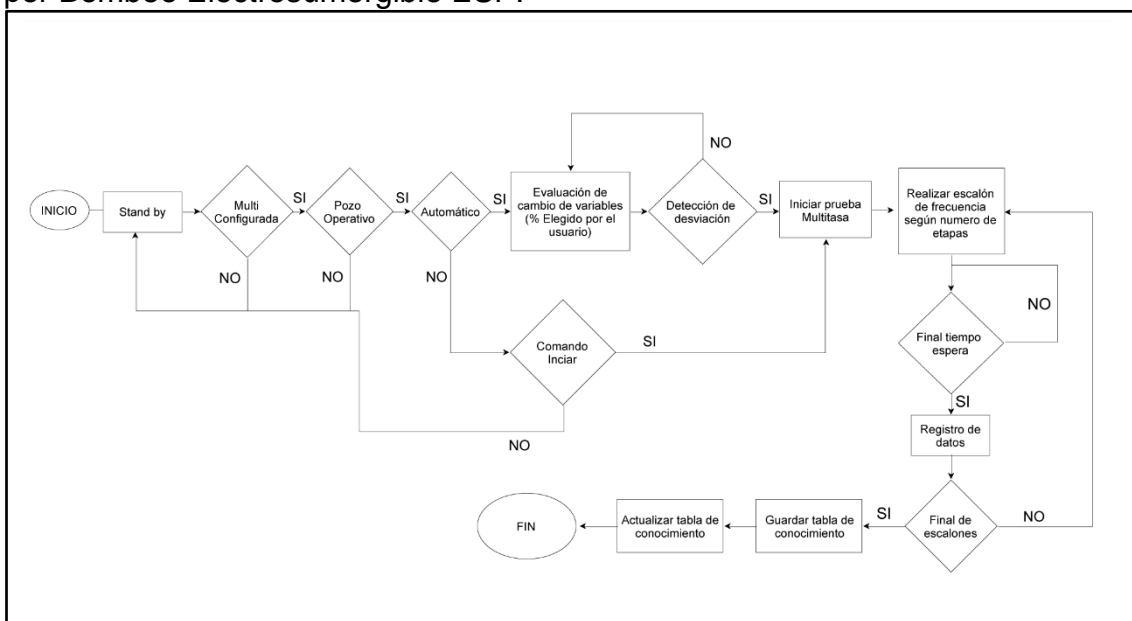
Todo esto para lograr determinar las siguientes características del equipo:

- Comportamiento hidráulico rotor/estator (Curva Q vs DP)
- Consumo de potencia eléctrica
- Torque de accionamiento

### 5.3. MODIFICACIÓN DEL ALGORITMO PARA LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS MULTI-RATE® EN EQUIPOS POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Para el desarrollo del aplicativo MultiRate® en equipos de levantamiento por bombeo electrosumergible ESP, fue necesario realizar modificaciones en el algoritmo desarrollado para equipos de levantamiento por cavidades progresivas. Para el desarrollo del nuevo algoritmo, fue necesario tener en cuenta variaciones en las condiciones de operación del sistema, cambios en el registro de variables, cambios en el desarrollo del aplicativo y su interfaz de operación. En la **Figura 28**, se presenta el diagrama de flujo modificado para la operación del aplicativo MultiRate® en sistemas ESP.

**Figura 28.** Diagrama de flujo para prueba MultiRate® en equipos de levantamiento por Bombeo Electrosumergible ESP.

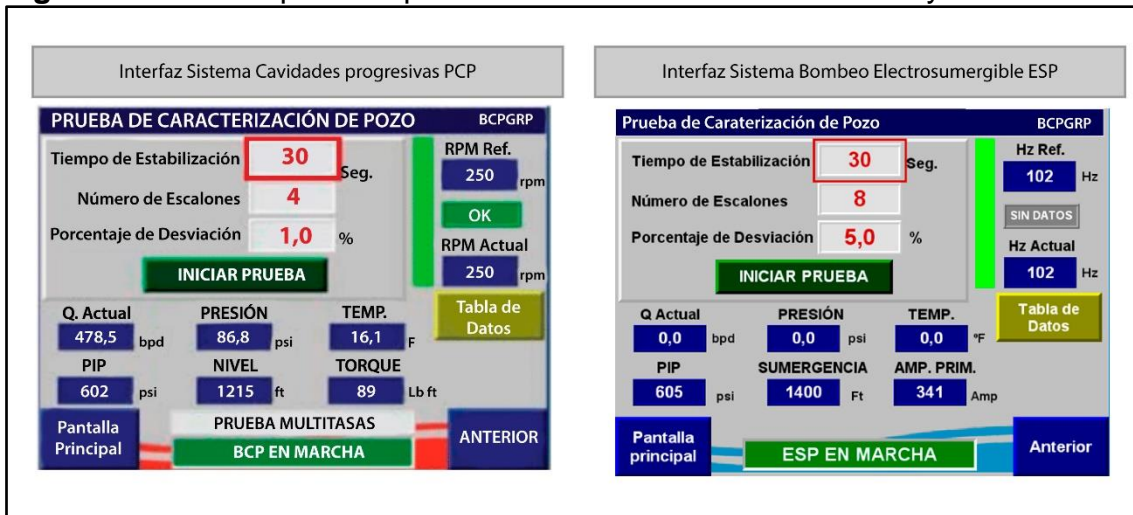


Fuente: BCP Group Artificial Lift, MultiRate®. 2021

El lenguaje de programación utilizado para los cambios del nuevo algoritmo fue desarrollado en lenguaje de programación Ladder por parte del personal de automatización de la compañía; Cambios como la ejecución de incrementos por rampa prolongada, configuración de tiempos de ejecución, variables de

operacionales (Temperatura de motor, corriente de motor, Presión de entrada a la bomba.) En la **Figura 29**, presenta la diferencia entre la interfaz para los diferentes sistemas de levantamiento artificial PCP y ESP.

**Figura 29.** Interfaz para el aplicativo MultiRate en sistemas PCP y ESP.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, MultiRate®. 2021

#### 5.4. PRUEBA DE EFICIENCIA IWOC® EN BANCO DE PRUEBAS CITE-SLACOL

La revisión del funcionamiento del IWOC®, instalado en el controlador de los equipos CILA2S ESP, es parte esencial en la validación de los equipos para la optimización inteligente de la operación de producción de pozos petroleros.

Una vez el CILA2S se encuentra energizado, se procede a realizar su respectiva parametrización, cargando datos de placa de los equipos de motor, datos del filtro, datos de la bomba, datos de variador, datos de transformador elevador y de igual forma, se establecen los niveles de seguridad y protección para cada variable del sistema como la corriente del motor, THP<sup>20</sup>, PIP<sup>21</sup>, Protección de sobre voltaje y sub voltaje, temperatura del motor y vibración; Indicando en cada uno de ellos el nivel de

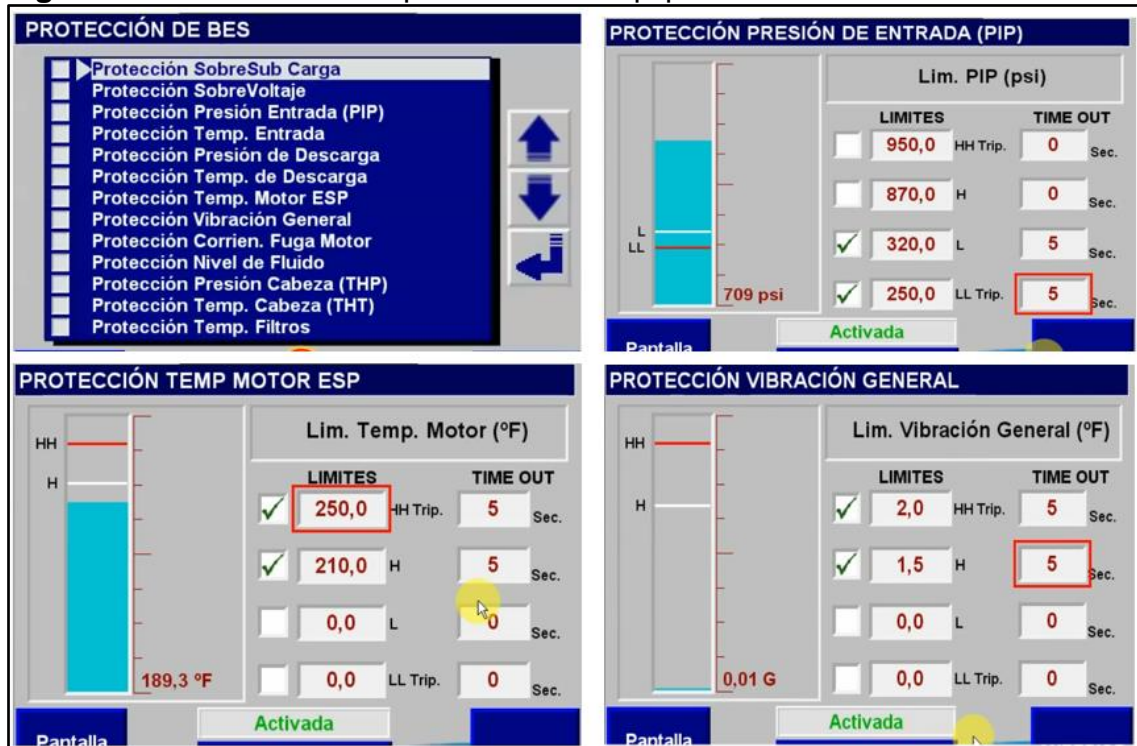
<sup>20</sup> THP: Tubing Head Pressure (Presión en cabezal de producción)

<sup>21</sup> PIP: Pump Intake Pressure (Presión de entrada a la bomba)

alama y disparo tanto para valores mínimos como máximos y asignando un tiempo de espera de disparo para cada una de las protecciones, además se configuran los valores para arranques escalonados, tipo de motor (Inducción o PMM), modo de control ( velocidad, presión o corriente) y otras configuraciones propias del CILA2S.

**Figura 30.**

**Figura 30.** Protecciones de proceso en el equipo CILA2S



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

**5.4.1. Configuración del IWOC®:** Al ingresar en el aplicativo, se procede a realizar la configuración de los varoles en la construcción de la gráfica IPR del pozo, control de la PIP y configuración de la fuente de medición (por sensor o nivel de fluido).

Cuando se realiza la selección de la fuente de medición del sensor de fondo, el algoritmo desarrollado para el aplicativo extrae el dato de presión del sensor por medio de cálculos matemáticos para los valores de PIP, PWF y sumergencia de la bomba.

**Figura 31.** Menú para la selección de la fuente de medición y datos de operación simulados.



**Fuente:** BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

Por otro lado, cuando se realiza la selección de la fuente de medición por nivel de fluido, solo es necesario ingresar el dato de nivel proveniente de una prueba realizada en el pozo (Echometer), en donde el algoritmo nuevamente calcula las variables, pero esta vez en función del nivel de fluido del pozo.

En la **Tabla 2**, se resumen los criterios en la fuente de toma de datos para el correcto funcionamiento del IWOC®.

**Tabla 2.** Fuente de toma de datos para el IWOC®.

Fuente de medición	Frecuencia de sugerencias	Variables calculadas	Variables consideradas en las sugerencias	Sugerencia IWOC
Sensor	Evalúa constantemente las condiciones del sistema y PIP para realizar sugerencias de subir o bajar velocidad	A. PIP B. Pwf C. Sumergencia	A. Corriente B. THP (Si esta instrumentada) C. Velocidad D. % de carga eléctrica E. % BSW F. Temperatura de motor G. Vibración	A. Subir Velocidad B. Mantener Velocidad C. Bajar Velocidad
Nivel de fluido	A partir del dato de nivel calcula la PIP y evalúa las condiciones del sistema y PIP para emitir una sugerencia, la frecuencia de las sugerencias emitidas por el IWOC dependerá de las veces que se actualice la toma de nivel de fluido.	A. PIP B. Pwf C. Sumergencia	A. Corriente B. THP (si esta instrumentada) C. Velocidad D. % de carga eléctrica F. % BSW	A. Subir Velocidad B. Mantener Velocidad C. Bajar Velocidad

**Fuente:** BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

Luego de tener seleccionado la fuente de medición, se deben configurar los parámetros de yacimiento, propiedades del fluido, datos de producción e información de completamiento del pozo. Los datos requeridos son los siguientes.

Estado mecánico:

- Profundidad media de los perforados
- Profundidad del sensor
- Profundidad de la descarga
- Profundidad del intake

Es importante resaltar que estas profundidades se deben configurar en TVD<sup>22</sup> y no en MD<sup>23</sup>.

Propiedades del Fluido:

- Grados API de crudo
- Densidad del agua
- Temperatura en fondo
- Temperatura en superficie

Como se puede apreciar en la **Figura 32**, en la pestaña de propiedades yacimiento/fluido se puede acceder para la configuración de los datos previamente mencionados.

---

<sup>22</sup> TVD: True Vertical Deep

<sup>23</sup> MD: Measure Deep

Figura 32. Propiedades de Yacimiento y Fluido.

The screenshot displays the 'CONFIGURACION IWOC®' interface. It is divided into several sections:

- DATOS OPERATIVOS:** Contains four data points: '0028,1' (Indice Productividad), '0,4324' (Gradiente Presión), '0719,0' (Presión Sensor), and '0709,5' (PIP).
- DATOS DE PRODUCCIÓN:** Contains '2548,0' (PMP) and '2318,0' (Prof. Desc.).
- PROPIEDADES YACIM/FLUÍDO:** Contains '2352,0' (Prof. Sen.), '2330,0' (Prof. Int.), '0012,8' (API), '8,3' (Den. Agua), '145,0' (Temp. Fondo), and '105,0' (Temp. Superficie).

At the bottom, there are three buttons: 'PANTALLA PRINCIPAL', 'Actualizar Datos Producción', and 'ANTERIOR'. A yellow circle highlights the 'DATOS DE PRODUCCIÓN' tab, and a red box highlights the '2330,0' value.

Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

En la pestaña de datos de producción, se configuran los datos de la última prueba de producción realizada en el pozo y los datos necesarios para la construcción de la gráfica IPR, los datos operativos que se observan en la parte superior son cálculos realizados al instante por el aplicativo, datos como el índice de productividad, gradiente de presión y PIP.

