



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

**TEMA:**

**“MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE  
AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS  
DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**STEVEN ORLANDO BORBOR REYES**

**TUTOR:**

**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, PhD.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2025**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO  
DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA  
POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**STEVEN ORLANDO BORBOR REYES**

**TUTOR:**

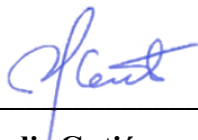
**ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA, PhD.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2025**

**UPSE**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**Ing. Marllerlis Gutiérrez Hiestroza,  
PhD.  
DIRECTORA DE CARRERA**



---

**Ing. José Villegas Salabarría, PhD.  
DOCENTE TUTOR**




---

**Ing. Israel Yagual Pita, Msc.  
DOCENTE ESPECIALISTA**



---

**Ing. Carlos Malavé Carrera, Msc.  
DOCENTE DE LA UIC**



---

**Ing. David Vega González  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

# DEDICATORIA

Por su inmensa gratitud dedico este trabajo a Dios ya que es el quien nos mantiene con vida, salud y bienestar para seguir adelante luchando por todos y cada uno de los objetivos que tenemos en esta vida.

De igual manera a los pilares fundamentales del hogar como son mis padres, cuyo respaldo moral y económico me han permitido llegar a este punto académico.

A mi hermana quien de manera involuntaria me hace ser mejor persona cada día.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO**” elaborado por el estudiante **STEVEN ORLANDO BORBOR REYES**, egresado de la carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8 % de la valoración permitida.

 <b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister		
<b>Tesis - Steven Borbor 2</b>		
<b>8%</b> Textos sospechosos		
<b>4% Similitudes</b> 0% similitudes entre comillas < 1% entre las fuentes mencionadas		
<b>4% Idiomas no reconocidos</b>		
Nombre del documento: Tesis - Steven Borbor 2.docx ID del documento: 719224eebe3da31e928edaac07839a5ad7880d81 Tamaño del documento original: 5,1 MB Autores: []	Depositante: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA Fecha de depósito: 3/12/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/12/2024	Número de palabras: 12.946 Número de caracteres: 82.808

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**JOSE BALLARDO  
VILLEGAS  
SALABARRIA**

---

Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

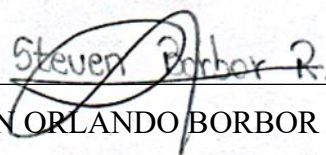
C.I.: 0802495069

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Steven Orlando Borbor Reyes, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



Steven Borbor R.

---

STEVEN ORLANDO BORBOR REYES

**Autor de Tesis**

**C.I. 092886975**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr/a. Steven Orlando Borbor Reyes, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:  
**JOSE BALLARDO  
VILLEGAS  
SALABARRIA**

---

Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

C.I.: 0802495069

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

## CERTIFICO

Que, he revisado el trabajo de Integración Curricular de título: **“MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”**, elaborado por el estudiante de la Carrera de Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena: **BORBOR REYES STEVEN ORLANDO** previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Que, he realizado las observaciones pertinentes en los ámbitos de la gramática, ortografía y puntuación del documento, mismas que han sido acogidas proactivamente por el egresado, corroborando así, que han sido introducidos los ajustes correspondientes en el trabajo en mención.

Por lo expuesto, autorizo al peticionario, hacer uso de este certificado como a bien convenga.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**ALEXI JAVIER  
HERRERA REYES**

Lic. Alexi Javier Herrera Reyes  
Magíster en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos  
CC. 0924489255  
Registro SENESCYT: 1050-14-86052904  
Teléfono: 0962989420

La Libertad, a los 18 días del mes de noviembre de 2024



## **AGRADECIMIENTOS**

Infinitamente mis agradecimientos los extiendo a Dios quien nos brinda la vida día a día para seguir adelante manteniendo nuestra fe intacta.

El núcleo familiar conformado por mamá, papá y hermana los cuales me siguen brindando su apoyo moral y en su debido momento el sacrificio económico que han hecho, siendo así el motor fundamental para establecer mis objetivos y cumplir mis metas. A aquellos familiares que me motivaron para seguir adelante y desertar en este proceso académico.

A los docentes que nos acompañaron en este viaje académico brindando sus experiencias y enseñanzas en el aula de clases. De igual manera a los Ingenieros que me ayudaron con este proyecto de investigación.

Aunque no hayan aportado en este trabajo de investigación, agradezco a esas personas con las cuales entrenaba en el GYM las mismas que se convirtieron en un sitio seguro donde acudo para liberar el estrés, tensión generada día a día.

# CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR .....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS.....	xiv
RESUMEN .....	xv
ABSTRACT .....	xvi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN .....	1
1.1.    PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	1
1.2.    ANTECEDENTES.....	1
1.3.    HIPÓTESIS.....	2
1.4.    OBJETIVOS .....	2
1.4.1.  Objetivo General.....	2
1.4.2.  Objetivos Específicos.....	2
1.5.    ALCANCE .....	3
1.6.    VARIABLES .....	3
1.6.1.  Variables Dependientes .....	3
1.6.2.  Variables Independientes .....	3
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO .....	4
2.1.    GENERALIDADES DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO 4	
2.1.1.  Localización del Bloque.....	4
2.1.2.  Geología del Bloque.....	4
2.1.3.  Propiedades de los reservorios de las formaciones productoras, Bloque GGV 5	
2.1.4.  Estratigrafía del Bloque .....	5
2.2.    PROPIEDADES PVT.....	6
2.2.1.  Factor volumétrico.....	6

2.2.2.	Relación Gas – Petróleo (GOR).....	7
2.2.3.	Densidad .....	7
2.2.4.	Viscosidad .....	7
2.2.5.	Gravedad API .....	8
2.3.	<b>PROPIEDADES DEL RESERVORIO .....</b>	<b>8</b>
2.3.1.	Presiones .....	8
2.3.2.	Permeabilidades .....	9
2.3.3.	Porosidad .....	10
2.3.4.	Temperatura del yacimiento .....	10
2.3.5.	Daño de formación.....	10
2.4.	<b>BOMBEO MECÁNICO.....</b>	<b>11</b>
2.4.1.	Componentes del bombeo mecánico .....	11
2.4.2.	Ventajas y desventajas del bombeo mecánico .....	13
2.4.3.	Factores de rendimiento.....	13
2.4.4.	Importancia de analizar curvas IPR y VLP para la producción.....	14
2.5.	<b>CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW.....</b>	<b>15</b>
2.5.1.	Concepto de curvas Inflow Performance Relationship (IPR) .....	15
2.5.2.	Tipos de curvas IPR: Vogel, Beggs and Brill, Darcy-Radial.....	16
2.5.3.	Curvas Outflow: Definición y relevancia en la producción .....	20
2.5.4.	Balance de flujo entre Inflow y Outflow: Análisis nodal.....	21
2.6.	<b>AFLUENCIA DE LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CON ALGORITMOS .....</b>	<b>23</b>
2.6.1.	Descripción del software MATLAB en la ingeniería de yacimientos...	23
2.6.2.	Algoritmos de simulación para curvas Inflow y Outflow .....	24
2.6.3.	Precisión y eficiencia en la simulación .....	25
<b>CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....</b>		<b>26</b>
3.1.	<b>DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>26</b>
3.1.1.	Tipo de investigación .....	26
3.1.2.	Método de investigación .....	26
3.1.3.	Población .....	26
3.1.4.	Muestra.....	27
3.1.5.	Procedimiento metodológico.....	28
3.2.	<b>ESTRUCTURA DEL ALGORITMO PARA CURVAS INFLOW – OUTFLOW.....</b>	<b>29</b>
3.2.1.	Diseño de la interfaz gráfica .....	29
3.3.	<b>ALGORITMO PARA CURVAS INLFOW Y OUTFLOW .....</b>	<b>31</b>

3.3.1. Descripción general del Método .....	31
3.3.2. Pasos para resolver mediante la correlación Beggs & Brill.....	31
3.3.3. ¿Cómo se resuelve el modelo? .....	33
3.3.4. Ecuaciones del algoritmo .....	36
3.3.5. Explicación general de la función Flow type.....	46
<b>CAPITULO IV: RESULTADOS .....</b>	<b>50</b>
<b>4.1. ANÁLISIS DE LOS POZOS .....</b>	<b>50</b>
4.1.1. Pozo ANC1723.....	50
4.1.2. Pozo ANC1657.....	52
<b>4.2. AJUSTE HISTÓRICO .....</b>	<b>54</b>
4.2.1. Pozo ANC1723.....	54
4.2.2. Pozo ANC1657.....	55
<b>4.3. PRESIONES.....</b>	<b>56</b>
4.3.1. Pozo ANC1723.....	56
4.3.2. Pozo ANC1657.....	57
<b>CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>58</b>
<b>5.1. CONCLUSIONES .....</b>	<b>58</b>
<b>5.2. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>59</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>66</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Columna estratigráfica del Bloque.....	6
Figura 2: Esquema gráfico del daño de formación.....	11
Figura 3: Componentes principales del bombeo mecánico .....	12
Figura 4: Simulación de la relación IPR y VLP de un pozo petrolero .....	15
Figura 5: Esquema del comportamiento de la curva IPR .....	16
Figura 6: Comparación de IPR Vogel con otros modelos.....	17
Figura 7: Comparación VLP/IPR utilizando Beggs and Brill .....	18
Figura 8: Curva IPR utilizando el modelo de DARCY .....	20
Figura 9: Curvas Inflow y Outflow .....	21
Figura 10: Esquema del desplazamiento del fluido.....	22
Figura 11: Esquema metodológico para el algoritmo de curvas Inflow y Outflow.....	28
Figura 12: Usuario y contraseña.....	29
Figura 13: Opciones para generación de curvas.....	29
Figura 14: Ingreso de datos de prueba para generar curvas IPR .....	30
Figura 15: Curva IPR con datos de prueba.....	30
Figura 16: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1723 para un GOR de 157 scf/bbl..	50
Figura 17: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1723 para un GOR de 500 scf/bbl..	51
Figura 18: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1657 para un GOR de 228 scf/bbl..	52
Figura 19: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1657 para un GOR de 500 scf/bbl..	53
Figura 20: Ajuste histórico de la producción de petróleo del pozo ANC1723 .....	54
Figura 21: Ajuste histórico de la producción de petróleo del pozo ANC1657 .....	55
Figura 22: Ajuste de Inflow del pozo ANC1723 .....	56
Figura 23: Ajuste de Inflow del pozo ANC1657 .....	57

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Patrón sedimentológico del Bloque. ....	4
Tabla 2: Propiedades de los reservorios .....	5
Tabla 3: Factor volumétrico promedio del Bloque GGV.....	7
Tabla 4: Clasificación del crudo, según °API .....	8
Tabla 5: °API del Bloque GGV .....	8
Tabla 6: Componentes del sistema de bombeo mecánico .....	12
Tabla 7: Factores de rendimiento del Bombeo Mecánico .....	14
Tabla 8: Fases de flujo de fluidos en un análisis nodal .....	21
Tabla 9: Algoritmos de simulación utilizando curvas Inflow y Outflow .....	24
Tabla 10: Límites de identificación del régimen de flujo .....	42

# **“MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO”**

**Autor:** Borbor Reyes Steven

**Tutor:** Villegas Salabarría José

## **RESUMEN**

La tasa de producción de petróleo es un dato de suma importancia e indispensable para generar un comportamiento de fluidos dentro del pozo. Este estudio es de carácter explicativo en donde su metodología se basa en: recopilación de datos de pozos productores, recopilación de parámetros PVT del yacimiento, simulación y generación de curvas Inflow y Outflow en software Matlab.