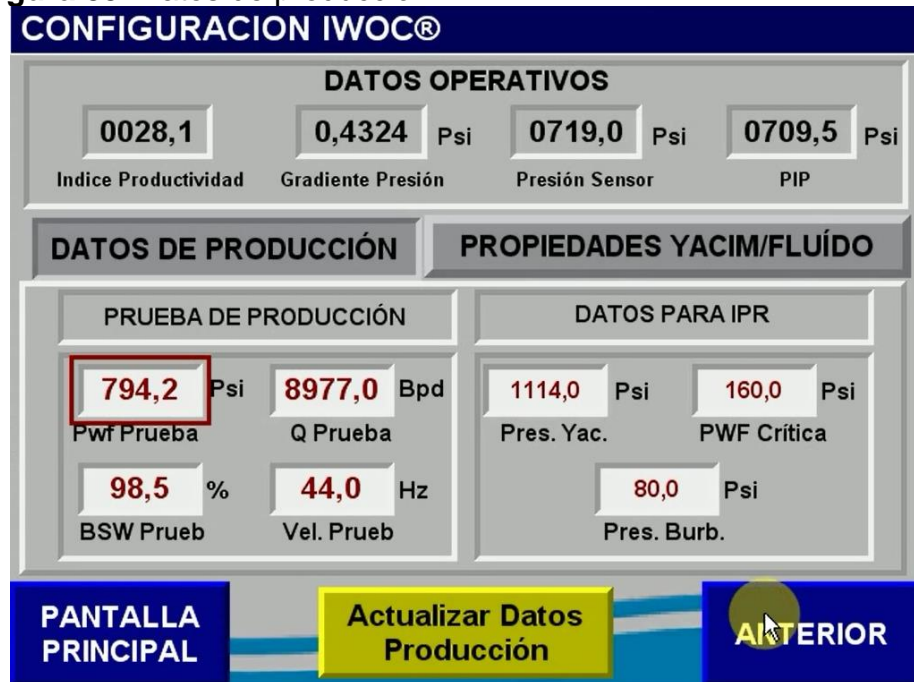
Datos de producción:

- Presión de fondo fluyente de prueba
- BSW de prueba
- Caudal de prueba
- Velocidad de prueba

Datos para IPR:

- Presión de yacimiento
- Presión de fondo fluyente crítica
- Presión de burbuja

Figura 33. Datos de producción



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

El paso final en la configuración del IWOC®, consiste en configurar el control del IWOC®, estableciendo los valores para los niveles de PIP bajo y alto, estos deben estar por debajo del PIP de alarma configurada en las protecciones del sistema en caso del nivel de PIP alto, y en el caso del PIP bajo debe ser más alto que el PIP mínimo de alarma. El nivel de PIP de recuperación se calcula automáticamente con un 20 % más que el nivel de PIP bajo y el nivel de PIP optimo se calcula automáticamente como un 15% menos que el nivel de PIP alto.

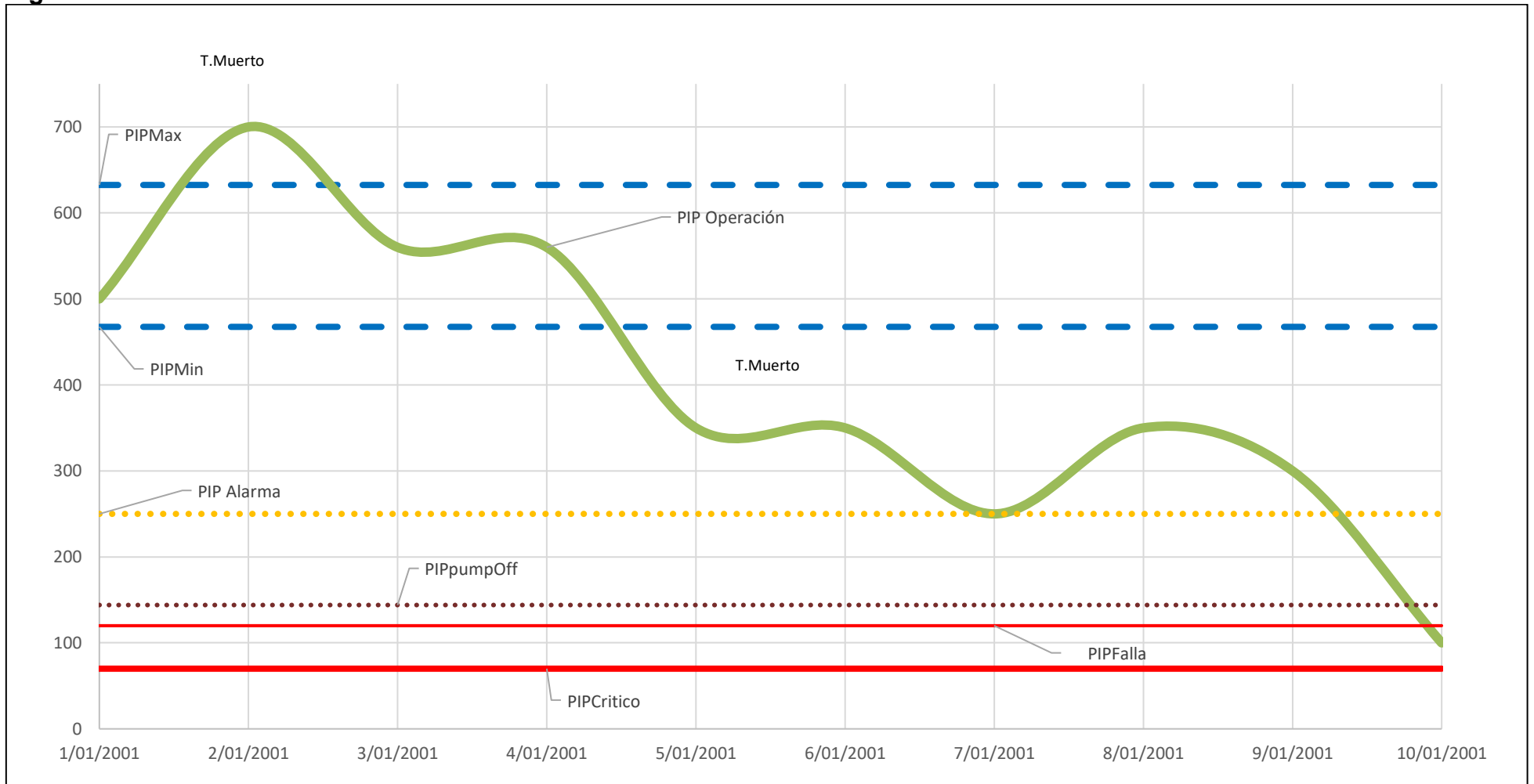
Como se observa en la **Tabla 3** y **Figura 34**, se especifican los diferentes niveles de operación de la PIP.

**Tabla 3. Niveles de PIP**

Nivel	Descripción de variable
PIP Max	Valor calculado a partir del setpoint de PIP
Banda optima de trabajo	Banda en la cual la PIP de referencia debe operar
PIP Operación	Valor obtenido a partir del sensor de fondo o a través del nivel de fluido de una prueba echometer, el cual se corrige para obtener el valor de la PIP.
PIP Min	Valor calculado a partir del setpoint de PIP, debe estar 10% por encima del PIP de alarma
PIP Critico	Valor calculado a partir de la PwfCritica y su monitoreo se hace a través de el calculo del drawdown el cual no debe pasar del 80%, variable asociada al yacimiento
PIP Alarma	Valor configurable en las protecciones del Cila2S
PIP Pump Off	Valor calculado a partir del nivel PIP falla configurado en el CILA2S, variable asociada al sistema ALS
PIP Falla	Valor configurable en las protecciones del Cila2S

**Fuente:** BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

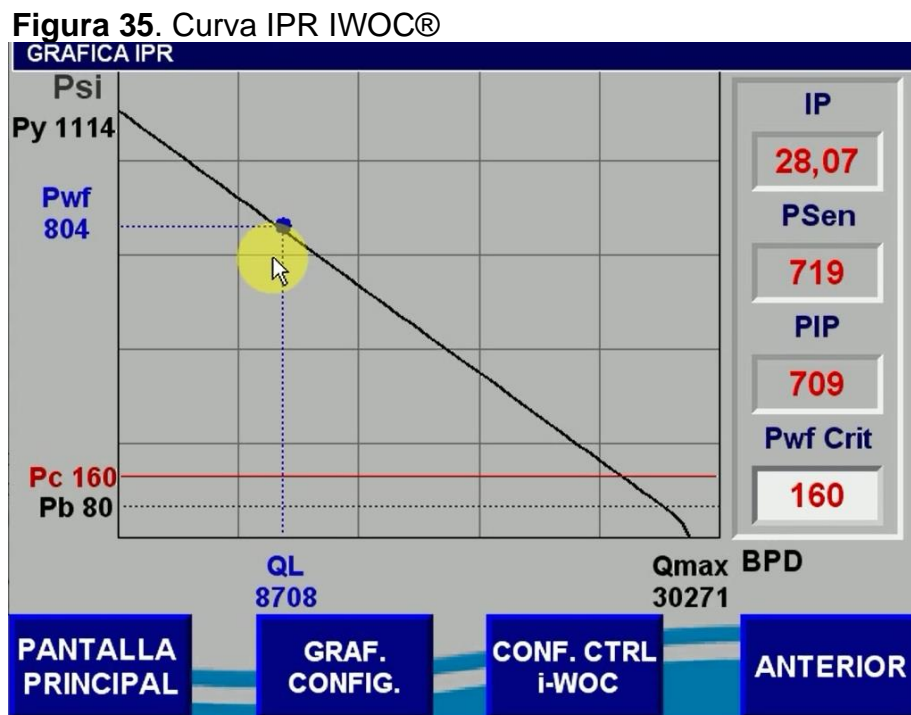
**Figura 34.** Distribución de niveles de PIP.



**Fuente:** BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

Una vez se ha realizado correctamente la parametrización del CILA2S®, se ha configurado el IWOC® con los datos previamente señalados y esperando el tiempo de estabilización del pozo, el IWOC® comienza a generar sugerencias siempre y cuando el sistema de producción (Yacimiento, pozo y facilidades) no se vea limitado o el comportamiento de la PIP no se encuentre entre los límites establecidos.

Los resultados obtenidos con el aplicativo IWOC® es la construcción de la curva IPR del pozo (**Figura 35**), cálculo de la  $p_{wf}$  y el caudal de trabajo respecto a la presión del sensor, adicionalmente, el aplicativo va corriendo rutinas para el monitoreo de la PIP y las variables de protección, para así generar sugerencias en la optimización de la producción del pozo.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®, 2020

En la prueba realizada, se generó una condición en la cual la PIP se encontraba por encima del nivel de PIP alto (815 Psi), pero a su vez, por debajo del PIP alto de alarma configurado en las protecciones. El sistema arrojó varias sugerencias en el aumento de frecuencia con el fin de llevar el valor de PIP a la banda de trabajo óptima, sugiriendo así, la realización de incrementos de frecuencia de 1.5, 1 y 0.5 Hz en intervalos de 1 minuto. **Figura 36.**

**Figura 36.** Sugerencia de aumento de frecuencia en operación.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Artículo modelo IWOC®. 2020

#### 5.4.2. Condiciones para el funcionamiento del IWOC®.

Las condiciones operacionales con respecto a las variables de desarrollo para el sistema de producción deben cumplir con los siguientes criterios establecidos en el IWOC®.

- **Temperatura del motor:** Si esta variable proveniente del sensor de fondo se ubica por debajo del 5% de la alarma configurada en las protecciones del sistema, el IWOC® considera no emitir sugerencias si se cumple esta condición.
- **Vibración:** si esta variable proveniente del sensor se ubica por debajo del 10% del nivel de vibración de alarma configurado en las protecciones del sistema, el IWOC® entonces considera no emitir sugerencias si se cumple esta condición.

- **Head Pressure (THP):** El IWOC® no emitirá sugerencias si el valor de THP de operación se encuentra por debajo del 10% del valor configurado en el nivel de alarma de THP en las protecciones.
- **Frecuencia de operación:** El delta de frecuencia sugerido más la frecuencia de operación no debe superar el límite de frecuencia nominal parametrizado para el funcionamiento del equipo.
- **Corriente de motor:** Se considera limitada esta variable si se ubica un 10% por debajo de la corriente nominal del motor, pudiendo este operar hasta el 90%.
- **% BSW:** Este parámetro se encuentra establecido en 97% en el código, pudiéndose modificar, si se supera esta condición no se emiten sugerencias
- **Porcentaje de carga eléctrico:** no puede superar el 90% valor establecido en el algoritmo del IWOC®.

## 5.5. PRUEBA DE EFICIENCIA EN BANCO DE PRUEBA CITE-SLACOL PARA PRUEBAS MULTI-TASA.

Para la realización de la prueba Multi-tasa, se procedió con el chequeo y evaluación de la integridad de los componentes del banco de prueba. Se realizó una prueba en vacío del funcionamiento del software instalado en el controlador. Una vez concluida la evaluación de la instalación del CILA2S® se efectuaron las pruebas en el banco.

Se realizaron tres pruebas tomando como fluido de referencia agua, los resultados se presentan a continuación:

**5.5.1. Configuración del aplicativo:** Se procede a realizar la configuración el aplicativo IWOC® para la realización de la prueba MultiRate®. En la configuración inicial, es necesario ingresar datos iniciales de producción como datos de las

propiedades del yacimiento y fluido, **Figura 37** y **Figura 38** respectivamente. Para el caso de la prueba realizada en el banco de prueba de la compañía, se asumen datos para la realización de la prueba, debido a que, en esta, únicamente se requiere validar el funcionamiento del controlador en la puesta en marcha de la prueba MultiRate®, garantizando que el controlador efectúe de manera correcta los decrementos e incrementos de frecuencia en la operación del sistema y garantice la obtención de la información correspondiente a este tipo de pruebas.

**Figura 37.** Configuración de datos de producción para la realización de la prueba MultiRate® en Banco de Prueba.

Configuración IWOC®			
Datos operativos			
0000,6	0,4318 Psi	0000,0 Psi	0734,0 Psi
Indice Productividad	Gradiente Presión	Presión Sensor	PIP
Datos de producción		Propiedades yacimiento/fluido	
Prueba de producción		Datos IPR	
341,0 Psi	1000,0 Bpd	1100,0 Psi	65,0 Psi
Pwf prueba	Q prueba	Pres. Yacimiento	PWF crítica
98,0 %	45,0 Hz	207,0 Psi	
BSW prueba	Vel. prueba	Pres. Burbuja	
Pantalla principal	Actualizar datos producción	Anterior	

Fuente: BCP Group Artificial Lift, Aplicativo MultiRate®, 2021.

**Figura 38.** Configuración de datos de yacimiento/Fluido para la realización de la prueba MultiRate® en Banco de Prueba.

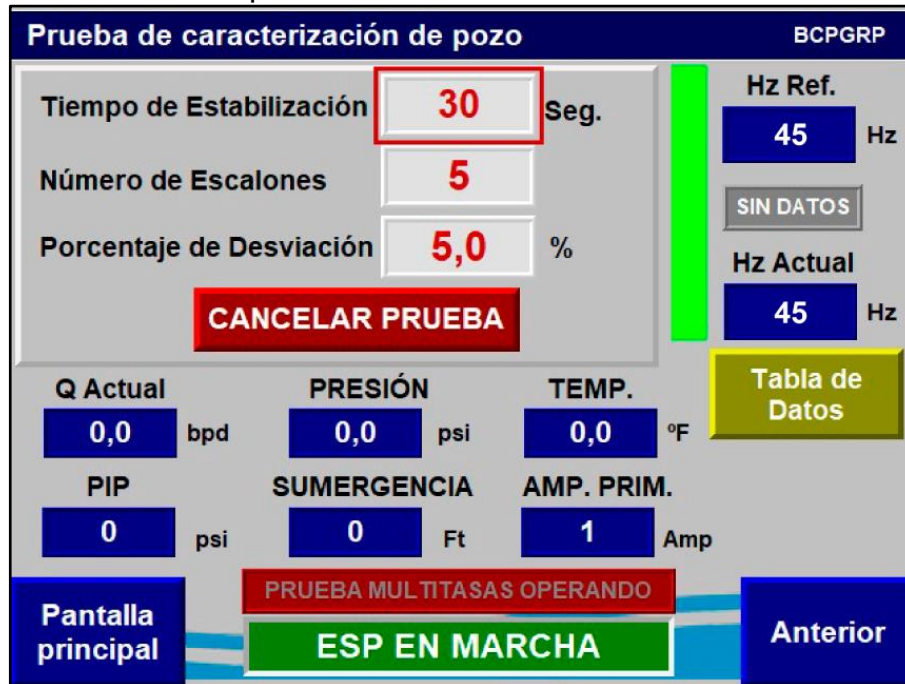
Configuración IWOC®			
Datos operativos			
0000,6	0,4318 Psi	0000,0 Psi	0734,0 Psi
Indice Productividad	Gradiente Presión	Presión Sensor	PIP
Datos de producción		Propiedades yacimiento/fluido	
Estado mecánico		Propiedades de fluido	
3400,0 Pie	3100,0 Pie	0010,0	8,3 ppg
PMP	Prof. Sen.	API	Den. Agua
3050,0 Pie	3100,0 Pie	200,0 °F	60,0 °F
Prof. Desc.	Prof. Int.	Temp. Fondo	Temp. Superficie
Pantalla principal	Actualizar datos producción	Anterior	

Fuente: BCP Group Artificial Lift, Aplicativo MultiRate®, 2021.

Luego de haber configurado el aplicativo de control y verificado el estado del banco de prueba y el correcto funcionamiento del equipo variador de frecuencia mediante pruebas en lazo abierto, se procede a realizar la prueba Multi-tasa.

En el desarrollo de la prueba, el equipo se operó inicialmente a una frecuencia de 45 Hz, decrementándolo en intervalos de 30 Segundos hasta llegar a una frecuencia mínima de operación de 20 Hz en cinco escalones. Posteriormente, el controlador del equipo lleva nuevamente la frecuencia de operación a 45 Hz bajo las mismas condiciones operacionales, en intervalos de tiempo de 30 segundos en cinco escalones. **Figura 39.**

**Figura 39.** Configuración del aplicativo Multi-Rate para la realización de la prueba.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Aplicativo MultiRate®, 2021.

El resumen de la prueba se presenta en **Figura 40**, **Figura 41** y **Figura 42**.

**Figura 40.** Gráfica de tendencias prueba MultiRate.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Resumen de tendencias MultiRate®, 2021.

**Figura 41.** Gráfica de tendencias prueba MultiRate.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Resumen de tendencias MultiRate®, 2021.

**Figura 42.** Gráfica de tendencias prueba MultiRate.



Fuente: BCP Group Artificial Lift, Resumen de tendencias MultiRate®, 2021.

Las gráficas presentadas anteriormente, son resultado del comportamiento en los cambios de frecuencia efectuados por el aplicativo Multi-Rate® directamente en el variador de frecuencia instalado en el banco de prueba.

Como resultado en la realización de esta prueba, se verificó el correcto funcionamiento del aplicativo en la lógica desarrollada para las diferentes variaciones de velocidad realizadas por el controlador en el variador de frecuencia.

## 6. REALIZACIÓN DE PRUEBA MULTI-RATE EN POZO UIS-01

Para el desarrollo de la prueba en Campo Rubiales, y junto al equipo de ingeniería en el área de producción por parte del cliente, Ecopetrol S.A, se establecieron los siguientes parámetros operacionales para la selección del pozo candidato en la realización de la prueba:

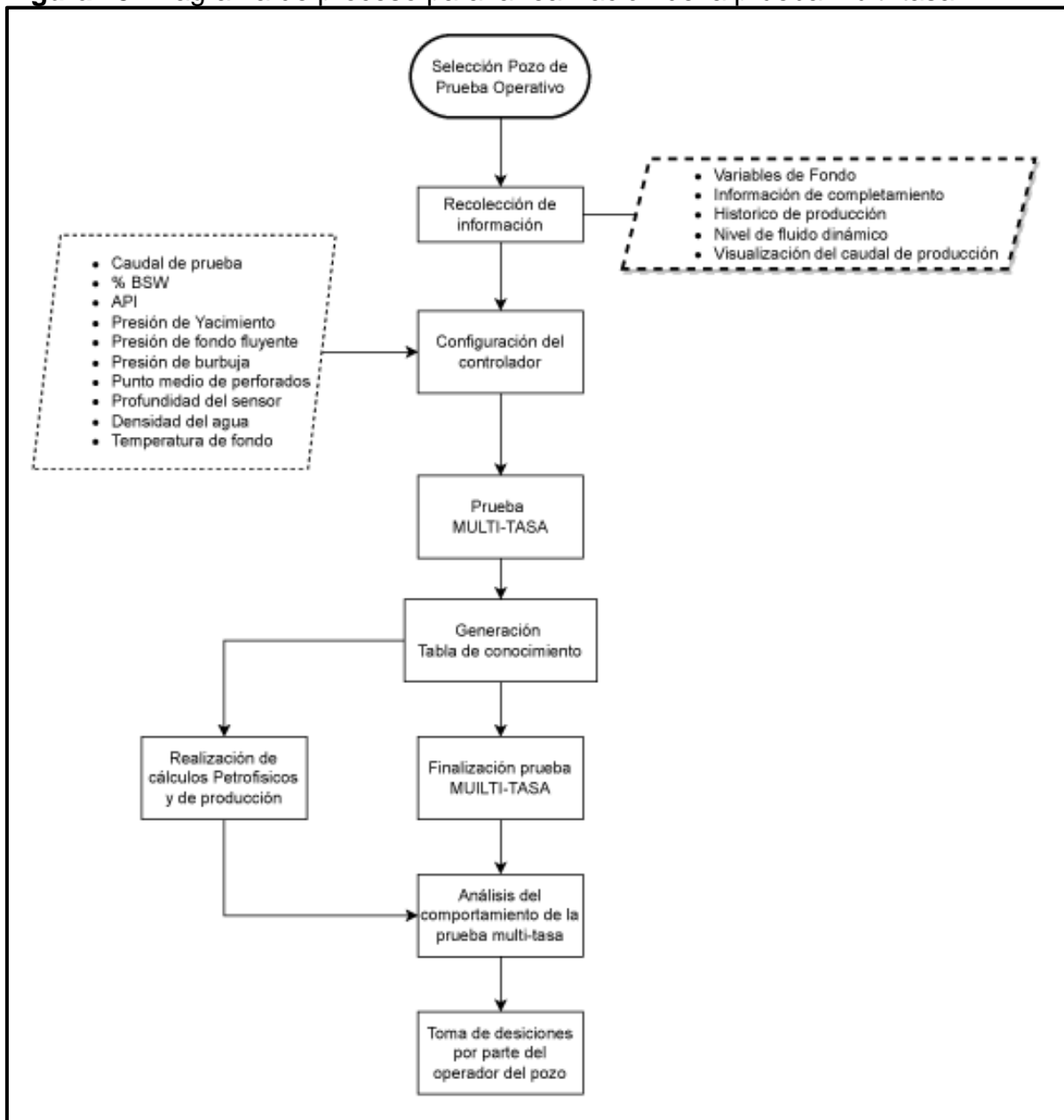
- Equipo operativo.
- Equipo de superficie CILA2S (SLA COL S.A.S).
- Equipo asociado a circuito por red eléctrica.
- Equipo con un WOR<sup>24</sup> mayor a 65.

En la **Figura 43** se muestra el diagrama de proceso para la realización de la prueba Multi-tasa, desde la respectiva selección del pozo operativo, el proceso de recolección de información, la configuración del controlador instalado en el equipo, el inicio de la prueba Multi-tasa, la generación de la tabla de conocimiento y a partir de ella el cálculo de las variables petrofísicas y de producción para el pozo en estudio.

---

<sup>24</sup> WOR: Water Oil Ratio

**Figura 43.** Diagrama de proceso para la realización de la prueba Multi-tasa.



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

### 6.1. SELECCIÓN DEL POZO UIS-01 PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA MULTI-RATE®.

Según los requisitos mencionados en el numeral 4.1.2.1 para la realización de la prueba Multi-Rate® se realizaron las siguientes validaciones:

- **Equipo Operativo:** El equipo se encontraba operativo con variables eléctricas satisfactorias con un Run-life de 548 días.
- **VARIABLES DE FONDO:** El equipo se encontraba operando con visualización de variables de fondo en el panel de sensor integradas en el variador de frecuencia.
- **Información de Completamiento:** Se realizó la recolección de información de completamiento del pozo.
- **Histórico de producción:** Se realizó la recolección de información de producción del pozo la cual venía siendo registrada desde el día 05 de febrero del año 2021.
- **Nivel de fluido:** Se solicitó apoyo al personal de campo encargado para la toma de niveles de fluido en el pozo.
- **Pozo a prueba:** El equipo quedó alineado a tubería de prueba en el manifold de producción del Clúster para la realización de la prueba.

**6.1.1. Información del pozo de prueba UIS-01:** El equipo de prueba UIS-01, es un pozo horizontal que cuenta con un sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible, con un motor instalado en fondo con tecnología PMM<sup>25</sup>. El pozo fue perforado el día 02 de febrero del 2020 y fue puesto en marcha el día 12 de febrero del 2020 a una velocidad de operación de 42 Hz.

En la **Tabla 4**, se presenta la información de completamiento y producción del pozo seleccionado para la realización de la prueba Multi-Rate®.

---

<sup>25</sup> **PMM: Permanent Magnet Motor (Motor de imanes permanentes)**

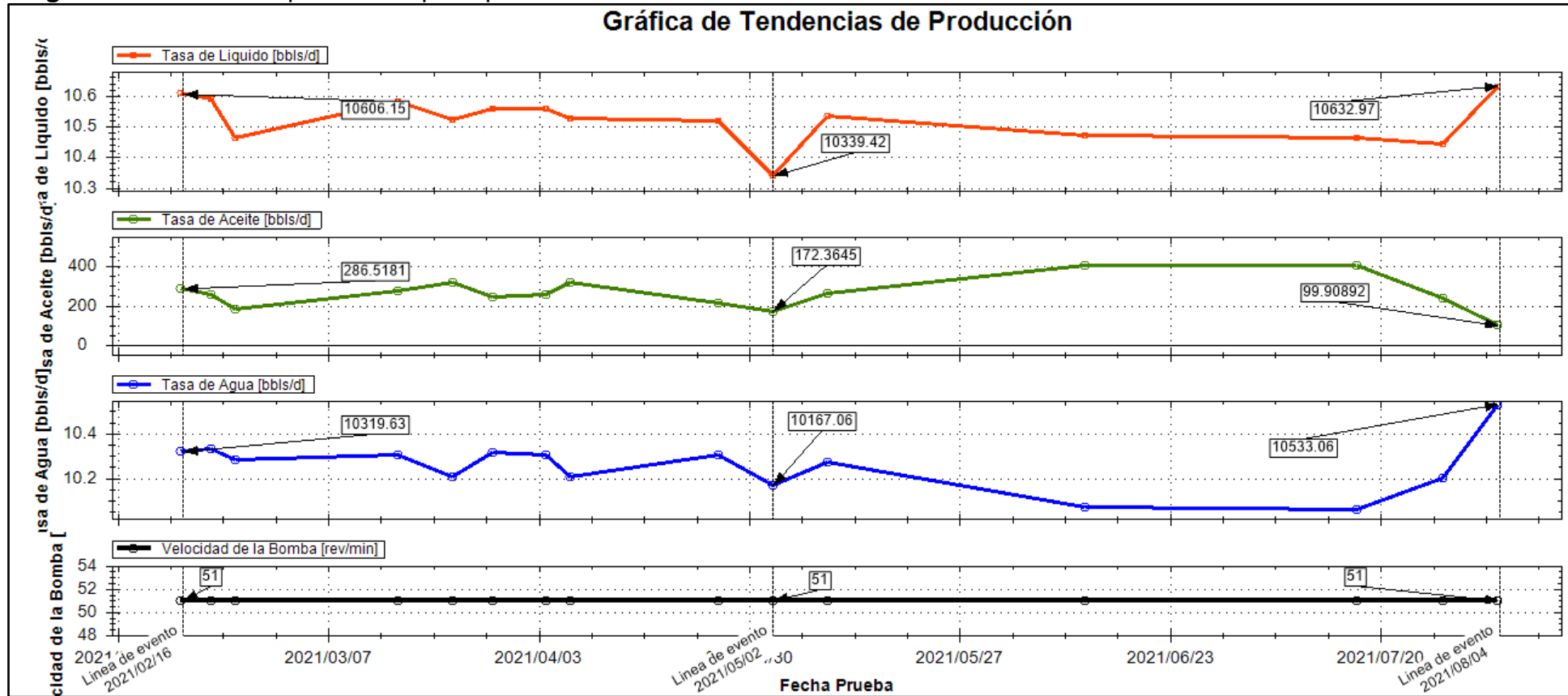
**Tabla 4.** Información de completamiento Pozo de prueba UIS-01.

Tipo de pozo	Horizontal
Fecha Perforación	2/02/2020
Fecha de Arranque	12/02/2020
Sistema de levantamiento	ESP
Motor en fondo	PMM 300 HP/3440 V/ 45 Amp
Tipo de bomba	ESP 538-12500
Variador de frecuencia	CILA 2S DUAL IM / PMM 300 KVA / 361 Amp / 480 V
SUT Transformador	SUNTEC 300 KVA / 361 Amp / 480 V
API	12.8 API
Densidad Agua	8.3 ppg
BSW	99 %
Puntos medio perforados	2874 ft
Profundidad del sensor	2966 ft
Profundidad de Intake	2934 ft
Profundidad de descarga	2898 ft
Bottom Hole Pressure	745.9 Psi
Temperatura en Fondo	147.6 °F
Temperatura en Superficie	101 °F
Presión de Yacimiento	1180 psi
Pwf Critica	751 psi
Punto de burbuja	127 psi
Nivel de Fluido Dinámico (Sonolog)	1234.35 ft

**Fuente:** Área de confiabilidad en Campo, Información de arranque de pozo, 2021.

El historial de producción del pozo de prueba UIS-01 se presenta en la **Figura 44**.