Durante la recepción de datos, se describe las generalidades del bloque Gustavo Galindo Velasco, sus propiedades PVT, el tipo de bombeo mediante el cual se encuentra produciendo, así como la importancia del uso de algoritmos para generar el comportamiento de curvas mediante el software antes mencionado. Los modelos matemáticos son indispensables para la generación del algoritmo en este trabajo de investigación; Beggs & Brill fue el modelo matemático utilizado en el algoritmo.

Al final se obtiene el análisis de resultados del comportamiento de afluencias de los pozos simulados ANC1723 y ANC1657. De igual manera se obtiene el ajuste histórico de ambos pozos lo cual evidencia la precisión del modelo de simulación utilizado; los resultados proporcionan una base confiable para la toma de decisiones operativas en función de las fluctuaciones de producción observadas.

**PALABRAS CLAVE:** comportamiento de afluencias, Beggs & Brill, Gustavo Galindo Velasco, inflow, outflow, simulación, producción, PVT.

**“MODELING AND SIMULATION OF INFLOW BEHAVIOR,  
INFLOW AND OUTFLOW CURVES FOR WELLS IN THE  
GUSTAVO GALINDO VELASCO BLOCK”.**

**Author:** Borbor Reyes Steven

**Tutor:** Villegas Salabarría José

**ABSTRACT**

The oil production rate is a very important and indispensable data to generate fluid behavior inside the well. This study is of an explanatory nature where its methodology is based on: data collection from producing wells, collection of reservoir PVT parameters, simulation and generation of Inflow and Outflow curves in MATLAB software.

During the data reception, the generalities of the Gustavo Galindo Velasco block, its PVT properties, the type of pumping by which it is producing, as well as the importance of the use of algorithms to generate the behavior of curves using the software are described. Mathematical models are indispensable for the generation of the algorithm in this research work; Beggs & Brill was the mathematical model used in the algorithm.

At the end, the analysis results of the inflow behavior of the simulated wells ANC1723 and ANC1657 are obtained. Likewise, the historical adjustment of both wells is obtained, which evidences the accuracy of the simulation model used; the results provide a reliable basis for making operational decisions based on the observed production fluctuations.

**KEY WORDS:** inflow behavior, Beggs & Brill, Gustavo Galindo Velasco, inflow, outflow, simulation, production, PVT.



# **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

## **1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

La producción de hidrocarburos en un pozo depende principalmente de la presión, pero a medida que transcurre el tiempo esta presión disminuye debido al agotamiento de energía del reservorio. Para ello, el/los ingenieros analizan el comportamiento del fluido en el pozo productor mediante simulaciones para evaluar la rentabilidad del pozo graficando la tasa de producción del pozo frente a la presión.

El análisis de este comportamiento depende de los parámetros petrofísicos del yacimiento y de las propiedades del PVT. Aquí es donde entra en juego la tecnología, ya que realizar este proceso manualmente es una pérdida de tiempo. Utilizando modelos matemáticos y datos del yacimiento (tasa de producción y presión del fondo), se pueden generar algoritmos para simular curvas IPR y VLP.

Ya con los datos base, simplemente se ingresa en el algoritmo para generar el comportamiento de afluencias e incluso predecir en un futuro como varía la productividad mientras declina la presión.

## **1.2. ANTECEDENTES**

Los avances en la tecnología de estimulación de yacimientos han llevado a técnicas que facilitan la simulación de producción en tiempo real en el campo y al mismo tiempo permiten la estimación de contratiempos asociados con la estimulación de pozos.

Los ingenieros de pozos deben observar constantemente el comportamiento de la producción, Análisis Nodal es un recurso que permite la creación de diferentes escenarios para monitorear y seleccionar el escenario más adecuado para lograr los objetivos planteados (Alvarez, 2008). En los estudios realizados en el campo Guaricho (específicamente el pozo Guaricho 12), utilizó el análisis nodal para visualizar las zonas de intercepción en el comportamiento de la curva trazando las curvas Inflow y Outflow. Al mismo tiempo, concluyó que los cortes que se muestran en la imagen deben ser la causa del agotamiento energético del yacimiento, es decir, que el pozo dejó de producir debido a su energía.

(Pérez, 2019) señaló que el comportamiento de la entrada es un indicador esencial para determinar la producción del pozo, por lo que realizó un estudio mediante modelos matemáticos y utilizando programas (Visual Basic, Excel) para obtener este comportamiento. Los estudios anteriores tuvieron éxito e incluso observaron diferencias en los resultados entre los métodos utilizados.

(Chuiza, 2018) desarrolló un algoritmo para curvas de flujo de entrada de pozos de larga distancia centrándose en 3 métodos (Vogel, Standing y Fetkovich). Al realizar este procedimiento, se encontró que el método Fetkovich es más efectivo porque tiene en cuenta los datos obtenidos de las pruebas de pozos. También recomienda seguir utilizando el algoritmo para disponer la salida de flujo (outflow) de pozos.

### **1.3. HIPÓTESIS**

Mediante la simulación del comportamiento de afluencias y representación de curvas Inflow – Outflow, se identificará tasas de producción, además ¿se elevará la tasa de producción de pozos del Bloque Gustavo Galindo Velasco del Cantón Santa Elena?

### **1.4. OBJETIVOS**

#### **1.4.1. Objetivo General**

- Desarrollar un algoritmo en Matlab que modele y simule el comportamiento de afluencias, curvas Inflow y Outflow en pozos petroleros del Bloque Gustavo Galindo Velasco.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Modelar numéricamente los métodos matemáticos para la simulación del comportamiento de afluencias en pozos petroleros.
- Levantar información sobre las propiedades petrofísicas y propiedades PVT del campo GGV.
- Realizar y simular el comportamiento de afluencias con datos obtenidos del yacimiento y pozos petroleros.
- Analizar el comportamiento de curvas obtenidas de cada pozo simulado.

## **1.5. ALCANCE**

Mediante los modelos matemáticos se desarrollará el algoritmo en lenguaje de programación Matlab para simular el comportamiento de afluencias de pozos petroleros del campo GGv.

También se analizará los resultados de tasas de producción que se puede obtener al variar parámetros de presión. Del mismo modo establecer las ventajas o desventajas al usar el algoritmo.

## **1.6. VARIABLES**

### **1.6.1. Variables Dependientes**

- Tasas de producción de pozos.
- Software Matlab.

### **1.6.2. Variables Independientes**

- Propiedades PVT.
- Propiedades petrofísicas del yacimiento.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. GENERALIDADES DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO

#### 2.1.1. Localización del Bloque

Aproximadamente con un área de 1200 km<sup>2</sup> el Bloque Gustavo Galindo Velasco se establece en la parroquia Ancón del cantón y provincia de Santa Elena. Este bloque se distribuye en 16 segmentos congregados en 3 zonas: Norte, Sur y Central. El bloque se divide en 16 partes divididas en 3 zonas: Norte, Sur y Central. Limita al oeste y al norte con el bloque 1 llamado Pacoa, al sur con el Océano Pacífico y al este con el bloque 5 llamado Rodeo. (Chalén, 2023).

#### 2.1.2. Geología del Bloque

El bloque Gustavo Galindo Velasco se ubica en la unidad geológica del levantamiento Santa Elena, el cual limita al este con La Cruz (falla regional), al sur con el Golfo de Guayaquil, al norte con la cordillera Chongón – Colonche y oeste se encuentra el prisma Neógeno (Catuto, 2022).

Desarrollado sobre la corteza oceánica, la unidad geológica Levantamiento Santa tuvo una serie de cambios sedimentarios desde las eras Paleoceno – Eoceno (Tigse, 2018). La Tabla 1 muestra el patrón sedimentológico del campo GGV.

Tabla 1. Patrón sedimentológico del Bloque, (Catuto, 2022).

FORMACIÓN	SEDIMENTOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS
Santa Elena	Arenisca media a gruesa	Presencia de afloramientos de facies Cherts de formación Guayaquil.
Atlanta	Arenisca gris, silícea	Presencia de lutitas constituyendo el principal reservorio debido a sus fracturas.
Santo Tomás	Arenisca silícea conglomerada	Descrita como una formación altamente resistiva con porosidad menor del 11%.
Grupo Ancón	Rocas silicoclásticas	Compuesto por una mixtura de matriz arcillosa.
Passage Beds	-	Conformado por arenisca y lutitas.

Socorro	-	Constituido por arenisca turbidítica y pelita.
Clay Pebble Beds	-	Formada por arcilla.

### 2.1.3. Propiedades de los reservorios de las formaciones productoras, Bloque GGV

Las principales propiedades de las rocas y de los fluidos para las formaciones del bloque GGV obtenidas de registros eléctricos y análisis de fluidos se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: Propiedades de los reservorios, (Paz, 2018).

Formación	Porosidad (Fr)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (Fr)
Santa Elena	0.110	7.7	0.60
Atlanta	0.100	0.7	0.50
Santo Tomás	0.090	0.9	0.50
Passage Beds	0.075	5	0.64
Socorro	0.110	4	0.45
Clay Pebble Beds	0.100	55	0.50

### 2.1.4. Estratigrafía del Bloque

Bajo la formación Santa Elena (Cretácico) se encuentra la formación Atlanta (Paleoceno – Eoceno), así como la formación contemporánea denominada Tablazo (Pleistoceno); Pasage Beds (PB), Santo Tomás, Socorro, Seca y Zapotal forman las rocas del grupo Ancón. Todas las formaciones anteriores se encuentran ubicadas en el bloque Gustavo Galindo Velasco (Rodríguez R. , 2011).