Figura 44. Historial de producción pozo prueba UIS-01



Fuente: Área de confiabilidad en Campo, Información de arranque de pozo, 2020.

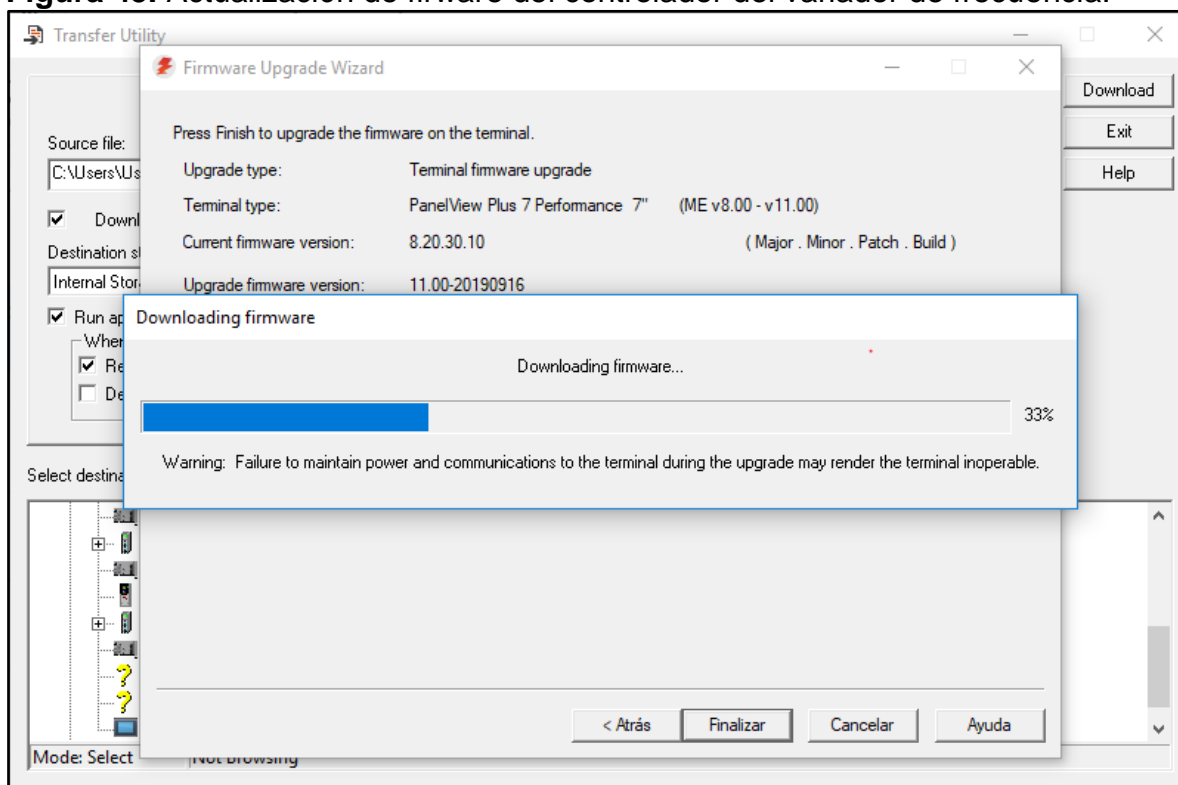
En la **Figura 44**, se observan las variaciones del aporte de fluidos del pozo al cabezal de producción, aun cuando la velocidad de operación de la bomba es la misma (51 Hz), esto indica que el índice de productividad del pozo está siendo afectado por algún tipo de daño en la formación, impidiendo un flujo continuo de fluidos hacia la tubería de producción.

## **6.2. CONFIGURACIÓN DEL CONTROLADOR Y DEL APLICATIVO MULTI-RATE® EN EL POZO UIS-01 PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA.**

Para la realización de la prueba Multi-Rate® en el equipo de superficie asignado al pozo de prueba UIS-01, fue necesario realizar la actualización del controlador instalado en el variador de frecuencia, así como la correcta instalación del aplicativo desarrollado para la realización de la prueba en equipos de levantamiento por bombeo electrosumergible.

**6.2.1. Actualización del controlador en el variador de frecuencia para la realización de la prueba MultiRate®:** Para la correcta instalación del aplicativo MultiRate® en el controlador SWC instalado en el variador CILA2S-4G seleccionado para la realización de la prueba, fue necesario realizar la actualización del firmware a la versión 11 como se muestra en la Figura 45.

**Figura 45.** Actualización de firware del controlador del variador de frecuencia.



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

**6.2.2. Configuración del aplicativo en el variador de frecuencia para la realización de la prueba MultiRate®:** En el proceso de configurador del aplicativo MultiRate® en el variador de frecuencia, es necesario verificar la operatividad del sistema de producción, por lo que se verifica el funcionamiento del equipo de fondo y del equipo de superficie. Al llegar a locación en donde se encuentra el equipo de Prueba UIS-01, se verifica el caudal de producción visualizado en el medidor masico instalado en el manifold de producción del cluster, el cual indica que el pozo se encontraba produciendo 441 Bls/h con una presión en cabezal de producción de 182 Psi a 51Hz. Se verifica visualización de las variables de fondo en el panel del sensor las cuales también deben estar integradas al variador para el correcto funcionamiento del aplicativo MultiRate®. En la Tabla 5 se presenta información acerca de las variables operativas del pozo de prueba UIS-01.

**Tabla 5.** Variables operativas pozo de Prueba UIS-01 antes de la prueba Multi-Tasa.

Frecuencia de operación	51 Hz
Caudal de prueba	441 Bls/h
THP	182 Psi
Presión de Intake	619.4 Psi
Temperatura de Intake	147.6 °F
Temperatura de motor	204.5 °F
Vibración	0.663 G
Corriente de motor	34.8 Amp
Corriente de variador	341 Amp

**Fuente:** Autor. Información registrada en Campo, 2021.

Luego de comprobar el funcionamiento del equipo y teniendo la información de completamiento y de producción del pozo, se realiza la configuración del IWOC® en el variador ingresando los datos de producción y de las propiedades del yacimiento necesarios para construcción de la gráfica IPR y el inicio de la prueba. Para efectos de la prueba se utilizó la fuente de medición por sensor. Al seleccionar la fuente de medición por sensor de fondo, el algoritmo extrae el dato de presión del sensor por medio de cálculos petrofísicos desarrollado específicamente para la industria de hidrocarburos, calculando de esta manera variables como PIP, PWF y Nivel de Sumergencia. En **Figura 46**, **Figura 47** y **Figura 48** se muestra la configuración inicial del aplicativo para el inicio de la prueba y el gráfico de la curva IPR obtenido.

**Figura 46.** Configuración IWOC® - Datos de producción.

The image shows a software interface for IWOC® configuration. At the top, a dark blue header contains the text "Configuración IWOC®". Below this is a section titled "Datos Operativos" with four input fields: "Indice Productividad" (0021,30), "Gradiente Presión" (0,4324 Psi), "Presión Sensor" (619,4 Psi), and "PIP" (605,5 Psi). Below this are two tabs: "Datos de producción" (selected) and "Propiedades Yacimiento/fluido". Under "Datos de producción", there are two sub-sections: "Prueba de Producción" and "Datos IPR". "Prueba de Producción" contains four fields: "Pwf prueba" (619,4 Psi), "Q prueba" (10588 Bpd), "BSW prueba" (98,0 %), and "Vel. prueba" (51,0 Hz). "Datos IPR" contains three fields: "Pres. Yacimiento" (1180 Psi), "Pwf critica" (60,0 Psi), and "Pres. Burbuja" (127 Psi), with the last field highlighted by a red box. At the bottom, there are three buttons: "Pantalla principal" (blue), "Actualizar datos producción" (yellow), and "Anterior" (blue).

Datos Operativos			
0021,30	0,4324 Psi	619,4 Psi	605,5 Psi
Indice Productividad	Gradiente Presión	Presión Sensor	PIP

Datos de producción		Propiedades Yacimiento/fluido	
<b>Prueba de Producción</b>		<b>Datos IPR</b>	
619,4 Psi	10588 Bpd	1180 Psi	60,0 Psi
Pwf prueba	Q prueba	Pres. Yacimiento	Pwf critica
98,0 %	51,0 Hz	127 Psi	Pres. Burbuja
BSW prueba	Vel. prueba		

Pantalla principal	Actualizar datos producción	Anterior
--------------------	-----------------------------	----------

Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

Figura 47. Configuración IWOC® - Propiedades Yacimiento/Fluido.

The screenshot displays the 'Configuración IWOC®' interface. At the top, the title 'Configuración IWOC®' is shown in a dark blue header. Below this, the 'Datos Operativos' section contains four input fields: 'Indice Productividad' (0021,30), 'Gradiente Presión' (0,4324 Psi), 'Presión Sensor' (619,3 Psi), and 'PIP' (605,5 Psi). The interface is divided into two main sections: 'Datos de producción' and 'Propiedades Yacimiento/fluido'. The 'Propiedades Yacimiento/fluido' section is further divided into 'Estado Mecánico' and 'Propiedades de fluido'. 'Estado Mecánico' includes 'PMP' (2874 Pie), 'Prof. Sen.' (2966,0 Pie), 'Prof. Desc.' (2898,0 Pie), and 'Prof. Int.' (2934,0 Pie). 'Propiedades de fluido' includes 'API' (0012,8), 'Den. Agua' (8,3 ppg), 'Temp. Fondo' (147,6 °F), and 'Temp. Superficie' (105,0 °F). The 'Temp. Superficie' field is highlighted with a red border. At the bottom, there are three buttons: 'Pantalla principal' (blue), 'Actualizar datos producción' (yellow), and 'Anterior' (blue).

Datos Operativos			
0021,30	0,4324 Psi	619,3 Psi	605,5 Psi
Indice Productividad	Gradiente Presión	Presión Sensor	PIP

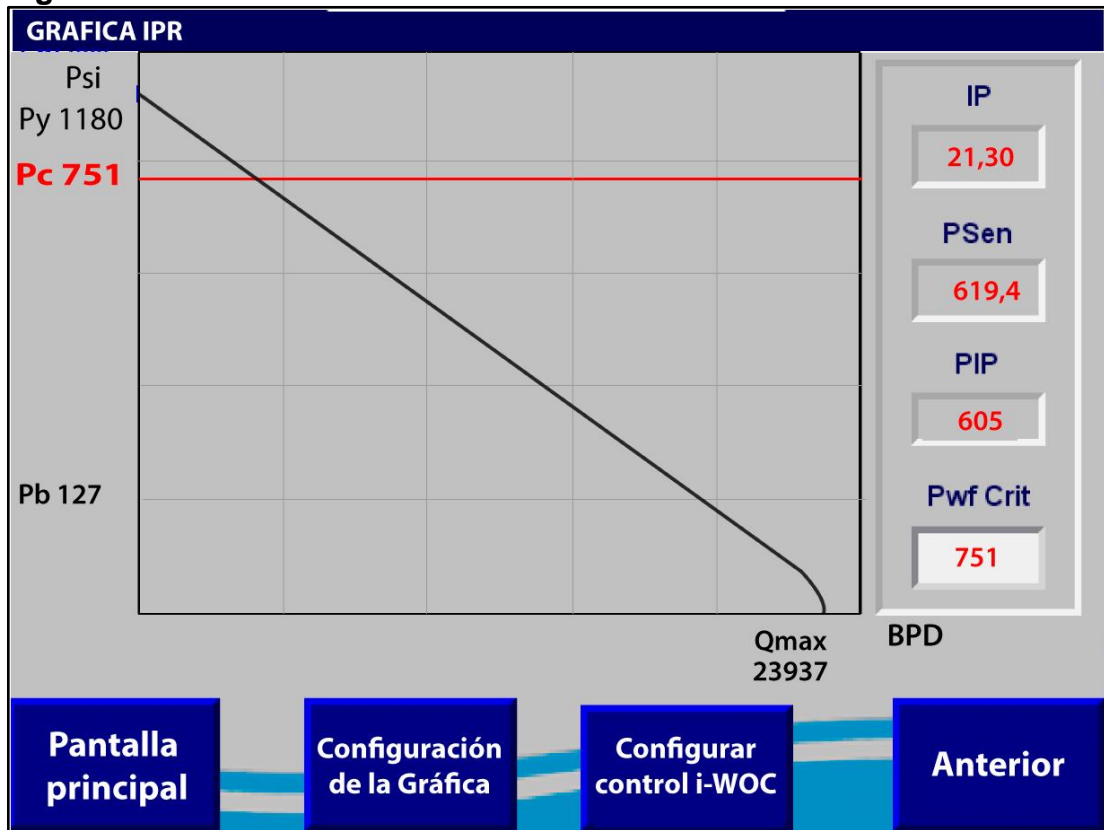
Datos de producción		Propiedades Yacimiento/fluido	
Estado Mecánico		Propiedades de fluido	
2874 Pie	2966,0 Pie	0012,8	8,3 ppg
PMP	Prof. Sen.	API	Den. Agua
2898,0 Pie	2934,0 Pie	147,6 °F	105,0 °F
Prof. Desc.	Prof. Int.	Temp. Fondo	Temp. Superficie

Pantalla principal	Actualizar datos producción	Anterior
--------------------	-----------------------------	----------

Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

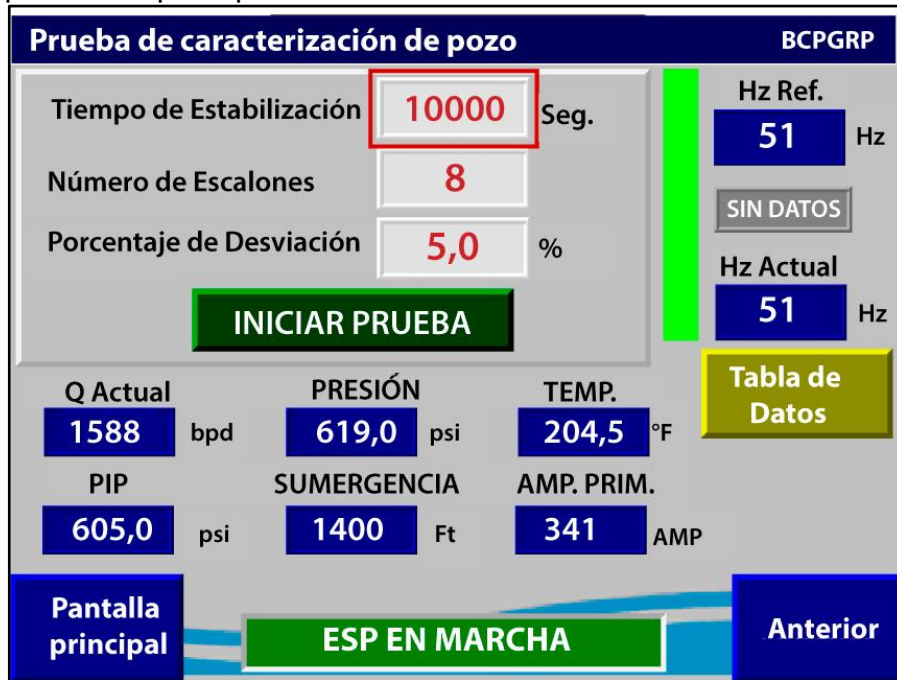
**Figura 48. Gráfica IPR**



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

Luego de ingresar los datos necesarios en la configuración del IWOC® se procede a ingresar los valores en el aplicativo para el inicio de la prueba Multi tasa, teniendo en cuenta las condiciones operacionales del equipo y sus protecciones. **Figura 49.**

**Figura 49.** Configuración del aplicativo MultiRate® para la prueba en pozo prueba UIS-01.



**Fuente:** Autor. Información registrada en Campo, 2021.

Luego de realizar la configuración final del aplicativo en el variador, se procede a registrar las variables dinámicas de la operación del equipo, se toma el dato del medidor de caudal en el manifold del clúster, variables en el panel del sensor de fondo, variables eléctricas del equipo de superficie y el valor de presión en el cabezal de producción verificando que no hayan ocurrido cambios con respecto a los valores registrados antes de la prueba.

Luego de transcurrido el tiempo de la prueba (27 Horas Aproximadamente), se verifica el correcto funcionamiento del equipo y nuevamente se realiza el registro de las variables dinámicas del mismo, tomando nuevamente los datos de caudal en el manifold de producción, variables de sensor de fondo, variables eléctricas y presión en el cabezal de producción. Se realiza la descarga de la data del variador y se da por terminada la prueba Multi-tasa en el equipo.

### 6.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA EN LA PRUEBA MULTI-TASA EN EL POZO DE PRUEBA UIS-01.

En la **Tabla 6** se presenta la información de las variables operativas sistema luego de culminar la prueba Multi-Tasa en el equipo.

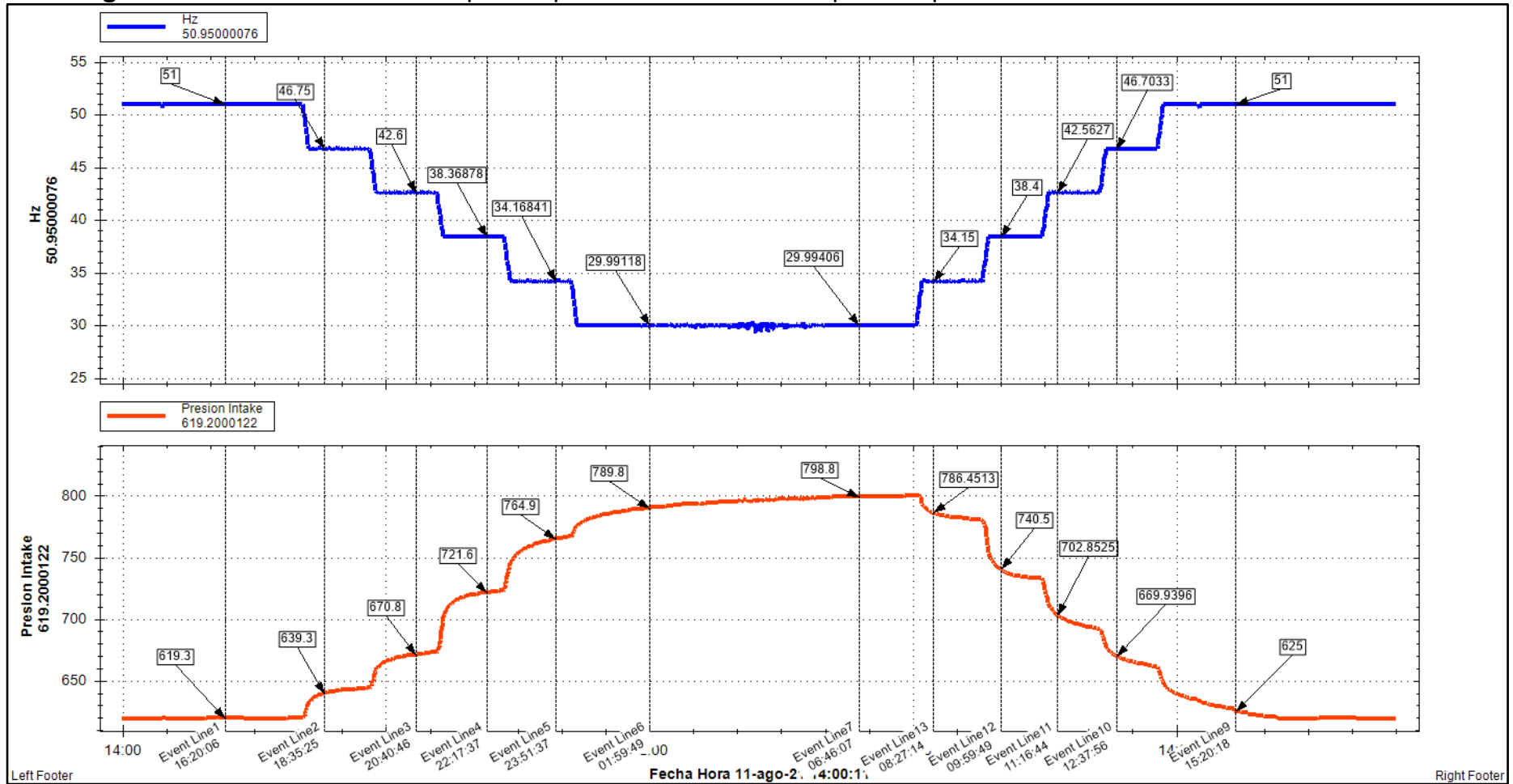
**Tabla 6.** Variables operativas pozo de Prueba UIS-01 después de la prueba Multi-Tasa.

Frecuencia de operación	51 Hz
Caudal de prueba	346 Bls/h
THP	175.92 Psi
Presión de Intake	634.7 Psi
Temperatura de Intake	147. °F
Temperatura de motor	205.0 °F
Vibración	0.811 G
Corriente de motor	31.5 Amp
Corriente de variador	339 Amp

**Fuente:** Autor. Información registrada en Campo, 2021.

En la **Figura 50**, se muestra la gráfica de tendencias generada a partir de la data descargada en el equipo, en donde se graficaron los valores de frecuencia de operación y presión de entrada a la bomba.

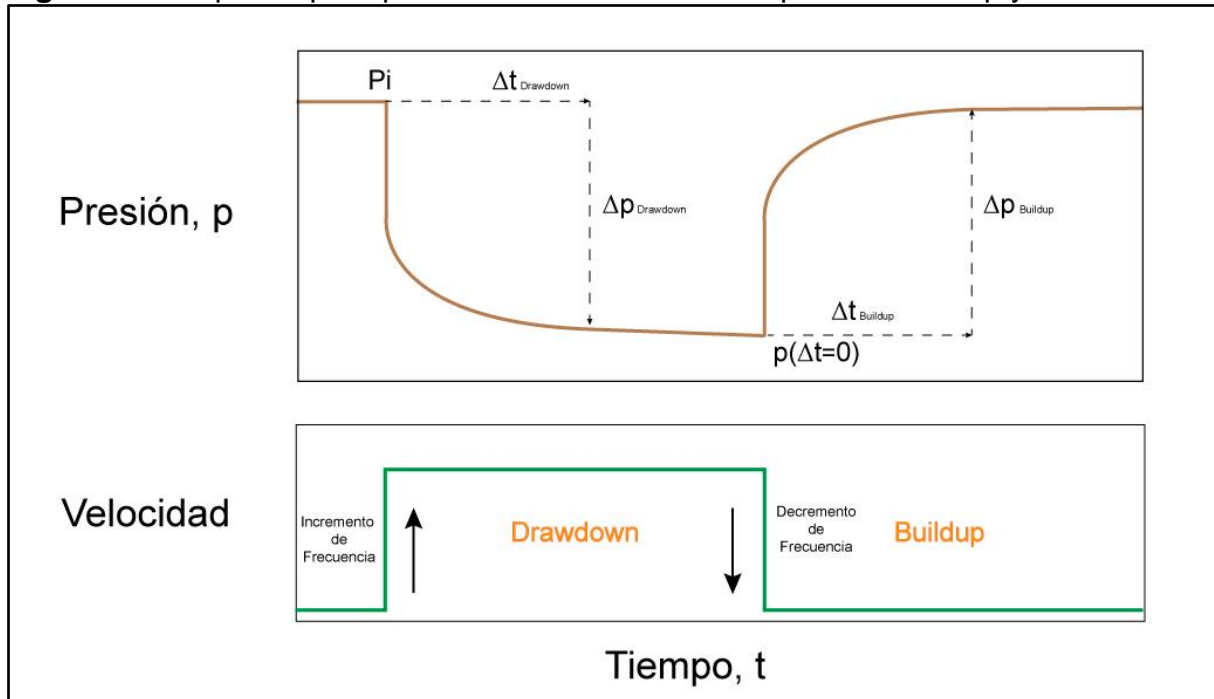
**Figura 50.** Gráfica de tendencias para la prueba Multi-Tasa en el pozo de prueba UIS-01.



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021

En la **Figura 50**, se evidencia el comportamiento escalonado de este tipo de pruebas, en donde se observa en cada uno de los escalones como ocurre el proceso de restauración de presión a manera de pequeños Build-up en las etapas de decrementos de frecuencia y pequeños Drawdown en las etapas de incrementos de frecuencia en la operación del equipo.

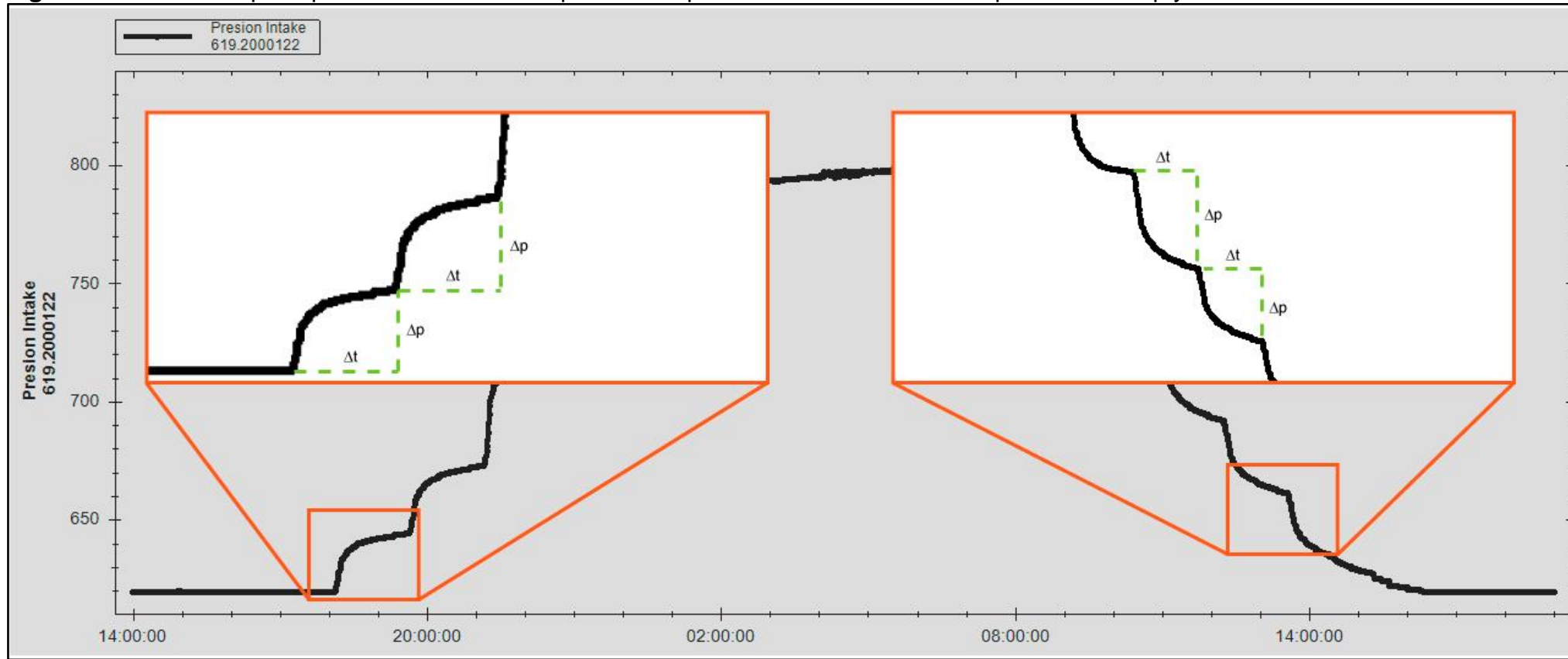
**Figura 51.** Esquema para pruebas de restauración de presión Buildup y Drawdown



**Fuente:** Roberto Earlougher. Advances in Well Test Analysis. New York 1977 .

En la **Figura 52** se muestra el comportamiento de la prueba Multi-tasa realizada en el pozo prueba UIS-01 con respecto a las pruebas de restauración de presión Buildup y Drawdown.

Figura 52. Prueba en pozo prueba UIS-01 con respecto a las pruebas de restauración de presión Buildup y Drawdown.



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021

**6.3.1. Tabla de conocimiento obtenida en la prueba Multi-tasa realizada en el pozo de prueba UIS-01:** Luego de realizada la prueba Multi-tasa en el pozo de prueba UIS-01, el aplicativo MultiRate® desarrollado para los equipos de levantamiento por bombeo electrosumergible, genera una tabla de conocimiento con las variables dinámicas del pozo tales como, velocidad de operación, corriente de motor, caudal de fluido, nivel de fluido dinámico, vibración del motor y presión del sensor. A partir de la información generada en la tabla de conocimiento, se realizan cálculos adicionales para la caracterización del pozo mediante información obtenida del completamiento del pozo y la prueba realizada (Caudal, nivel de sumergencia, presión de fondo fluyente).

Inicialmente y luego de haber seleccionado el cálculo de las variables del pozo en función de los valores obtenidos del sensor de fondo, el algoritmo realiza el cálculo de la presión de intake de la bomba teniendo en cuenta el valor de la presión en el sensor instalado en el equipo de fondo.