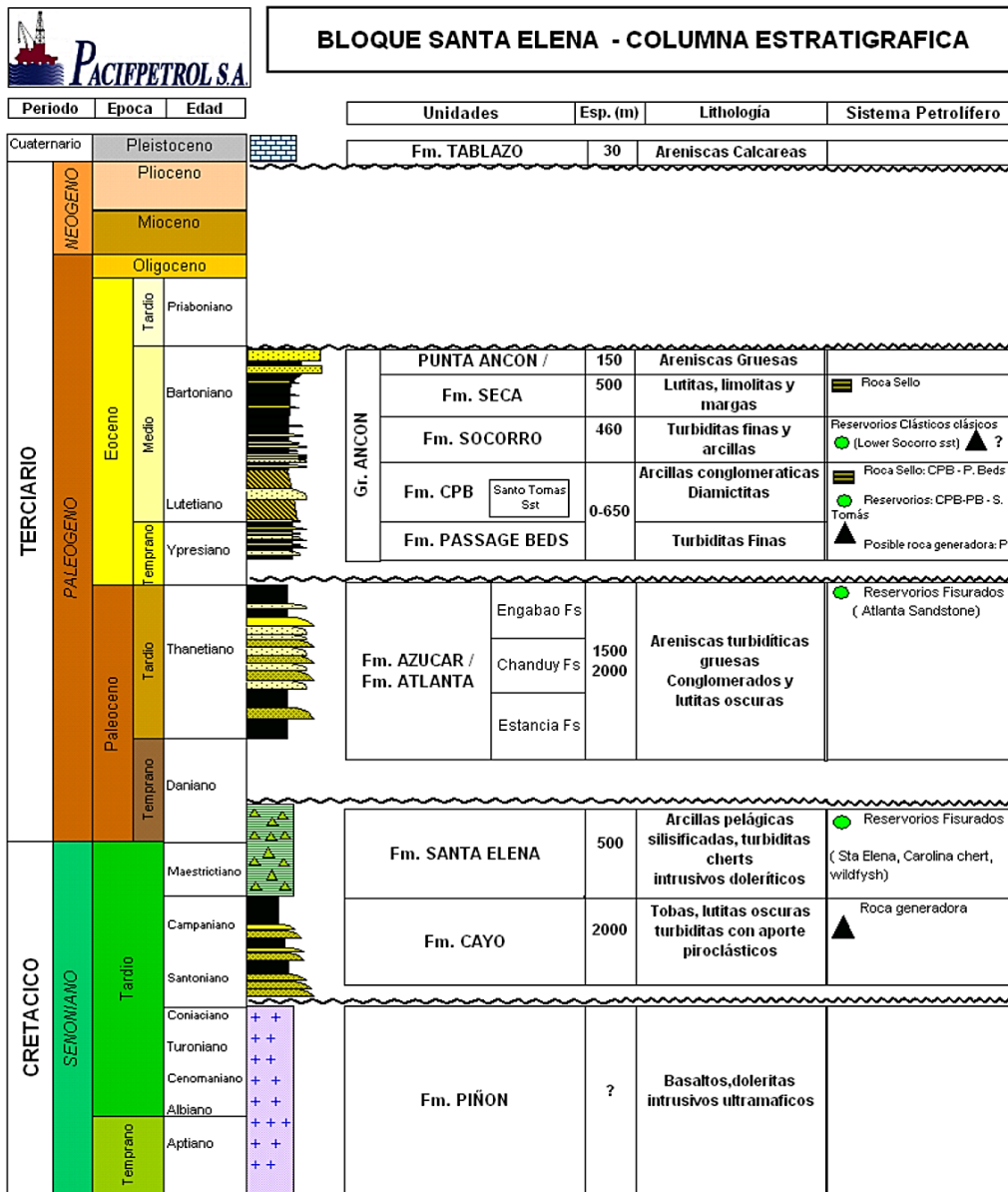


Figura 1. Columna estratigráfica del Bloque (Pacifpetrol, 2012).

## 2.2. PROPIEDADES PVT

Las muestras de fluidos de los diversos reservorios del bloque GGV presentan propiedades PVT considerando las condiciones de fondo de pozo para la confiabilidad de estudios de ingeniería en yacimientos.

### 2.2.1. Factor volumétrico

El factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) es la relación entre el volumen del petróleo a condiciones de reservorio y el volumen del petróleo a condiciones de superficie. La Tabla

3 presenta los valores promedios del factor volumétrico del petróleo para cada formación del campo GGV.

Tabla 3: Factor volumétrico promedio del Bloque GGV, (*Armijos & Oña, 2018*).

<b>Formación</b>	<b>Factor volumétrico (By/Bn)</b>
Santa Elena	1.2
Atlanta	1.16
Santo Tomás	1.14
Passage Beds	1.2
Socorro	1.2
Clay Pebble Beds	1.2

#### **2.2.2. Relación Gas – Petróleo (GOR)**

GOR está determinado por el volumen de gas en pies cúbicos que se disuelve en un barril de petróleo a condiciones normales (Rodríguez & Pilasagua, 2014). La evolución de la relación GOR en este campo sugiere un mecanismo de producción por expansión de gas disuelto. Aproximadamente la relación GOR aumenta según la producción de los pozos, llegando a estabilizarse en zonas de desarrollo maduro (1350 cu.ft./bbl) (Galarza, 2013).

#### **2.2.3. Densidad**

La densidad es la relación existente entre el peso específico del hidrocarburo y el agua a ciertas condiciones de presión y temperatura (Angel & Hidalgo, 2022). La densidad promedio del petróleo del campo GGV es de 0.85 (Asencio & Gómez, 2018).

#### **2.2.4. Viscosidad**

La viscosidad es una propiedad de los líquidos que se resiste al paso del flujo afectada por presión y temperatura. Se la conoce también como fuerza de arrastre. La viscosidad del campo GGV a 40 °C posee un valor promedio de 37.274 y a 50 °C tiene 30.699 (Murillo & Solórzano, 2016).

### 2.2.5. Gravedad API

La gravedad API clasifica al petróleo en diferentes categorías como liviano, mediano y pesado. Es decir, cuanto mayor es la gravedad API más liviano es el crudo. La tabla 4 muestra la clasificación del crudo según la °API.

Tabla 4: Clasificación del crudo, según °API, (Cortés, 2017).

<b>Crudo</b>	<b>Densidad (g/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densidad (°API)</b>
Super liviano	<0.83	>39
Liviano	0.87-0.83	31.1-39
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Pesado	1-0.92	10-22.3
Extrapesado	>1	<10

Adicionalmente, la tabla 5 muestra los °API de los reservorios del campo GGV.

Tabla 5: °API del Bloque GGV, (Paz, 2018).

<b>Formación</b>	<b>°API</b>
Santa Elena	33.6
Atlanta	39.0
Santo Tomás	39.5
Passage Beds	39.0
Socorro	36.8
Clay Pebble Beds	39.0

## 2.3. PROPIEDADES DEL RESERVORIO

### 2.3.1. Presiones

**Presión del punto de burbuja.** – se origina cuando aparece la primera burbuja de gas en la solución de petróleo. Cuando este gas se encuentra libre en el yacimiento, el petróleo se considera saturado; si se encuentra por encima de la presión de burbuja, se lo conoce como petróleo subsaturado (Plúa & Rivas, 2018).



**Presión de fondo fluyente.** - es la presión medida en el fondo de un pozo a nivel de la zona de los disparos cuando los fluidos no están en equilibrio en el yacimiento (Pillajo & Zambrano, 2012).

### 2.3.2. Permeabilidades

Se define como aquella capacidad de las rocas para mover fluidos a través de espacios porosos interconectados. La permeabilidad se expresa en md con grados de: 1 a 10 (permeabilidad baja), 10 a 100 (permeabilidad buena), 100 a 1000 (permeabilidad muy buena). En laboratorios la permeabilidad se determina de la siguiente manera:

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (1)$$

Donde;

K es la permeabilidad en darcys.

$\mu$  es la viscosidad en cps.

L es la distancia de recorrido del fluido en cm.

A es la sección transversal en  $\text{cm}^2$ .

$\Delta P$  es la diferencia de la presión en atm.

q es la tasa de producción en  $\text{cm}^3/\text{s}$ .

Además, según (Angel & Hidalgo, 2022) la permeabilidad se clasifica en:

- Permeabilidad absoluta. - es la conductividad de una roca a un fluido mientras el espacio poroso es saturado al 100% por el fluido.
- Permeabilidad efectiva. - ocurre cuando la roca está saturada en presencia de petróleo, agua o gas.
- Permeabilidad relativa. - es la relación entre la permeabilidades absoluta y efectiva.

### 2.3.3. Porosidad

Se define como la relación entre el volumen de los poros de una roca y su volumen total. Esta característica se expresa en porcentaje con niveles normales: 1 a 5 (muy baja porosidad), 5 a 10 (baja porosidad), 10 a 15 (porosidad moderada), 15 a 20 (buena porosidad), y mayor a 20 (muy poroso) (Bustos, 2018). Su fórmula se establece de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (2)$$

Donde;

$\phi$  es la porosidad absoluta.

$V_p$  es el volumen poroso.

$V_t$  es el volumen total.

### 2.3.4. Temperatura del yacimiento

La temperatura del yacimiento es un factor importante que afecta directamente las condiciones del fluido. Es una función de la profundidad del pozo, es decir cuanto más profundo es el depósito, mayor es la temperatura. (Galarza, 2013). Generalmente se mide en ° Fahrenheit.

### 2.3.5. Daño de formación

El daño a la formación es una cantidad adimensional que se utiliza para calcular la diferencia en la presión del fondo del pozo a medida que cambia la permeabilidad (Balceca, 2019). Estos cambios son causados por la intrusión del fluido de perforación, la obstrucción de los disparos, el crecimiento bacteriano, la alta saturación de gas, la penetración parcial, las fracturas y la dispersión de arcillas. La figura 2 muestra una representación gráfica del daño de formación.

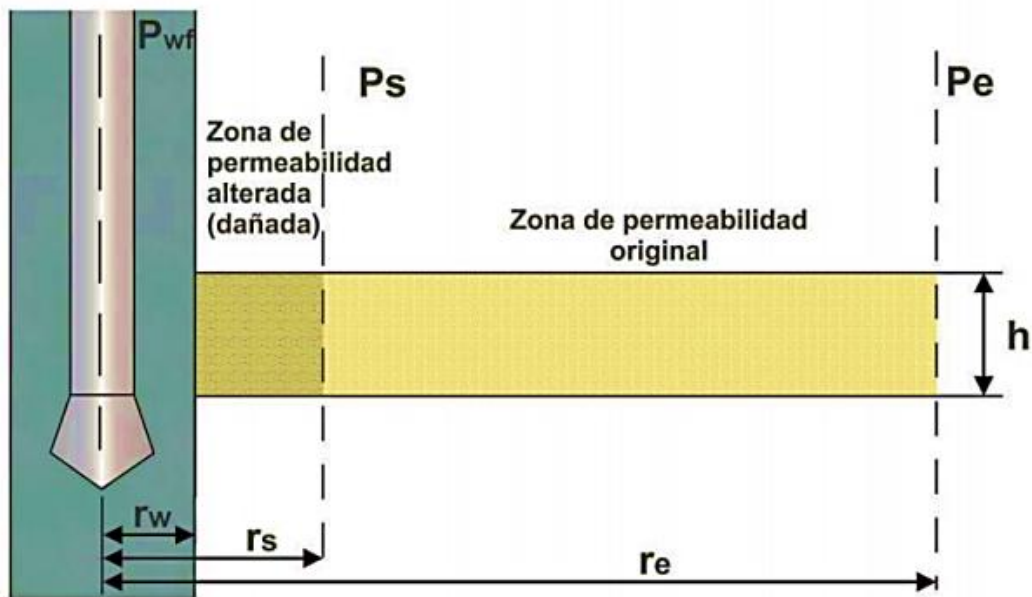


Figura 2: Esquema gráfico del daño de formación (Balceca, 2019)

Donde;

$P_{wf}$ : presión de fondo fluuyente.  $P_s$ : presión al extremo del radio de la zona dañada.  $P_e$ : Presión de yacimiento.  $r_w$ : radio del pozo.  $r_s$ : radio de la zona dañada.  $r_e$ : radio del yacimiento.

## 2.4. BOMBEO MECÁNICO

Considerado como el método de elevación artificial más común utilizado para la producción de petróleo crudo, mediano y pesado. El objetivo principal de este método es elevar el fluido desde el depósito a la superficie mediante una bomba subterránea alternativa, un motor eléctrico o de combustión interna y una serie de cámaras que transmiten el movimiento creado por el balancín (Camargo et al., 2019).

### 2.4.1. Componentes del bombeo mecánico

En la figura 3 se muestran los principales componentes del sistema de bombeo mecánico como unidad de bombeo mecánico, cabezal o árbol de conexiones, sarta de varillas y bomba reciprocante (Gálvez & Cueva, 2021).

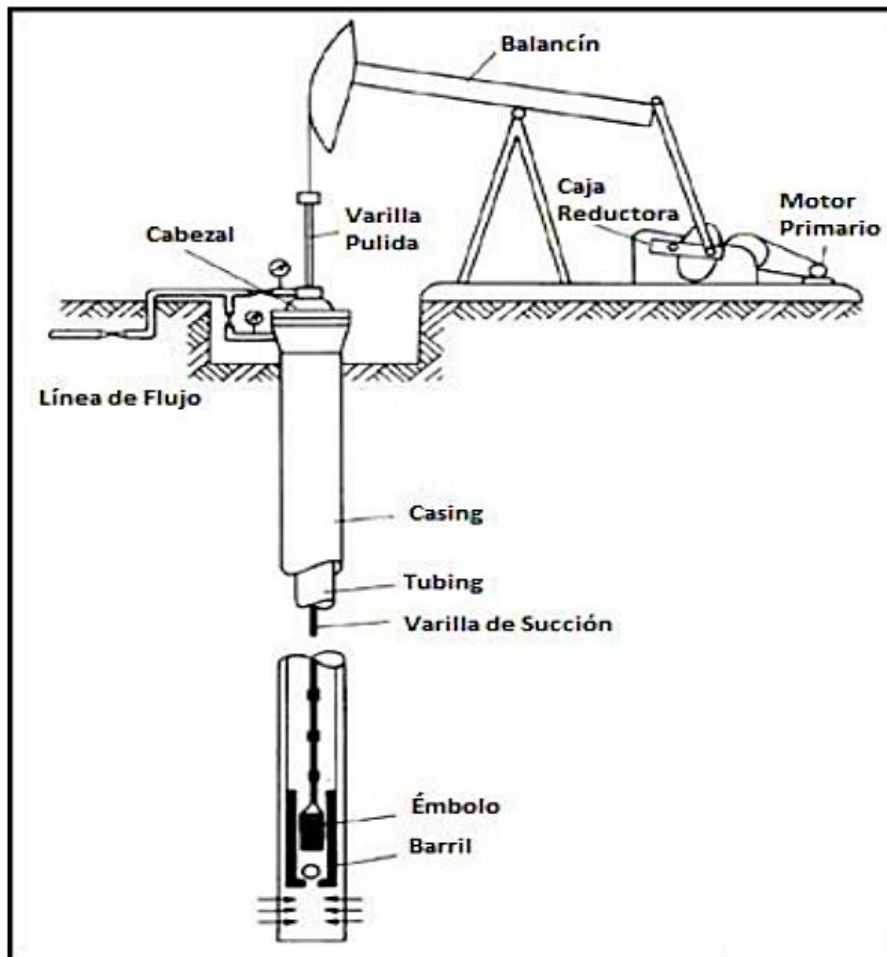


Figura 3: Componentes principales del bombeo mecánico, (Hernández, 2018).

La tabla 6 detalla las características de algunos componentes del sistema de bombeo mecánico.

Tabla 6: Componentes del sistema de bombeo mecánico, (Gálvez & Cueva, 2021).

Componente	Característica
Cabezal	Medida de prevención y control de fluido del pozo.
Sarta de varillas	Determina la profundidad a la bomba para lograr el nivel estático del fluido.
Varilla pulida	Soporta la fuerza de flotación y fricción.
Bomba	Desplaza los fluidos del yacimiento hacia la superficie

---

mediante la tubería de  
producción.

---

#### **2.4.2. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico**

Gálvez & Cueva, (2021) y Hernández, (2018) determinaron las principales ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico:

##### **Ventajas**

- Sistema de levantamiento artificial de fácil operación.
- Permite modificar la longitud de la carrera y las emboladas optimizando la producción.
- Equipo resistente a altas temperaturas.
- Utilizado en yacimientos con crudos pesados y de alta viscosidad.
- Costo de mantenimiento bajo.
- Componentes del sistema de fácil acceso.

##### **Desventajas**

- Desgaste de equipo por presencia de arenas.
- Relación Gas-Petróleo elevada afecta la tasa de producción.
- Decrecimiento de la efectividad según la profundidad.
- Declinación rápida de la tasa de producción.
- Daños en la bomba por presencia de gas.

#### **2.4.3. Factores de rendimiento**

Para la selección del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico se deben conocer factores de rendimiento que sustenten la decisión de implementar este sistema de levantamiento (ver Tabla 7).

Tabla 7: Factores de rendimiento del Bombeo Mecánico, (Benavides, 2015); (Boim et al., 2015)

Factor	Descripción
Tasa de producción	La cantidad de fluido es inversamente proporcional a la profundidad. A medida que la profundidad aumenta, la producción disminuye.
Sarta de varillas	Transporta la energía desde la superficie hasta la bomba de fondo. A medida que la profundidad aumenta, los costos de inversión también aumentan por unidades de bombeo de mayor capacidad.
Presencia de gas y sólidos	La presencia de gas y sólidos podría ocasionar la paralización del movimiento del pistón en el barril, incrementando los esfuerzos en varillas y la unidad de bombeo.
Profundidad	Extiende el límite de la profundidad máxima de operación debido a que los esfuerzos en las varillas disminuyen.
Propiedades del fluido	Para el diseño de este sistema se consideran las propiedades físicas y químicas del fluido y el tipo de yacimiento, este factor es el que permite utilizar con frecuencia el levantamiento por bombeo mecánico.

#### 2.4.4. Importancia de analizar curvas IPR y VLP para la producción

Las curvas de rendimiento de entrada (IPR) enfatizan su importancia para demostrar la productividad del yacimiento y mejorar la producción de los pozos. La curva de rendimiento de elevación vertical (VLP) se puede mejorar utilizando tecnología de

elevación artificial. IPR y VLP son métodos confiables para predecir el desempeño de pozos y optimizar la producción utilizando parámetros de campo, propiedades de rocas y fluidos comunes (Hakiki et al., 2017).

Las relaciones IPR y VLP son vitales para optimizar sistemas de levantamiento artificial. Además, muestran su importancia significativa en comprender con precisión las características de entrada y elevación vertical de la formación de los pozos (Ye et al., 2022). La Figura 4 muestran las relaciones IPR y VLP de un pozo petrolero.

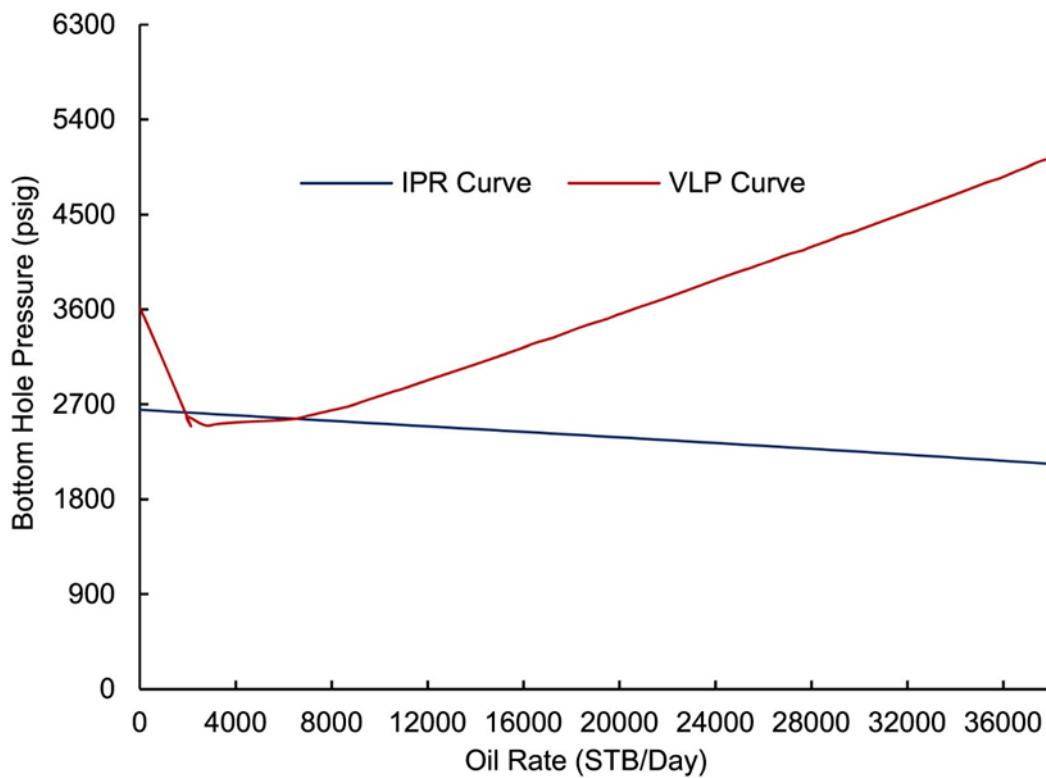


Figura 4: Simulación de la relación IPR y VLP de un pozo petrolero, (Sreenivasan et al., 2023)

## 2.5. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW

### 2.5.1. Concepto de curvas Inflow Performance Relationship (IPR)

La curva IPR, también conocida como relación entrada-rendimiento, es una herramienta matemática que evalúa el desempeño de un pozo mediante un gráfico que muestra el comportamiento de la presión de flujo de fondo de pozo ( $P_{wf}$ ) versus la producción del pozo ( $Q$ ). (Erazo et al., 2020). El comportamiento de esta curva depende de la composición del fluido del yacimiento.