**Ecuación 16.** Cálculo de presión de entrada a la bomba.

$$PIP = PreSensor + [(Pintake - PSensor) * \nabla P]$$

Posteriormente, se realiza el cálculo de la presión de fondo fluyente PWF para el pozo mediante la siguiente ecuación:

**Ecuación 17.** Cálculo de presión de fondo fluyente.

$$Pwf = PreSensor + [(PMP - PSensor) * \nabla P]$$

Finalmente, se realiza el cálculo del nivel de sumergencia con el valor de PIP calculado anteriormente y los datos de completamiento del pozo.

**Ecuación 18.** Cálculo del nivel de sumergencia.

$$Sumerg \text{ líq} = \frac{PIP - P_{casing}}{\nabla P}$$

En la **Figura 53**, se presenta la tabla de conocimiento generada para el pozo de prueba UIS-01 con los cálculos de Pwf y nivel de sumergencia para cada una de las etapas de la prueba.

**Figura 53.** Tabla de conocimiento pozo de prueba UIS-01, cálculo de Pwf y NDF.

Escalón	Velocidad	Presión Sensor	PIP	Pwf	Caudal Q	Temp. Motor	Sumergencia Liq	Corriente Motor	Vibración de motor
0	51	619.1	605.8	579.5	12793.3	204.5	1407.9	34.9	0.862
1	46.8	643.5	630.2	603.9	12273.4	190.7	1464.6	30.7	0.702
2	42.6	670.2	656.9	630.6	11704.6	180.2	1526.7	25.9	0.76
3	38.4	720.4	707.1	680.8	10635.1	169.6	1643.4	18.6	0.827
4	34.2	763.1	749.8	723.5	9725.3	165.4	1742.6	14	0.345
5	30	786.2	772.9	746.6	9233.2	171.7	1796.3	11.8	0.201
6	34.2	781.2	767.9	741.6	9339.7	164.6	1784.7	14.1	0.212
7	38.4	733.9	720.6	694.3	10347.5	170.7	1674.8	20.1	0.416
8	42.5	694.9	681.6	655.3	11178.3	180.2	1584.1	26.2	0.815
9	46.7	663.3	650	623.7	11851.6	191.3	1510.7	30.8	0.428
10	51	633.6	620.3	594	12484.3	202.4	1441.6	34.1	0.963

Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021

Para la realización de los cálculos adicionales en la tabla de conocimiento, se utilizó la información de completamiento presentada en la **Tabla 4**.

**6.3.2. Cálculos de producción para el pozo de prueba UIS-01:** Teniendo en cuenta que el comportamiento de la presión en Campo Rubiales corresponde a un yacimiento subsaturado, es decir, que la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) es mayor a la presión de burbuja ( $P_b$ ), para el cálculo de los caudales del pozo se utilizan las siguientes ecuaciones:

Para  $P_{wf} > P_b$ :

**Ecuación 19.** Cálculo del índice de productividad  $J$

$$IP = \frac{Q_p}{P_y - P_{wf}}$$

**Ecuación 20.** Cálculo del caudal en el punto de burbuja

$$Q_b = IP * (P_y - P_b)$$

**Ecuación 21.** Cálculo del caudal máximo del pozo

$$Q_{max} = Q_b + \left( \frac{IP * P_b}{1.8} \right)$$

En la **Figura 54**, se presenta la tabla de conocimiento generada para el pozo de prueba UIS-01 con los cálculos caudal para cada una de las etapas de la prueba.

**Figura 54.** Tabla de conocimiento pozo de prueba UIS-01, cálculo de caudales.

Escalón	Velocidad	Presión Sensor	PIP	Pwf	Caudal Q	Temp. Motor	Sumergencia Liq	Corriente Motor	Vibración de motor
0	51	619.1	605.8	579.52	12793.3	619.1	1407.9	204.5	0.862
1	46.8	643.5	630.2	603.9	12273.4	643.5	1464.6	190.7	0.702
2	42.6	670.2	656.9	630.6	11704.6	670.2	1526.7	180.2	0.76
3	38.4	720.4	707.1	680.8	10635.1	720.4	1643.4	169.6	0.827
4	34.2	763.1	749.8	723.5	9725.3	763.1	1742.6	165.4	0.345
5	30.0	786.2	772.9	746.6	9233.2	786.2	1796.3	171.7	0.201
6	34.2	781.2	767.9	741.6	9339.7	781.2	1784.7	164.6	0.212
7	38.4	733.9	720.6	694.3	10347.5	733.9	1674.8	170.7	0.416
8	42.5	694.9	681.6	655.3	11178.3	694.9	1584.1	180.2	0.815
9	46.7	663.3	650.0	623.7	11851.6	663.3	1510.7	191.3	0.428
10	51	633.6	620.3	594.0	12484.3	633.6	1441.6	202.4	0.963

**Fuente:** Autor. Información registrada en Campo, 2021.

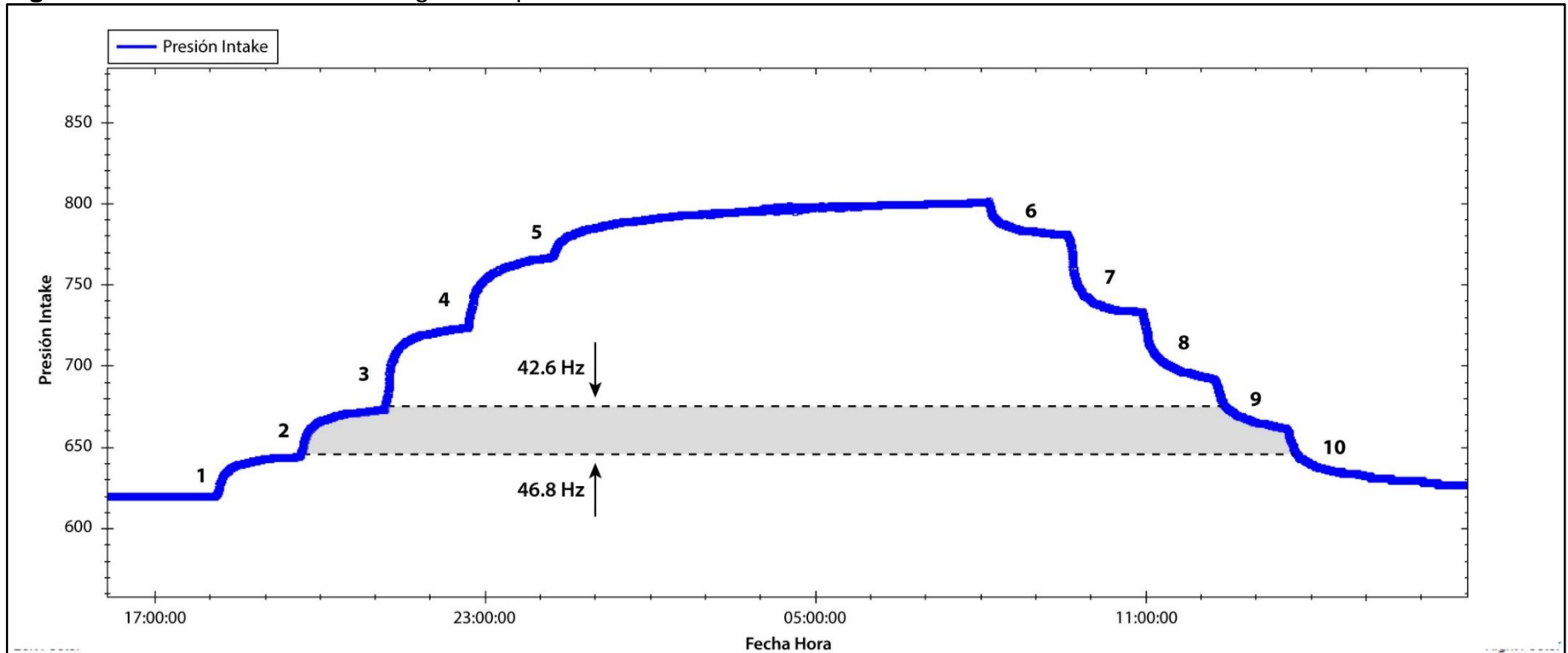
Finalmente, y luego de obtener el valor de los caudales para cada uno de los escalones de la prueba realizada en el pozo, se completa la tabla de conocimiento para la caracterización de este.

**6.3.3. Cálculos petrofísicos y análisis del comportamiento del pozo en los escalones definidos para la prueba:** En el desarrollo de la prueba, fueron definidos 10 escalones teniendo en cuenta los diferentes valores de frecuencia de operación de la bomba instalada en el pozo. Inicialmente el equipo se encontraba operando a 51 Hz, realizando decrementos cada 90 minutos de 4,2 Hz hasta llegar a la frecuencia mínima de operación de 30 Hz. En esta primera fase, se observa en cada uno de los escalones una recuperación (Buildup) de la presión en el pozo.

En la segunda etapa de la prueba, que corresponde a los incrementos de frecuencia, se realizaron los incrementos de 4,2 Hz cada 90 minutos, desde 30 Hz hasta 51 Hz, velocidad a la que se encontraba operando el equipo inicialmente. Teniendo en cuenta los diez escalones como resultado de la prueba multitasa y con la información de la data descargada del equipo, se seleccionaron dos escalones de la prueba, uno para los incrementos de frecuencia y otro para los decrementos, los cuales debían estar entre los mismos rangos de velocidad de la bomba, con el fin de evaluar su comportamiento y realizar el cálculo tanto de permeabilidad (k) como de daño de formación (s) para los dos escenarios.

En la **figura 55**, se presentan los escalones número dos (2) y número nueve (9) seleccionados para el cálculo de permeabilidad (k) y daño de formación (s).

Figura 55. Escalones definidos luego de la prueba Multi-tasa.



Fuente: Autor. Información registrada en Campo, 2021.

Para la realización de los cálculos de permeabilidad y daño de formación en los escalones seleccionados de la prueba, se utilizó el método de Horner, en el cual se define un tiempo en horas de pseudo-producción llamado  $t_p$ , dado por la siguiente ecuación:

**Ecuación 22.** Cálculo del tiempo en horas de pseudo-producción.

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o \text{ final}}$$

En donde:

$N_p$ : Petróleo acumulado por el pozo antes del cierre, Bls

$Q_o$ : Tasa de flujo de aceite estabilizada antes del cierre, Bls/día

La ecuación de Horner sugiere que la relación entre la presión de fondo y  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$  es una línea recta dada por la siguiente ecuación.

**Ecuación 23.** Ecuación de Horner para el cálculo de  $P_{wf}$ .

$$P_{wf} = p_i - \frac{162.6 * Q_o * B_o * u}{k * h} * \left[ \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

En donde:

a: Presión Inicial (Intercepto de la recta con el eje Y)

m:  $\frac{162.6 * Q_o * B_o * u}{k * h}$  (Pendiente de la recta)

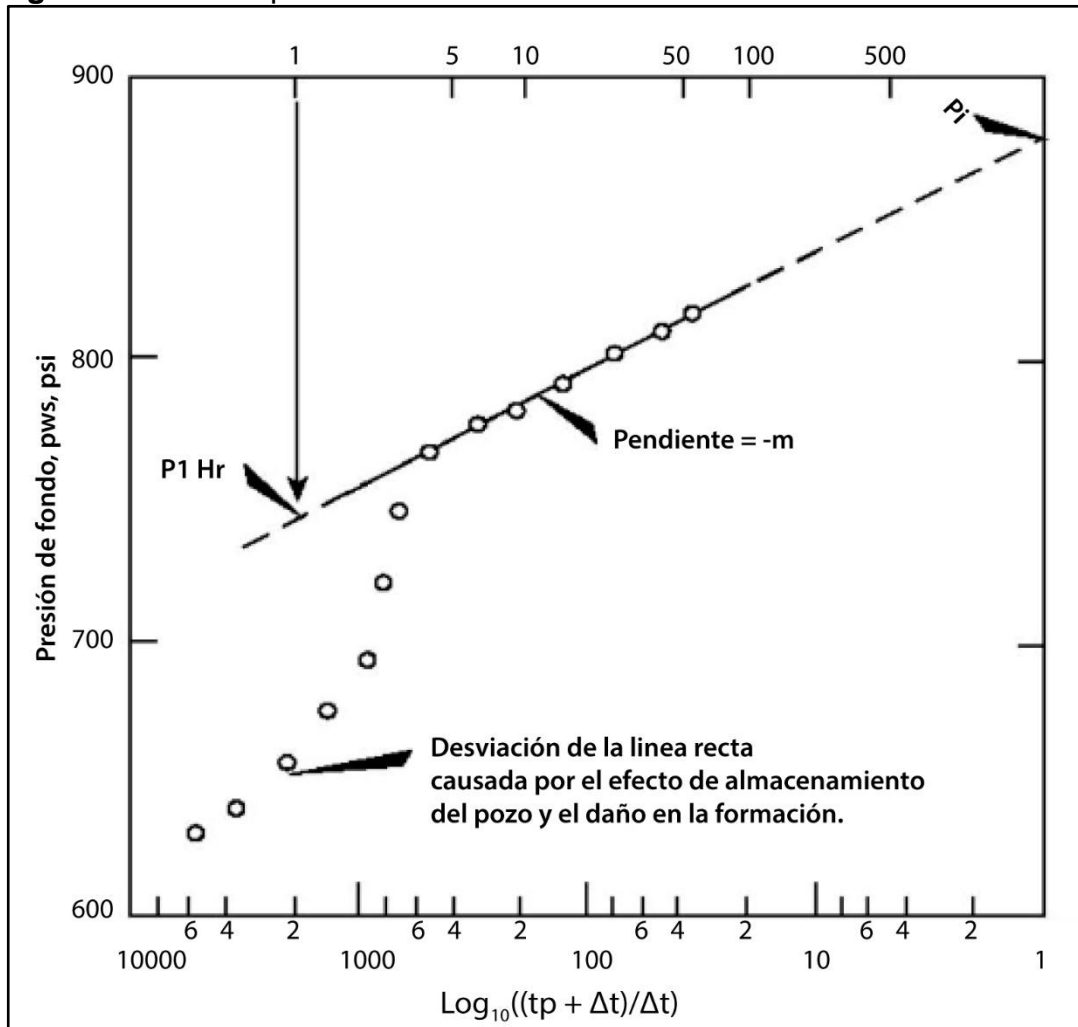
Dando como resultado la siguiente ecuación:

**Ecuación 24.** Ecuación de Horner para el cálculo de  $P_{wf}$  con relación a la ecuación de la línea recta.

$$P_{wf} = a - m * \left[ \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$

Se procede a realizar la gráfica de  $p_{wf}$  vs  $\log((t_p+\Delta t) / \Delta t)$ , en donde es posible estimar el valor de la permeabilidad del yacimiento mediante el cálculo de la pendiente resultante de la gráfica. En la **figura 56** se presente el modelo del gráfico de Horner para el cálculo de presión inicial y permeabilidad.