La figura 5 presenta un esquema del comportamiento de las curvas IPR de un pozo durante su vida productiva. La disminución del flujo que se muestra en estas curvas se debe a la caída de la presión del yacimiento, es decir, la caída del flujo del pozo durante la producción. Esta reducción es función de las características del yacimiento y del pozo.

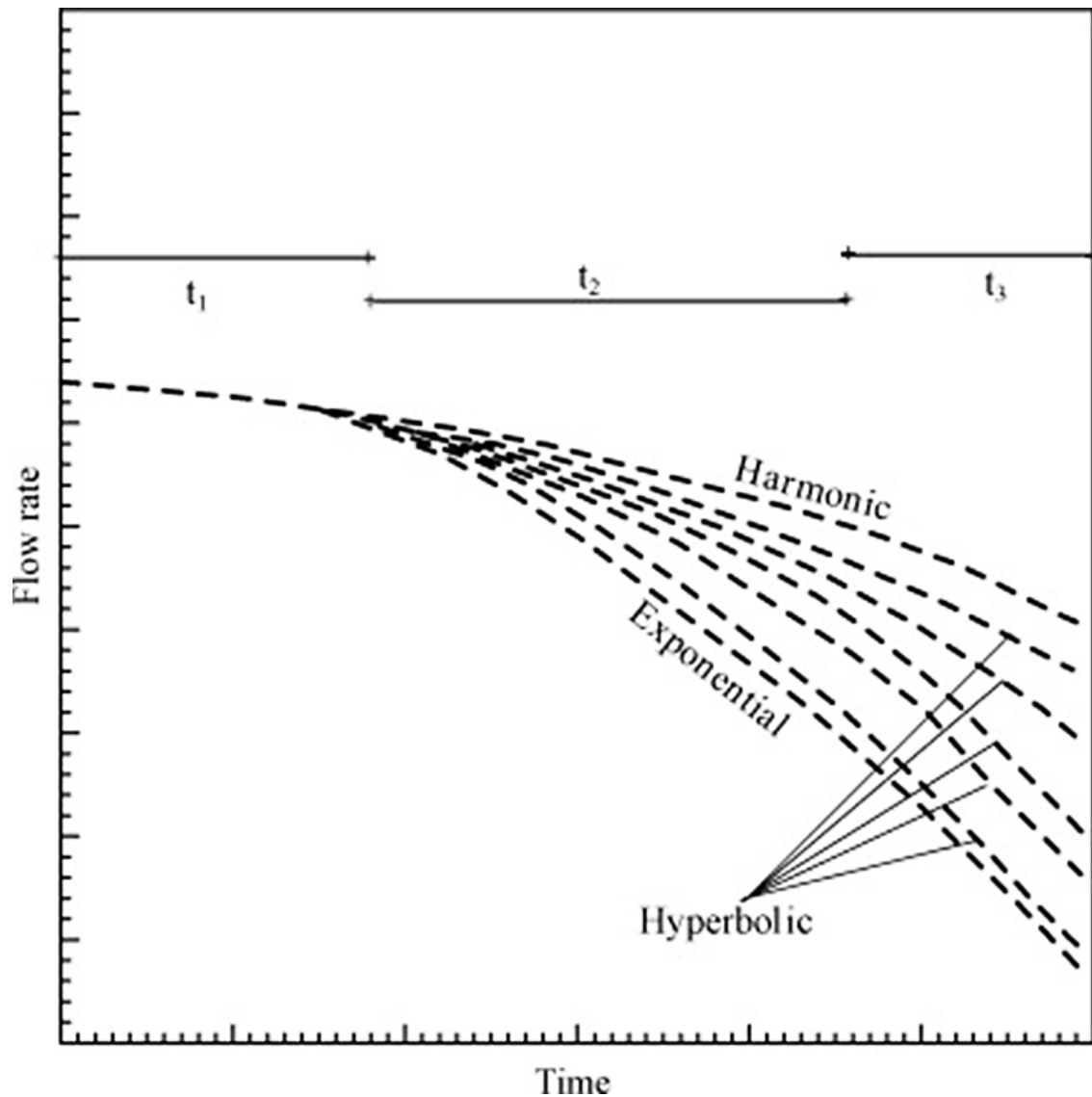


Figura 5: Esquema del comportamiento de la curva IPR, (Aragón et al., 2008)

### 2.5.2. Tipos de curvas IPR: Vogel, Beggs and Brill, Darcy-Radial

#### ➤ Vogel

Vogel (1968) utilizó datos de 21 pozos de diversos yacimientos y desarrolló una expresión adimensional conocida como la curva de referencia de Vogel:



$$\frac{Q_o}{Q_{o_{max}}} = 1.0 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{p_e} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{p_e} \right)^2 \quad (3)$$

Donde  $Q_o$  es la tasa de producción volumétrica de petróleo.

$Q_{o_{max}}$  es la tasa máxima de flujo volumétrico de petróleo.

$P_{wf}$  es la presión de fondo de pozo.

$p_e$  es la presión promedio del yacimiento.

La Figura 6 presenta el comportamiento de la curva IPR de Vogel comparadas con otros modelos como Montoya, Meza y Wiggins.

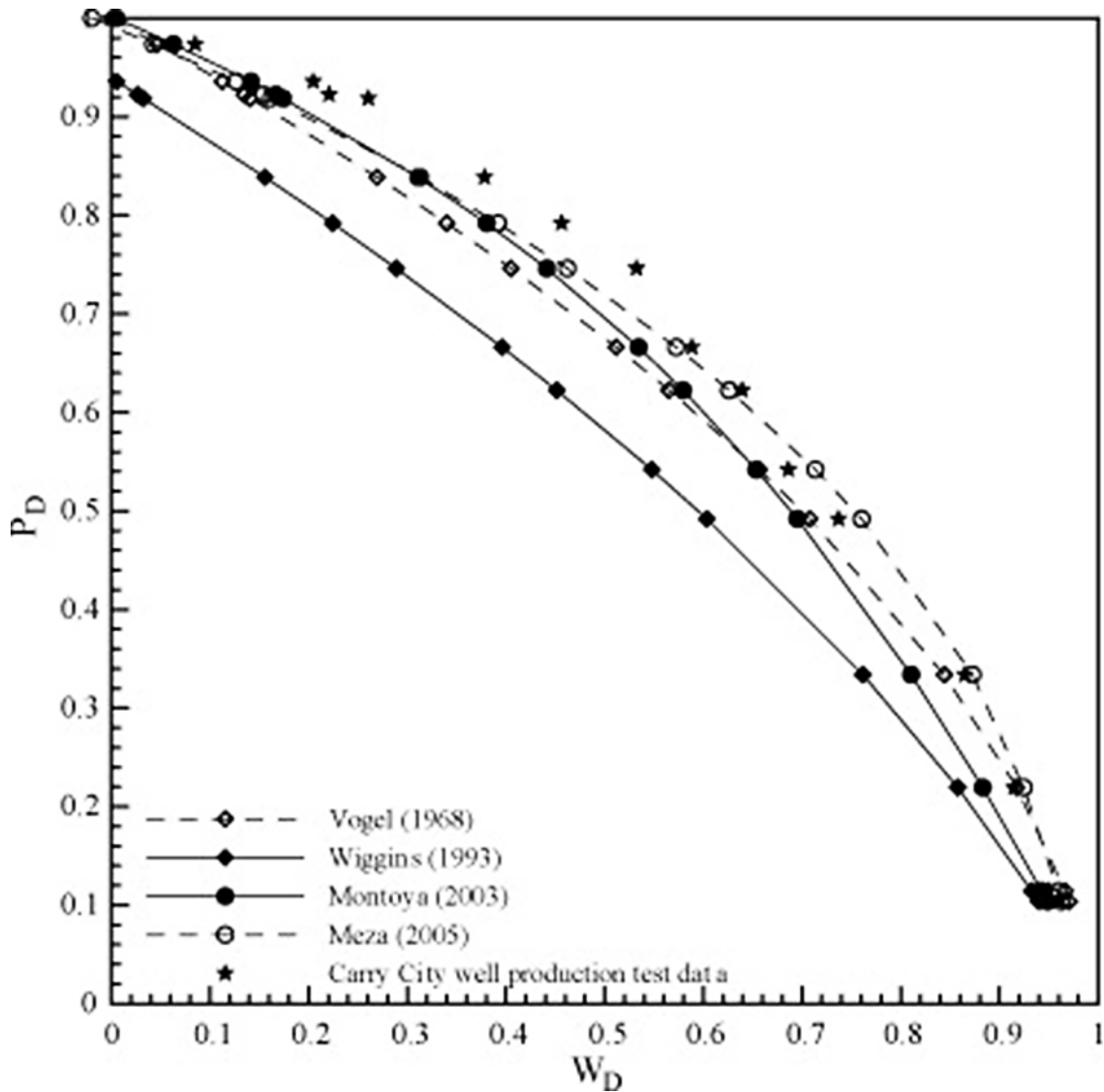


Figura 6: Comparación de IPR Vogel con otros modelos, (Aragón et al., 2008)

➤ **Beggs and Brill**

Beggs and Brill se utiliza para flujos horizontales o verticales y todos los flujos intermedios. Este método utiliza el balance de energía mecánica total y el cálculo de densidad promedio para el gradiente de presión (Biyanto, 2016). El propósito de la correlación de Beggs and Brill es el cálculo de las propiedades que afectan a las caídas de presión de flujo multifásico a diferentes grados de inclinación de la tubería (Pérez Angulo et al., 2016). La ecuación de caída de presión para la fase de gas y líquida se expresa de la siguiente manera:

$$-\frac{d_p}{d_z} = \frac{\frac{g}{gc} \text{sen } \theta (\rho_l fl + \rho_g (1 - fl)) + \frac{fm Gm vm}{2gc d}}{1 - \frac{(\rho_l fl + \rho_g (1 - fl))v_m v_g}{pg_c}} \quad (4)$$

Esta ecuación se reduce a fase líquida cuando fl tiende a 1 y a fase gaseosa cuando fl tiende a 0.

En la Figura 7 se presenta una comparación VLP/IPR para la correlación de Beggs and Brill, en la que se observa la dinámica de la tasa de gas y la presión del fondo del pozo. Esta correlación es típica para el flujo de tuberías.

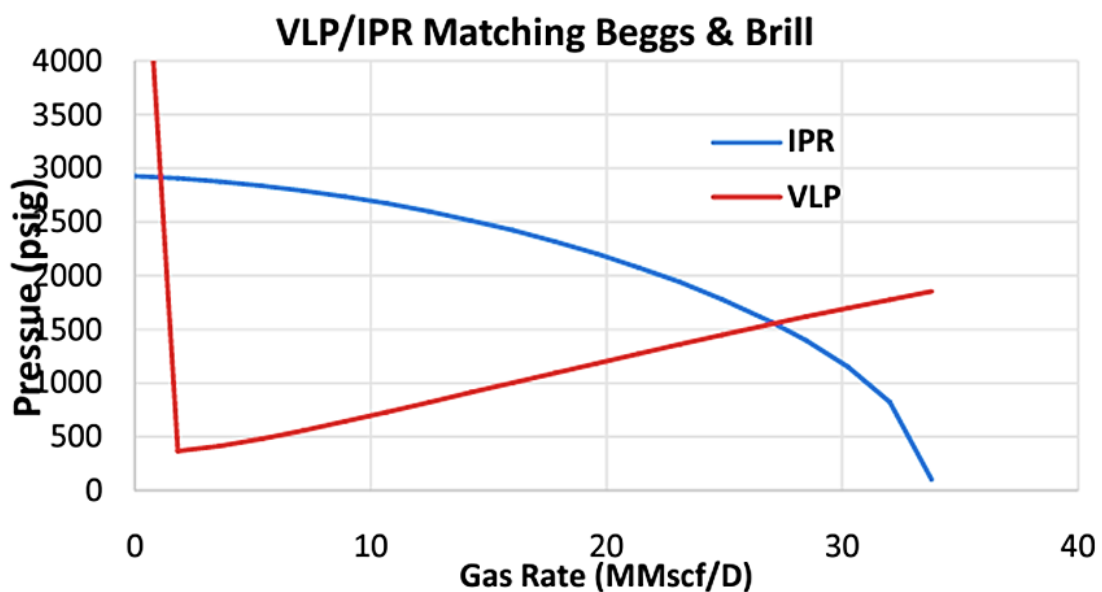


Figura 7: Comparación VLP/IPR utilizando Beggs and Brill, (Kumar & Mahmud, 2017).

➤ **Darcy – Radial**

Darcy determina la representación general del flujo radial del petróleo mediante la siguiente ecuación (Mondavi, 2014):

$$q_o = \frac{k_o h (\overline{P}_R - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \ln \left( 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (5)$$

Donde  $q_o$  es la tasa de producción.

$K_o$  corresponde a la permeabilidad.

$\mu_o$  es la viscosidad.

$P_{wf}$  es la presión de fondo de pozo.

$P_R$  es la presión de yacimiento constante.

El índice de productividad (IP) o también conocido como J se define como la relación entre la tasa que el yacimiento entrega al pozo y la diferencia de presiones:

$$IP = J = \frac{k_o h}{\mu_o \beta_o \ln \left( 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (6)$$

O

$$IP = J = \frac{q_o}{(\overline{P}_R - P_{wf})} \quad (7)$$

Y en términos de tasa de producción la ecuación se determina como:

$$q_o = J(\overline{P}_R - P_{wf}) \quad (8)$$

Con la ecuación 6 se determina la calidad del pozo en términos de producción: mal productor ( $J < 0.5$ ); productividad media ( $0.5 \leq J \leq 1.0$ ); buen productor ( $1.0 \leq J \leq 2.0$ ) y excelente productor ( $J \geq 2.0$ ).

La Figura 8 muestra el comportamiento de la curva IPR utilizando el modelo de yacimiento de Darcy.

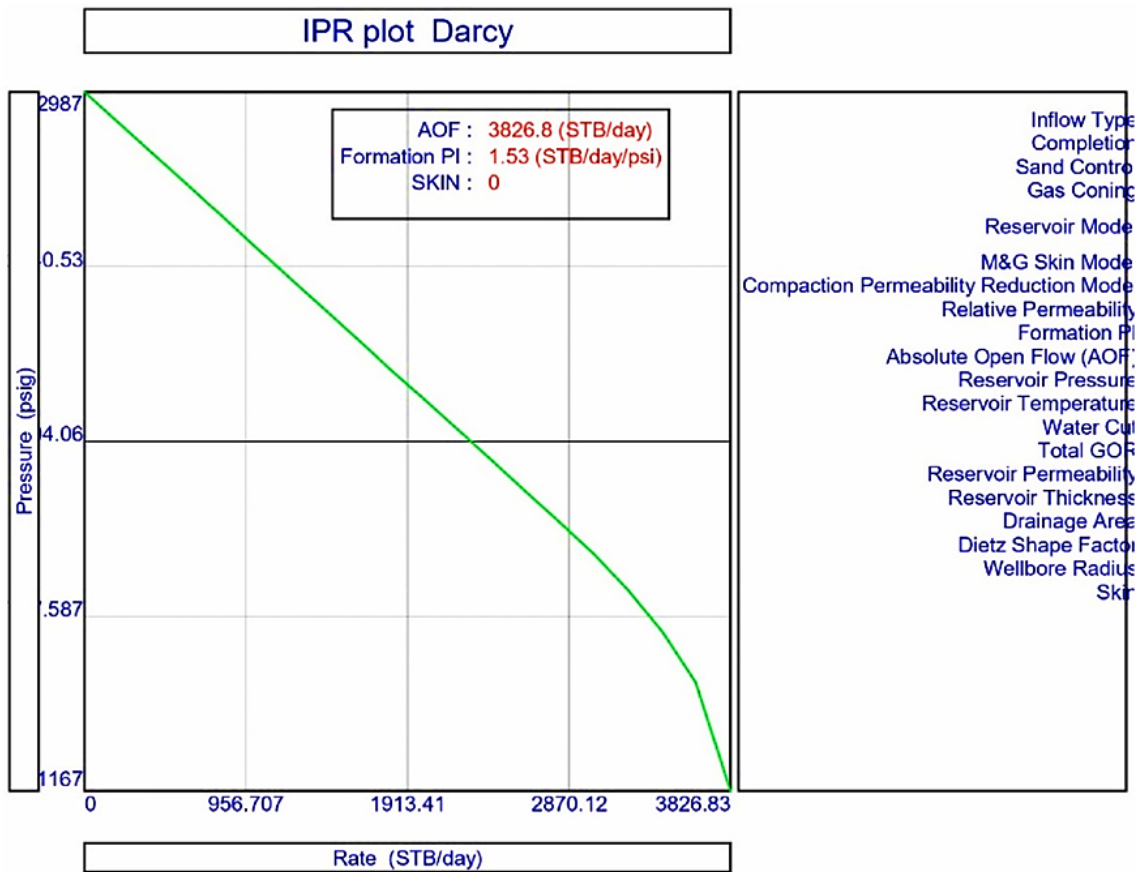


Figura 8: Curva IPR utilizando el modelo de DARCY, (Neog, 2023)

### 2.5.3. Curvas Outflow: Definición y relevancia en la producción

Las curvas Outflow son la representación gráfica a la presión de la salida del nodo que está en función del caudal de producción (ver Figura 9). Al elegir el fondo del pozo como nodo, entonces IPR es la curva de oferta y VLP es curva de demanda (Plúa & Rivas, 2018).

La curva Outflow es la cantidad de energía requerida para que el fluido del pozo llegue al separador con una presión remanente aproximada de 30 Psi, por las pérdidas en el trayecto del fluido (Moya & Ormaza, 2012).

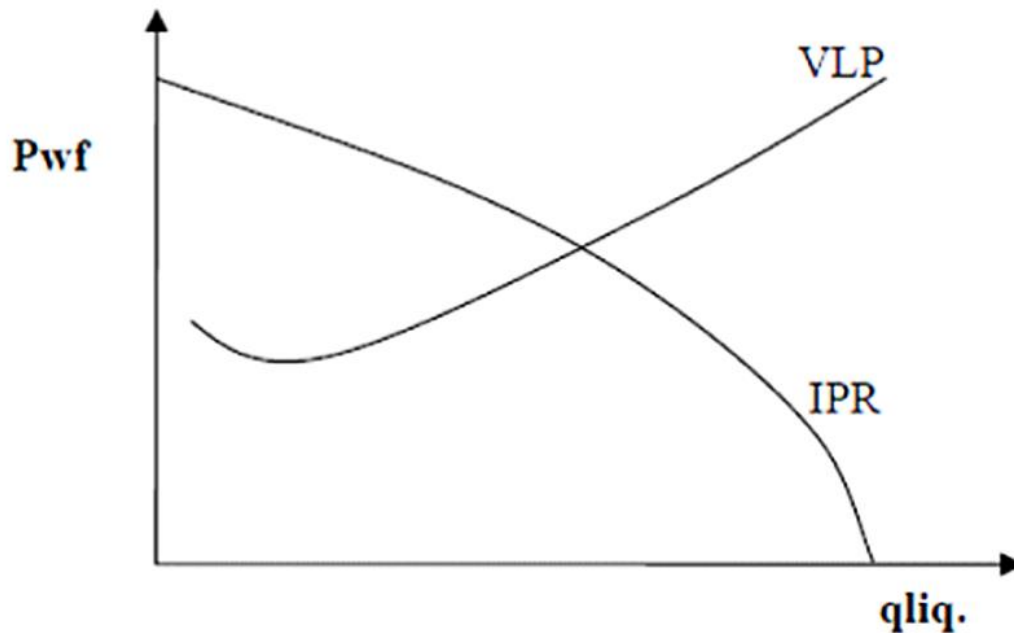


Figura 9: Curvas Inflow y Outflow, (Plúa & Rivas, 2018)

Las curvas Outflow son esenciales para determinar la condición actual y óptima de los pozos.

#### 2.5.4. Balance de flujo entre Inflow y Outflow: Análisis nodal

El análisis nodal identifica las restricciones de flujo y cuantifica su impacto en la producción total. Además, define el comportamiento del sistema de producción para crear mecanismos que mejoren la eficiencia del flujo y aumenten la producción (Mármol & Rodríguez, 2015).

##### ➤ Desplazamiento de los fluidos en el sistema

La tabla 8 presenta las fases de flujo que corresponden a un análisis nodal.

Tabla 8: Fases de flujo de fluidos en un análisis nodal, (Mármol & Rodríguez, 2015)

Fases de flujo	Características
Flujo de fluidos a través de medios porosos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de fluidos como petróleo, agua y gas en el medio poroso.</li> <li>- Flujo de fluidos desde la formación hacia la cara de la arena</li> </ul>

	<p>donde se tiene una presión de fondo fluvente estática.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pérdidas en presión debido a la baja capacidad del flujo, daño de la formación causado por disparos y resistencia al flujo de fluidos.</li> </ul>
<p>Flujo de fluidos a través de la tubería vertical o de producción</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie con una presión de cabeza.</li> <li>- Energía suministrada dependen del sistema de levantamiento.</li> <li>- Control de caída de presión a lo largo de la tubería de presión.</li> </ul>
<p>Flujo de fluidos a través de la tubería horizontal o línea descarga</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desplazamiento de los fluidos desde el cabezal, reductores de presión, línea de flujo superficial, separadores del fluido hasta los tanques de almacenamiento.</li> </ul>

La figura 10 muestra un esquema del flujo del fluido desde el reservorio hasta la superficie.