**Figura 56.** Gráfico para el modelo de Horner.



**Fuente:** Jhony Chilon, Análisis de pruebas de transiente de presión. Ingeniería de yacimientos II. 2011

Para el pozo de prueba UIS-01 la producción acumulada desde el arranque del pozo hasta el momento en el que inicio la prueba fue de 51056.3924 bls de aceite y el caudal en el momento en el que se realizó la prueba fue de 211.77 bls de aceite. Se procede a realizar el cálculo de  $T_p$  para el tiempo de Horner.

$$t_p = \frac{51056 \text{ bls}}{211.77 \text{ bls} * 24} = 5786.20201$$

Teniendo la información de la data descargada en intervalos de muestreo de 10 segundos del controlador instalado en el equipo de superficie, se procede a definir los  $\Delta t$  para construir el gráfico para el tiempo de Horner. En la **Figura 57**, se presenta solo un segmento de la tabla de datos generada para construir el gráfico del tiempo de Horner debido a la cantidad de datos obtenidos durante la prueba realizada en el equipo.

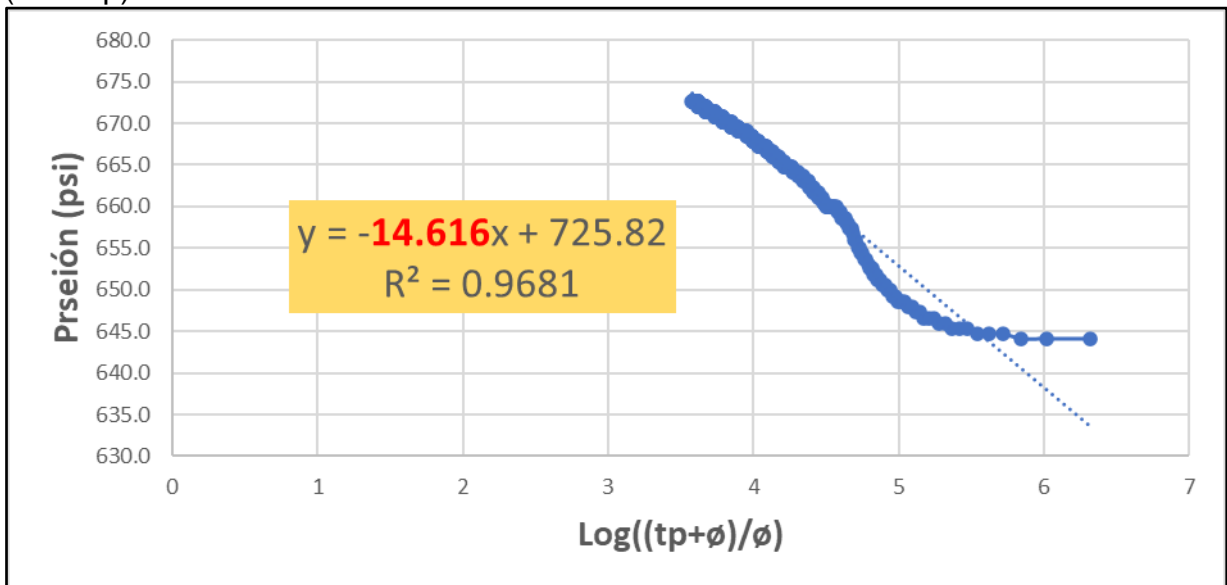
**Figura 57.** Tabla de datos para el gráfico del tiempo de Horner para el escalón número 2 de la prueba Multi-tasa (Buildup).

Prueba de Presión					
Presión	$\phi$	$\text{Log}((t_p+\phi)/\phi)$			
644.1	0		646.6	0.00277778	6.318695954
644.1	0.00277778	6.318695954	646.6	0.00555556	6.017666167
644.1	0.00555556	6.017666167	646.6	0.00833334	5.841575116
644.1	0.00833334	5.841575116	647.3	0.01111112	5.716636588
644.7	0.01111112	5.716636588	647.3	0.0138889	5.619726783
644.7	0.0138889	5.619726783	647.9	0.01666668	5.540545746
644.7	0.01666668	5.540545746	647.9	0.01944446	5.473599165
645.4	0.01944446	5.473599165	648.5	0.02222224	5.415607426
645.4	0.02222224	5.415607426	648.5	0.02500002	5.364455112
645.4	0.02500002	5.364455112	648.5	0.0277778	5.31869783
646.0	0.0277778	5.31869783	649.2	0.03055558	5.277305354
646.0	0.03055558	5.277305354	649.2	0.03333336	5.239517001
			649.9	0.03611114	5.204755103
			649.9	0.03888892	5.172570628

**Fuente:** Autor. Información registrada en campo, 2021.

Luego de establecer los  $\Delta t$  para cada una de las presiones registradas durante la prueba, se procede a realizar el gráfico de Horner. **Figura 58.**

**Figura 58.** Gráfico de Horner para el escalón número 2 de la prueba multi-tasa (Buildup).



**Fuente:** Autor. Información registrada en campo, 2021.

En la gráfica presentada anteriormente, se presenta la línea de tendencia y su respectiva ecuación. Teniendo en cuenta la **ecuación 24**, en donde presenta la ecuación de Horner con relación a la ecuación de la línea recta  $y = mx + b$ , se procede a realizar el cálculo de la permeabilidad de la formación como resultado de la prueba realizada en el pozo. Para el cálculo se tiene en cuenta la información presentada en **Figura 59**.

**Figura 59.** Propiedades de yacimiento para campo Rubiales.

Porosidad Total	29 %
Porosidad Efectiva	731 Cp
Viscosidad	731 Cp
Rs	5 SCF/STB
Salinidad	950 Ppm
Espesor h	160 ft
Bo	1.013 BLS/STB
Ct	$6.31 \times 10^{-5}$
Radio de drenaje	0.1875 ft

**Ecuación 25.** Cálculo de permeabilidad

$$k = \frac{162.6 * Q_o * B_o * u}{m * h}$$

$$k = \frac{162.6 * 211.77 * 1.01.3 * 731}{14.616 * 160}$$

$$k = 10903.43 \text{ mD} = 10.90343 \text{ D}$$

Para realizar el cálculo del daño en la formación, se tiene en cuenta la siguiente ecuación planteada para el método de Horner en pruebas de restauración de presión Buildup.

**Ecuación 26.** Factor Skin para el cálculo de daño en la formación planteado por el método de Horner.

$$s = 1.151 \left\{ \left[ \frac{P1hr - Pwf}{m} \right] - \log \left( \frac{k}{\phi * u * ct * rw^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[ \frac{725.82 - 619.3}{14.616} \right] - \log \left( \frac{10903.43}{0.29 * 731 * 6.31 \times 10^{-5} * 0.1875^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 3.6523$$

En la etapa de abatimiento de presión en el pozo debido a los incrementos de frecuencia realizados en la prueba, se realizan los mismos cálculos, asumiendo el comportamiento de la presión como una prueba Drawdown. En la **Figura 60**, se presenta un segmento de la tabla de datos generada para construir el gráfico del tiempo de Horner.

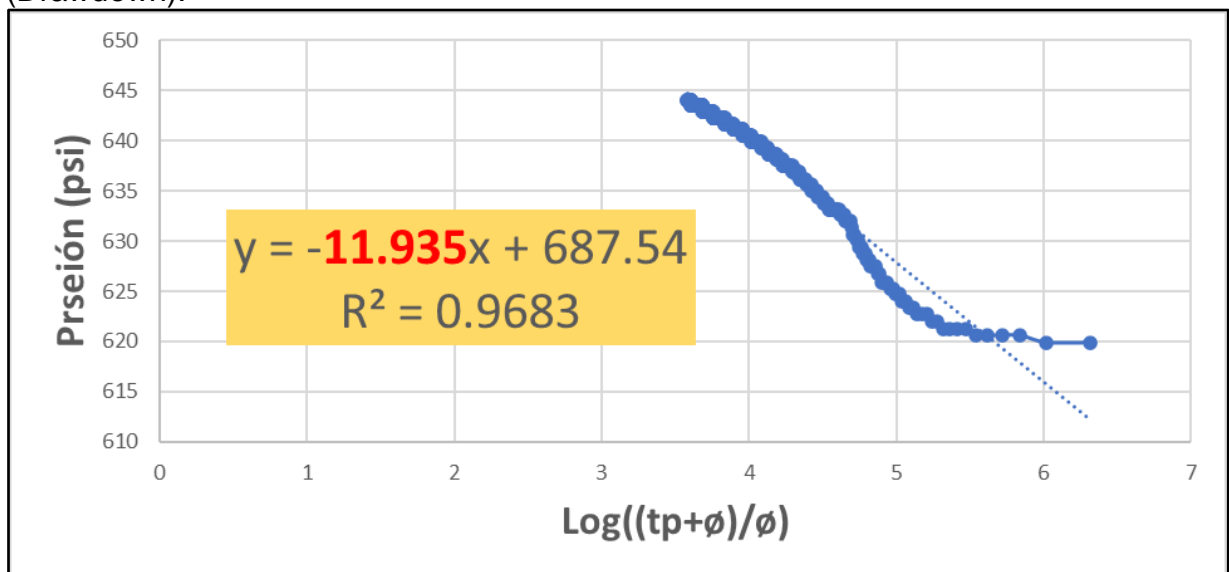
**Figura 60.** Tabla de datos para el gráfico del tiempo de Horner para el escalón número 9 de la prueba Multi-tasa (Drawdown).

Prueba de Presión					
Presión	$\phi$	$\text{Log}((tp+\phi)/\phi)$			
619.900024	0		622	0.00277778	6.31869595
619.900024	0.00277778	6.318695954	622.700012	0.00555556	6.01766617
619.900024	0.00555556	6.017666167	622.700012	0.00833334	5.84157512
620.599976	0.00833334	5.841575116	622.700012	0.01111112	5.71663659
620.599976	0.01111112	5.716636588	623.400024	0.0138889	5.61972678
620.599976	0.0138889	5.619726783	623.400024	0.01666668	5.54054575
620.599976	0.01666668	5.540545746	624	0.01944446	5.47359916
621.299988	0.01944446	5.473599165	624	0.02222224	5.41560743
621.299988	0.02222224	5.415607426	624.700012	0.02500002	5.36445511
621.299988	0.02500002	5.364455112	624.700012	0.0277778	5.31869783
621.299988	0.0277778	5.31869783	625.299988	0.03055558	5.27730535
622	0.03055558	5.277305354	625.299988	0.03333336	5.239517
			625.299988	0.03611114	5.2047551
			625.900024	0.03888892	5.17257063

Fuente: Autor. Información registrada en campo, 2021.

Luego de establecer los  $\Delta t$  para cada una de las presiones registradas durante la prueba, se procede a realizar el gráfico de Horner presentado en la **Figura 61**.

**Figura 61.** Gráfico de Horner para el escalón número 9 de la prueba Multi-tasa (Drawdown).



Fuente: Autor. Información registrada en campo, 2021.

Para realizar el cálculo de permeabilidad ( $k$ ), se utiliza nuevamente la **ecuación 25** como se presenta a continuación.

$$k = \frac{162.6 * Q_o * B_o * u}{m * h}$$

$$k = \frac{162.6 * 211.77 * 1.01.3 * 731}{11.935 * 160}$$

$$k = 13352.7093 \text{ mD} = 13.3527 \text{ D}$$

El cálculo del daño en la formación se tiene en cuenta la siguiente ecuación planteada para el método de Horner en pruebas Drawdown.

$$s = 1.151 \left\{ \left[ \frac{P_i - P_1}{m} \right] - \log \left( \frac{k}{\phi * u * c t * r w^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.151 \left\{ \left[ \frac{687.54 - 619.3}{11.935} \right] - \log \left( \frac{13352.7093}{0.29 * 731 * 6.31 \times 10^{-5} * 0.1875^2} \right) + 3.23 \right\}$$

$$s = 1.7200$$

En la **Figura 62**, se presentan los resultados para los cálculos de permeabilidad y daño de formación para los dos escalones seleccionados de la prueba Multi-tasa.

**Figura 62.** Resumen de los cálculos petrofísicos realizados para los dos escalones seleccionados de la prueba Multi-tasa.

Escalón	Frecuencia	Presión de Intake	Permeabilidad (D)	Daño de formación (s)
2	46.8	643.5	10.9	3.65
	42.6	670.2		
9	42.5	694.9	13.4	1.72
	46.7	663.3		

**Fuente:** Autor. Información registrada en campo, 2021.

Como se puede observar en la **Figura 55**, el comportamiento de la presión durante la prueba muestra que hay restricciones en el flujo de fluidos hasta el pozo por daño en la formación, pues el comportamiento de la presión debería ser el mismo en los incrementos de frecuencia como en los decrementos. En la **Figura 62**, se observan los resultados para los cálculos realizados, dando como resultado el aumento en el factor de daño en el proceso de recuperación de presión en el yacimiento con respecto a los decrementos de presión.

En el análisis del comportamiento de presión del pozo durante la producción de fluidos seguida de un periodo de cierre o una etapa de recuperación de presión en el yacimiento, el comportamiento del flujo del agua se ve alterado, pues en los canales de flujo, una parte de esta permanece y otra se mantiene en flujo debido a la baja movilidad del agua en condiciones de baja saturación, es por esto, que es necesario un tiempo considerable para generar un barrido completo del agua invadida en los canales de flujo, volviendo esta saturación de agua en saturación de agua irreducible y lograr alcanzar una permeabilidad relativa de aceite cercana a 1; Por lo tanto, la permeabilidad relativa del aceite en la zona cercana al pozo es menor a 1 por un largo periodo de tiempo, lo que explica el incremento en el factor de daño en la formación.

En el caso de los valores de permeabilidad, presenta variación en los cambios de producción, debido a que al depletar el yacimiento y extraer fluido de la formación se presentan cambios en la permeabilidad por el comportamiento dinámico de la arena productora.

Se debe tener en cuenta, que la incertidumbre en la información obtenida y en los cálculos realizados, varía según la calidad de la información y el tiempo de duración de la prueba, pues entre más tiempo dure esta, más confiable será la información obtenida.

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta que para preservar la vida de un yacimiento es necesario conocer el comportamiento en la producción del pozo y darle un correcto manejo a la presión de la formación, realizar un correcto el análisis y caracterización de la producción es un aspecto indispensable a la hora de desarrollar un proyecto de explotación petrolero.

El objetivo principal de este proyecto es realizar la caracterización de un pozo sin generar brechas en la producción. Para el caso particular del campo Rubiales, se deben tener en cuenta los costos de producción por barril actuales. Para realizar el análisis financiero para este proyecto, se establece el dólar estadounidense (USD) como unidad monetaria y se utilizara el indicador relación beneficio/costo (B/C).