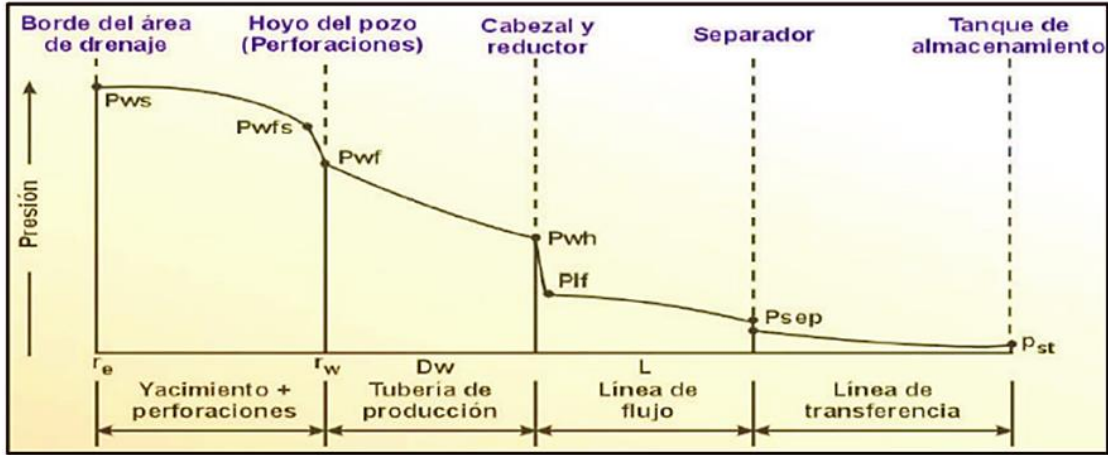


Figura 10: Esquema del desplazamiento del fluido, (Mármol & Rodríguez, 2015)

### ➤ **Balance de flujo**

Consiste principalmente en el balance de energía entre las curvas de rendimiento de la oferta y la demanda (Inflow y Outflow). Este equilibrio se realiza de forma gráfica o analítica. Para el análisis cuantitativo, la oferta y la demanda en los nodos se calculan hasta que ambas presiones sean iguales, suponiendo diferentes tasas de producción (Obregón & Mera, 2019).

Para realizar el análisis gráfico, se grafican las dos curvas en un plano cartesiano para conseguir el caudal donde se interceptan. Los pasos para la gráfica consisten en:

- A un valor de  $Q$  superficial se establece  $P_{wfs}$  y  $P_{wf}$ , partiendo de  $P_{ws}$ .
- Se grafica  $P_{wf}$  versus  $Q$ .
- Se repite el procedimiento para otros valores de  $Q$  y se grafica la curva de oferta de energía del sistema.

De igual manera, se determina  $P_{wh}$  y  $P_{wf}$  partiendo de la presión del separador para graficar la curva de demanda.

## **2.6. AFLUENCIA DE LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CON ALGORITMOS**

### **2.6.1. Descripción del software MATLAB en la ingeniería de yacimientos**

MATLAB es un lenguaje de programación que ayuda a simular yacimientos para aumentar las reservas de petróleo y gas y tiene capacidades completas de programación vectorizada (Jia et al., 2024). Modela y optimiza plataformas de perforación y analiza datos sísmicos para encontrar ubicaciones óptimas de perforación (MathWorks, 2024).

Es un lenguaje de programación de alto rendimiento para cálculos técnicos que permite crear herramientas reutilizables personalizadas (Aguilar et al., 2021).

### ➤ **Características técnicas principales del software MATLAB**

Según (MathWorks, 2024), las características más relevantes son:

- Permite realizar cálculos científicos y de ingeniería.
- Entorno de escritorio optimizado para la solución de problemas.

- Gráficas para visualización de datos.
- Aplicaciones para ajustes de curva.
- Creación de aplicaciones con interfaz de usuario personalizada.
- Interfaz para C/C++, Java, .NET, Python, SQL, Hadoop y Excel.

### 2.6.2. Algoritmos de simulación para curvas Inflow y Outflow

La tabla 9 muestra algunos ejemplos de algoritmos de simulación que emplean curvas Inflow y Outflow para el rendimiento de los pozos de petróleo y la solución de problemáticas en procesos de producción.

Tabla 9: Algoritmos de simulación utilizando curvas Inflow y Outflow

Algoritmo	Contribución	Referencia
Estimación del tamaño de cualquier obstrucción identificada en la sección del pozo horizontal de inyección.	Rendimiento de pozos petroleros.	(Al-Ajmi et al., 2017)
Algoritmo genético que analiza el comportamiento transitorio del yacimiento con las características dinámicas del pozo.	Resolver parámetros óptimos de operación en producción intermitente, mejorando la recuperación del gas.	(Wu et al., 2024)
Herramienta que combina el modelo térmico integral desarrollado con tecnología IPR y un algoritmo innovador de búsqueda de puntos de operación.	Estrangulamiento de válvulas del fondo del pozo para mejoramiento de la producción.	(Sun et al., 2008)



Algoritmo Nodal B	Diseño, optimización y solución de problemas de pozos de petróleo pesado y viscoso.	(Guirados et al., 1995)
Modelo de flujo de fluidos que captura rápido y eficiente los patrones de desplazamiento fluido-fluido.	Análisis de problemas de migración de fluidos y evaluación de interacciones dinámicas de flujo multifásico en medios porosos.	(Dai et al., 2023)

### 2.6.3. Precisión y eficiencia en la simulación

Arslan et al. (2004) utilizaron un simulador de yacimiento para modelar el flujo de dos fases en dos extremos y modelar el rendimiento de la tubería. A través de análisis nodal, evaluaron los flujos naturales y determinaron los caudales superior e inferior donde el cono de agua en la terminación superior y la producción de agua libre de petróleo en la terminación inferior limitan la separación máxima del agua inyectada. Los resultados de este estudio mejoran y reducen la compresión del agua y los efectos adversos, aumentando así la eficiencia de la productividad del pozo.

# CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

## 3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

### 3.1.1. Tipo de investigación

Los estudios explicativos analizan el comportamiento de una variable en función de otras variables porque son estudios causales, requieren control y deben cumplir otros criterios de causalidad. Los controles estadísticos son multivariados y tienen como objetivo descartar el azar, la casualidad o las relaciones espurias entre variables independientes y dependientes (Albornoz & Guzmán, 2023).

Por tal razón, el presente caso de estudio corresponde a una investigación que tiene como objetivo analizar el comportamiento de afluencias en pozos del Bloque Gustavo Galindo Velasco mediante la implementación de un algoritmo en MATLAB. Se busca identificar y explicar las relaciones causales entre las propiedades petrofísicas, PVT del yacimiento y la respuesta del pozo, evaluando las ventajas y desventajas del modelo propuesto en comparación con metodologías tradicionales.

### 3.1.2. Método de investigación

La deducción hipotética es un proceso científico que implica formular hipótesis, sacar conclusiones lógicas de ellas y luego compararlas con la realidad mediante experimentos o análisis de datos para probar su validez (Puebla, 2010).

Se tendrá en consideración para este estudio, mediante la formulación de hipótesis sobre el comportamiento de las afluencias en los pozos del Bloque Gustavo Galindo Velasco. A partir de estas hipótesis, se desarrollará un modelo matemático en MATLAB para simular dichas curvas, el cual será contrastado con datos reales obtenidos del campo. Los resultados de la simulación permitirán verificar o refutar las hipótesis planteadas, analizando la precisión y validez del modelo en la representación del comportamiento del yacimiento.

### 3.1.3. Población

Una población es un conjunto de individuos, elementos o datos que comparten características comunes y son objeto de investigación (Vizcaíno et al., 2023). En este caso, la población se encuentra restringida o constreñida, ya que en el campo Gustavo Galindo

Velasco se identificaron diferentes arenas productoras, cada una con sus propias características geológicas y potencial de producción (Socorro, 23%; CPB, 1%; Santo Tomás, 9%; Passage Beds, 1%; Atlanta, 61% y Santa Elena, 5%) (Pacifpetrol, 2023).

Además, se implementan varios sistemas de producción, cada uno adaptado a las condiciones específicas de los pozos y las características de los fluidos extraídos (Bombeo mecánico, 63%; Swab, 16%; Herramienta Local, 14%, Plunger Lift, 1%; Bombeo de cavidades progresivas, 5.5% y flujo natural de 0.5%). Esta diversidad en arenas y sistemas de producción permite una comprensión más completa del rendimiento del campo y su capacidad de extracción (Pacifpetrol, 2023).

#### **3.1.4. Muestra**

Se define muestra como un subconjunto representativo de la población seleccionada para una investigación con el fin de sacar conclusiones o generalizaciones sobre este (López, 2004).

Para este estudio, se tomará en cuenta la formación Atlanta, que representa el 61% de la producción total del campo, lo que la convierte en la arena más significativa en términos de aportes a la producción. Asimismo, se seleccionará el sistema de bombeo mecánico, que es el más utilizado, con un 63% de predominancia en el campo. Esta elección se justifica por la alta eficiencia de producción del sistema de bombeo mecánico y su capacidad para optimizar la extracción de hidrocarburos en comparación con otros sistemas disponibles.

Además, con el criterio de conveniencia y disponibilidad de los datos se seleccionaron a los pozos ANC1723 que inició con un pico de producción de 33bpd en 1967 y ANC1657 con un pico de 30 bpd en 1967 y que en la actualidad producen entre 0,3-3bpd con el método de bombeo mecánico.