La evaluación financiera para el desarrollo del proyecto en el pozo de prueba UIS-01 tendrá en cuenta una línea base de caudal de producción y a partir de ella la disminución de la brecha de producción por conceptos de análisis de producción mediante pruebas de presión.

### 7.1. CONCEPTOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA

En la evaluación financiera de proyectos, es importante tener en cuenta el componente financiero para analizar su viabilidad. Este tipo de evaluaciones permite no solo conocer los montos de inversión de un proyecto, sino también sus costos asociados, a continuación, se explica la relación beneficio costo (B/C) como indicador financiero en el desarrollo de este proyecto.

**7.1.1. Relación Beneficio Costo (B/C):** Proporciona una comparación entre el costo de un producto o servicio versus el beneficio que entrega, con el fin de evaluar de forma efectiva la mejor decisión en términos de su compra o aplicación.

El análisis costo beneficio de un proyecto, está constituido por un conjunto de procedimientos que proporcionan las medidas de rentabilidad mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados al llevarlo a cabo.

**Ecuación 27.** Formula costo beneficio (C/B)

$$\frac{\text{Beneficio (B)}}{\text{Costo (C)}} = \frac{\text{Ingresos totales netos}}{\text{Costos totales}}$$

Para tener una visión clara de la rentabilidad del proyecto se debe considerar lo siguiente:

- Si B/C > 1 El proyecto es rentable, hay ingresos extras.
- Si B/C =1 El proyecto es indiferente, solo se recupera la inversión.
- Si B/C < 1 El proyecto no es rentable, los costos sobrepasan los ingresos.

En proyectos relacionados con la industria del petróleo, el análisis de la inversión se realiza a corto plazo, esto debido a que la rentabilidad es muy alta, principalmente a causa de la tendencia al alza del precio del barril.

**7.2. INVERSIÓN EN EL PROYECTO**

La inversión en este proyecto es tomada como el valor del personal a cargo de la realización de la prueba de presión en el pozo UIS-01, pues el variador de frecuencia instalado en el pozo cuenta con el controlador y el aplicativo MULTIRATE®.

**Figura 63.** Inversión para la realización de la prueba.

Concepto	Valor
Personal para la realización de la prueba (2 días), <i>El tiempo para la realización de la prueba depende del periodo de tiempo destinado por el cliente para la realización de la misma.</i>	\$ 5,000,000
Personal para el analisis de resultados	\$ 8,000,000
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 13,000,000</b>

**Fuente:** Autor. Costo mínimo para realización de prueba en campo, 2021.

### **7.3. INGRESOS DEL PROYECTO**

Los ingresos para el proyecto se tendrán en cuenta al multiplicar el valor del precio del barril al día de la realización de la prueba (**agosto 2021**) por la producción acumulada del pozo durante el mes de la realización de la prueba, ya que el aporte del proyecto será la no generación de brechas para la caracterización de la producción del pozo durante determinado periodo de tiempo.

Según la página de análisis de mercados [www.investing.com](http://www.investing.com), el precio del barril de referencia Brent para el mes de agosto del 2021 fue de 73 USD, valor que fue tenido en cuenta para realizar los cálculos de ingresos por producción de crudo.

### **7.4. EGRESOS DEL PROYECTO**

Corresponden a la suma de los costos que genera la producción por barril en el campo, teniendo en cuenta únicamente los costos de levantamiento.

Según el informe de resultados del segundo trimestre del año 2021 publicado por ECOPETROL S.A, el costo de levantamiento fue de 8.02 US/BI, presentando un incremento del 0.62 USD/BI con respecto al año 2020.

El costo de dilución aumentó 1.5 USD/BI con respecto al año 2020, principalmente por mayor precio de la nafta para su recuperación en el mercado, revaluación del peso frente al dólar y menor volumen de compra de nafta quedando establecido para el segundo trimestre del año 2021 en 4.39 USD/BI.

### **7.5. ANÁLISIS ECONÓMICO**

A continuación, se presenta el análisis económico realizado para el desarrollo de la prueba Multi-Rate en el pozo de prueba UIS-01.

**Tabla 7.** Análisis económico producción pozo de prueba UIS-01.

Prueba de producción	Tasa de Líquido [Bl/d]	Tasa de Aceite [Bl/d]	Tasa de Agua [Bl/d]	BSW [%]	Ingresos USD/día	Egresos				Flujo de caja neto USD
						Inversión USD	Costos Levantamiento USD	Costos por Dilusión USD	Costos por Transporte USD	
1	10589.18	274.259762	10314.92		\$ 20,020.96		\$ 2,199.56	\$ 1,204.00	\$ 778.90	\$ 14,400.35
2	10607.92	274.745128	10333.175		\$ 20,056.39		\$ 2,203.46	\$ 1,206.13	\$ 780.28	\$ 14,431.89
3	10587.23	274.209257	10313.021	97.41%	\$ 20,017.28		\$ 2,199.16	\$ 1,203.78	\$ 778.75	\$ 14,397.06
4	10463.33	271.000247	10192.33		\$ 19,783.02		\$ 2,173.42	\$ 1,189.69	\$ 769.64	\$ 14,188.54
5	10579.55	274.010345	10305.54		\$ 20,002.76		\$ 2,197.56	\$ 1,202.91	\$ 778.19	\$ 14,384.14
6	10520.71	255.653253	10265.057		\$ 18,662.69		\$ 2,050.34	\$ 1,122.32	\$ 726.06	\$ 13,191.30
7	10557.49	256.547007	10300.943		\$ 18,727.93		\$ 2,057.51	\$ 1,126.24	\$ 728.59	\$ 13,249.37
8	10558.52	256.572036	10301.948	97.57%	\$ 18,729.76		\$ 2,057.71	\$ 1,126.35	\$ 728.66	\$ 13,251.00
9	10524.24	255.739032	10268.501		\$ 18,668.95		\$ 2,051.03	\$ 1,122.69	\$ 726.30	\$ 13,196.87
10	10516.20	255.54366	10260.656		\$ 18,654.69		\$ 2,049.46	\$ 1,121.84	\$ 725.74	\$ 13,184.17
11	10339.40	310.182	10029.218		\$ 22,643.29		\$ 2,487.66	\$ 1,361.70	\$ 880.92	\$ 16,734.57
12	10531.91	315.9573	10215.953		\$ 23,064.88		\$ 2,533.98	\$ 1,387.05	\$ 897.32	\$ 17,109.85
13	10469.62	314.0886	10155.531	97.00%	\$ 22,928.47		\$ 2,518.99	\$ 1,378.85	\$ 892.01	\$ 16,988.42
14	10464.00	313.92	10150.08		\$ 22,916.16		\$ 2,517.64	\$ 1,378.11	\$ 891.53	\$ 16,977.47
15	10441.50	313.245	10128.255		\$ 22,866.89		\$ 2,512.22	\$ 1,375.15	\$ 889.62	\$ 16,933.61
16	10628.47	177.495449	10450.975		\$ 12,957.17	\$ 3,421.05	\$ 1,423.51	\$ 779.21	\$ 504.09	\$ 8,112.60
17	10601.00	177.0367	10423.963		\$ 12,923.68		\$ 1,419.83	\$ 777.19	\$ 502.78	\$ 8,082.79
18	10611.00	177.2037	10433.796	98.33%	\$ 12,935.87		\$ 1,421.17	\$ 777.92	\$ 503.26	\$ 8,093.64
19	10616.00	177.2872	10438.713		\$ 12,941.97		\$ 1,421.84	\$ 778.29	\$ 503.50	\$ 8,099.07
20	10592.00	176.8864	10415.114		\$ 12,912.71		\$ 1,418.63	\$ 776.53	\$ 502.36	\$ 8,073.03
21	10591.00	406.6944	10184.306		\$ 29,688.69		\$ 3,261.69	\$ 1,785.39	\$ 1,155.01	\$ 23,005.95
22	10616.00	407.6544	10208.346		\$ 29,758.77		\$ 3,269.39	\$ 1,789.60	\$ 1,157.74	\$ 23,068.33
23	10615.00	407.616	10207.384	96.16%	\$ 29,755.97		\$ 3,269.08	\$ 1,789.43	\$ 1,157.63	\$ 23,065.84
24	10601.00	407.0784	10193.922		\$ 29,716.72		\$ 3,264.77	\$ 1,787.07	\$ 1,156.10	\$ 23,030.90
25	10621.00	407.8464	10213.154		\$ 29,772.79		\$ 3,270.93	\$ 1,790.45	\$ 1,158.28	\$ 23,080.81
26	10611.00	244.053	10366.947		\$ 17,815.87		\$ 1,957.31	\$ 1,071.39	\$ 693.11	\$ 12,437.51
27	10593.00	243.639	10349.361		\$ 17,785.65		\$ 1,953.98	\$ 1,069.58	\$ 691.93	\$ 12,410.61
28	10609.00	244.007	10364.993	97.70%	\$ 17,812.51		\$ 1,956.94	\$ 1,071.19	\$ 692.98	\$ 12,434.52
29	10600.00	243.8	10356.2		\$ 17,797.40		\$ 1,955.28	\$ 1,070.28	\$ 692.39	\$ 12,421.07
30	10618.00	244.214	10373.786		\$ 17,827.62		\$ 1,958.60	\$ 1,072.10	\$ 693.57	\$ 12,447.97
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 316,874</b>	<b>\$ 8,358</b>	<b>\$ 308,516</b>		<b>\$ 610,147</b>	<b>\$ 3,421</b>	<b>\$ 67,033</b>	<b>\$ 36,692</b>	<b>\$ 23,737</b>	<b>\$ 440,483</b>

**Fuente:** Autor. Información de historial de producción del pozo de prueba UIS-01, 2021.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el análisis económico para el pozo de prueba UIS-01 se realiza el cálculo para la relación beneficio costo a continuación:

$$\frac{(B)}{(C)} = \frac{\$ 610,147}{\$ 67,033 + \$ 3,421 + \$ 36,692 + \$ 23,737} = 4.66$$

El resultado obtenido para la relación B/C de 4.66, indica que el proyecto es rentable, teniendo en cuenta el bajo costo en la realización de la prueba sin necesidad de detener el equipo para la realización de esta.

## 8. CONCLUSIONES

Se evidencio la importancia de las pruebas de presión en el análisis del comportamiento de un yacimiento, estas permitieron conocer propiedades importantes en la caracterización de la producción de pozos como lo son el cálculo de caudales, presión de fondo fluyente, presión de entrada a la bomba y nivel de fluido dinámico en el pozo.

Teniendo en cuenta las practicas actuales en la industria petrolera para la realización de pruebas de restauración de presión en pozos de petróleo, el aplicativo MULTIRATE® resulta ser una herramienta versátil, segura y confiable para la realización automática de este tipo de pruebas, pues no genera brechas en la producción del pozo y no requiere contar con un operador de pozo en sitio.

Se presentó la metodología desarrollada para equipos de levantamiento por cavidades progresivas en el análisis del comportamiento de la producción de pozos mediante el uso de pruebas multitasa.

La implementación de este tipo de metodologías en la adquisición de información de pozos resulta una excelente alternativa en la caracterización de pozos obteniendo información confiable sin generar perdidas de producción.

Se realizó el ajuste al algoritmo para ser utilizado en equipos de levantamiento por bombeo electrosumergible, mostrando buenos resultados en el control del variador de frecuencia y en la obtención de información durante la realización de la prueba.

La información recopilada a partir de la prueba multitasa permitió generar de manera exitosa la tabla de conocimiento para el pozo de prueba logrando realizar la caracterización de la producción de este.

Se definieron los escalones para la prueba realizada en el pozo de prueba UIS-01, en donde se evidenció una perturbación entre los escalones seleccionados en el

análisis del comportamiento de la presión debido a un daño presente en la formación.

Para los escalones 2 y 9, las variaciones en las presiones de fondo durante la producción dieron como resultados permeabilidades de 10.9 Darcys para el escalón 2 y 13.35 Darcys para el escalón 9, esto debido a los cambios en el comportamiento dinámico de la formación durante la producción.

El análisis financiero realizado teniendo en cuenta el indicador beneficio/costo dio como resultado una relación de 4.66 lo que indica que el proyecto es rentable, teniendo en cuenta el bajo costo en la realización de la prueba sin necesidad de detener el equipo para la realización de esta.

## 9. RECOMENDACIONES

Se recomienda tener en cuenta tiempos más prolongados en la realización de futuras pruebas multitasa, con el fin de disminuir la incertidumbre en la adquisición de los datos de producción y en los cálculos petrofísicos desarrollados.

Se recomienda realizar la prueba de producción para el pozo UIS-01 con un tiempo de ejecución más prolongado, con el fin de realizar una comparación entre la calidad de información obtenida para tiempos de pruebas prolongados con respecto a la información obtenida durante la prueba realizada.

Se recomienda implementar el algoritmo desarrollado para el aplicativo MULTIRATE® en pozos nuevos con el fin de analizar el comportamiento de este tipo de pruebas en pozos poco intervenidos y con bajos tiempos de producción.

Utilizar la información obtenida en este proyecto para realizar una comparación cualitativa y cuantitativa de la información de la base de datos del pozo por parte del operador de campo.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- ARGUELLES, J. D., & BENAVIDES, F. A. Optimización de la producción de un campo petrolero ubicado en la cuenca del caguán-putumayo utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga. 2017
- CELIS, A. F., & MORENO, M. F. Análisis de yacimiento mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión de los pozos productores del campo El Triunfo. Bogotá. 2018.
- EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis. Dallas. Texas. 1977.
- ESCOBAR, F. H., CANTILLO, J. H., & SANTOS, N. A practical approach form estimation of the average reservoir pressure from multi-rate test in long horizontal wells. 2011.
- ESP OIL. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Venezuela.2004.
- ESP OIL. Introducción al Bombeo Electrosumergible. 2005.
- HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008
- HUSEYNOV, R., BABAYEV, J., SADIKOGLU, K., AZIZOV, E., & ISMAYILOVA, F. Water Breakthrough Effect on well Productivity and Skin Factor Change. Baku, Azerbaijan. 2017.
- KETTLUN, C. B. Indicadores Evaluación de Proyectos. 2015.
- MILEAF, H. Electricidad Serie 1-7. Mexico. 1985.
- RAMIREZ, M. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. Venezuela. 2004.
- SCHLUMBERGER. Essentials of Pressure Test Interpretation. 1981.
- SCHLUMBERGER. REDA Production System Variadores de Frecuencia. 2006.
- SLOTTE, P. A., & BERG, C. F. Lecture notes in well-testing. Noruega. 2017-2019.
- TIAB, D., MONGI, A., & BERKAT, A. Interpretation of Multirate Test by the Pressure Derivative in Oil Reservoirs. Venezuela.1999.