### 3.1.5. Procedimiento metodológico

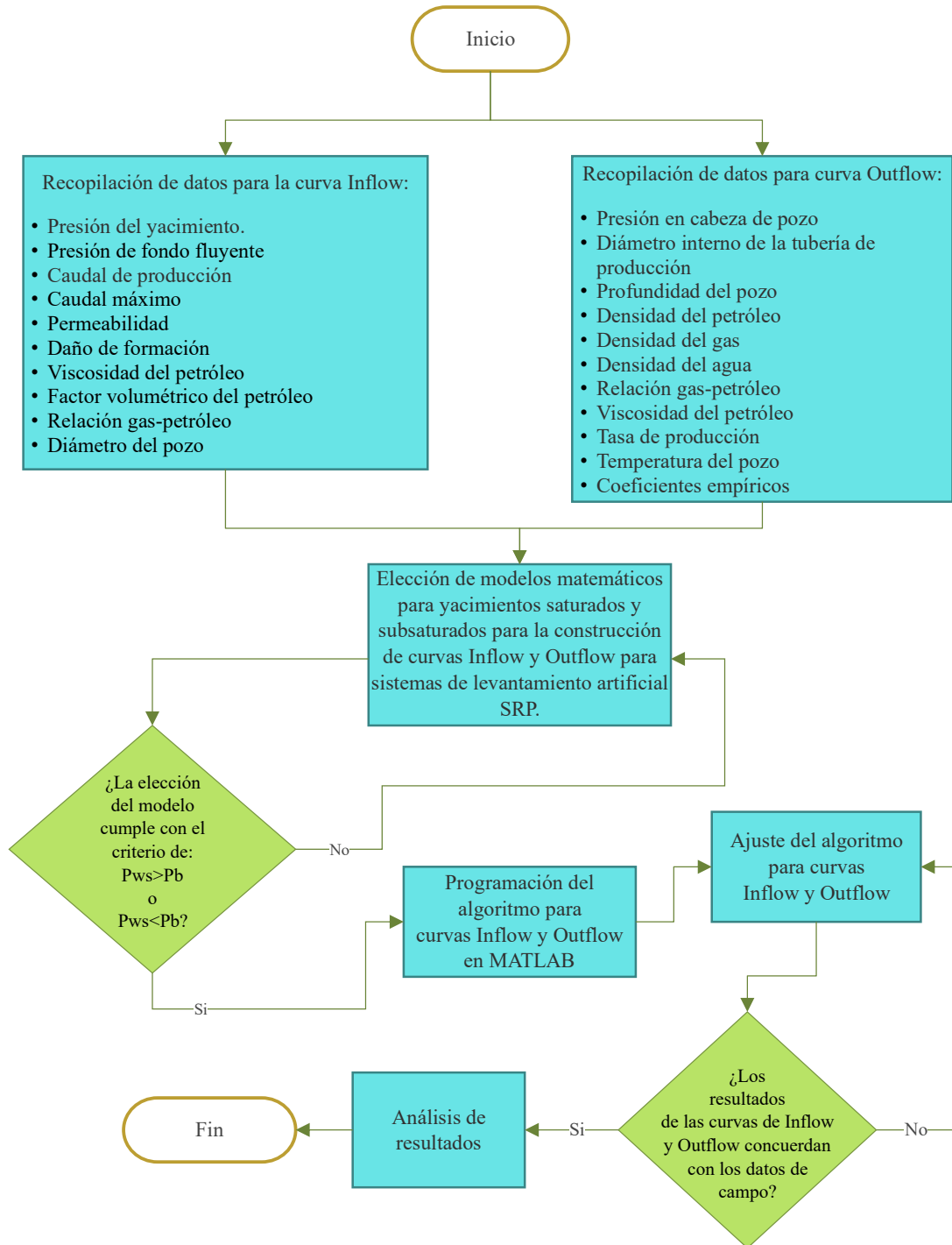


Figura 11: Esquema metodológico para el algoritmo de curvas Inflow y Outflow (Borbor, 2024)

En la Figura 11 se presenta el proceso detallado para la creación del algoritmo, el cual incluye las etapas de recolección y análisis de datos, selección de modelos matemáticos

adecuados, y desarrollo de la simulación para la obtención de las curvas Inflow y Outflow, considerando las particularidades del campo Gustavo Galindo Velasco.

### 3.2. ESTRUCTURA DEL ALGORITMO PARA CURVAS INFLOW – OUTFLOW

#### 3.2.1. Diseño de la interfaz gráfica



Figura 12: Usuario y contraseña, (Matlab, 2024).

En esta figura 5 se muestra la interfaz de inicio de sesión del programa desarrollado en MATLAB, donde se solicita al usuario ingresar un nombre de usuario y una contraseña válidos para acceder a las funciones del algoritmo. Este paso garantiza la seguridad y el control de acceso a la aplicación, permitiendo que solo usuarios autorizados puedan interactuar con el sistema.



Figura 13: Opciones para generación de curvas, (Matlab, 2024).

La figura 6 ilustra la disposición de los botones de la interfaz gráfica que permiten al usuario generar diferentes tipos de gráficos, como curvas IPR y VLP. Estos botones están diseñados para facilitar la interacción con el algoritmo, proporcionando una forma intuitiva y eficiente de visualizar los resultados de la simulación.



Figura 14: Ingreso de datos de prueba para generar curvas IPR, (Matlab, 2024)

En esta figura se observa la sección de la interfaz donde el usuario puede introducir los datos de prueba necesarios para la generación de la curva IPR, como presión estática del yacimiento, presión de fondo fluyente y caudal de producción. Este módulo está diseñado para recibir y procesar la información requerida, permitiendo una simulación precisa del comportamiento del pozo.

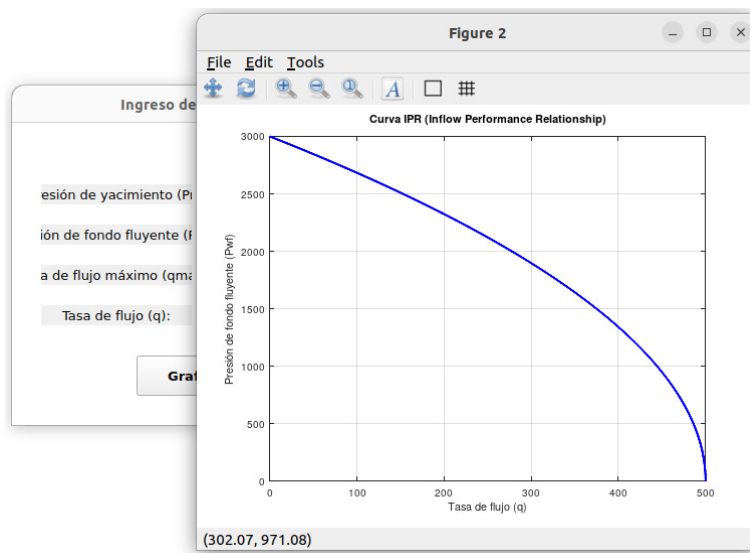


Figura 15: Curva IPR con datos de prueba, (Matlab, 2024)

La figura muestra la curva IPR generada a partir de los datos de prueba ingresados en el sistema. Esta gráfica representa la relación entre el caudal de producción y la presión de fondo fluyente, visualizando el rendimiento esperado del pozo bajo condiciones simuladas. La curva es fundamental para el análisis y la toma de decisiones en la optimización de la producción de los pozos del presente caso de estudio.

### 3.3. ALGORITMO PARA CURVAS INLFOW Y OUTFLOW

#### 3.3.1. Descripción general del Método

El modelo de Beggs & Brill es un modelo acoplado empíricamente que tiene en cuenta varios factores importantes para el flujo multifásico de gas-líquido en un pozo o tubería (West, 2020):

- **Patrones de flujo:** Identifica el patrón de flujo (segregado e intermitente) que existe en la tubería.
- **Distribución de fases:** Estima la forma en que el gas y el líquido están distribuidos dentro de la tubería.
- **Caída de presión:** Calcula la caída de presión total como la suma de tres componentes:
  - Caída de presión por **fricción**.
  - Caída de presión por **elevación** (debido a la gravedad).
  - Caída de presión por **aceleración** (cambio de velocidad del flujo multifásico).

#### 3.3.2. Pasos para resolver mediante la correlación Beggs & Brill

##### 1. Identificación del patrón de flujo:

- El patrón de flujo depende de la inclinación de la tubería, la fracción de gas y líquido, y la velocidad del flujo.
- Existen varios patrones de flujo posibles: flujo segregado, intermitente, distribuido, o en burbujas.
- La correlación determina cuál patrón de flujo está presente basándose en relaciones empíricas.

##### 2. Cálculo de fracción de líquido (Hold – up):

Hold-Up es la proporción de líquido que ocupa una sección transversal de la tubería y la correlación calcula la proporción de líquido aparente que depende del patrón de flujo y la pendiente de la tubería (Osiobe & Dulu, 2020).

### 3. Cálculo de caída de presión por fricción:

- La caída de presión por fricción se calcula utilizando la fricción entre el fluido y la pared de la tubería.
- Se aplica una modificación a la ecuación de Darcy-Weisbach para adaptar el cálculo al flujo multifásico:

$$\Delta P_{\text{fricción}} = D f_{\text{multifase}} * L * 2\rho * V^2 \quad (9)$$

Donde:

$f_{\text{multifase}}$  es el factor de fricción modificado para el flujo multifásico.

L es la longitud de la tubería, ft.

D es el diámetro de la tubería, in.

$\rho$  es la densidad del fluido, lb/ft<sup>3</sup>.

V es la velocidad promedio del fluido, lb/ft<sup>2</sup>.

### 4. Cálculo de caída de presión por elevación:

Esta caída de presión se debe a la diferencia de altura entre dos puntos en la tubería.

Depende del hold-up del líquido (fracción de líquido en la tubería) y de la gravedad:

$$\Delta P_{\text{elevación}} = gL (\rho_{\text{líquido}} * HL + \rho_{\text{gas}}(1 - HL)) \quad (10)$$

Donde:

g es la aceleración gravitacional, ft/s<sup>2</sup>.

HL es la fracción de hold-up de líquido.

$\rho_{\text{líquido}}$  y  $\rho_{\text{gas}}$  son las densidades del líquido y el gas, respectivamente, lb/ft<sup>3</sup>.

### 5. Cálculo de caída de presión por aceleración:

Este término suele ser menor que el término anterior y depende de la variación de velocidad del fluido multifásico. Se puede calcular relacionándolo con el cambio en la



energía del fluido y la energía cinética. Sin embargo, en muchos casos este término puede ignorarse si el cambio de velocidad no es significativo. (Castañeda & Ramírez, 2018).

## 6. Suma de las caídas de presión:

Finalmente, la correlación de Beggs & Brill suma los tres componentes calculados anteriormente para obtener la caída de presión total a lo largo de un segmento de tubería de fricción, elevación y aceleración.

### 3.3.3. ¿Cómo se resuelve el modelo?

#### 1. Patrón de flujo y Hold – up:

Dependiendo de las condiciones de operación, Beggs & Brill determina el patrón de flujo que predomina, y a partir de esto calcula la fracción de líquido presente en la tubería.

#### 2. Cálculo iterativo:

A medida que se recorre la longitud de la tubería o pozo, el método evalúa los tres componentes de la caída de presión en cada segmento pequeño y los suma para obtener la caída de presión total.

#### ▪ Flujo IPR

##### 1. Obtención de datos

El código recoge los datos necesarios para el cálculo, que incluyen:

- **Presión del yacimiento ( $p_r$ ):** Es la presión estática del reservorio.
- **Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ):** Es la presión en el fondo del pozo cuando el pozo está en producción.
- **Caudal máximo ( $q_{max}$ ):** La máxima tasa de flujo que se puede obtener cuando la presión de fondo es cero.
- **Caudal real ( $q$ ):** La tasa de producción actual.

##### 2. Verificación de datos

Se verifica si los valores ingresados son numéricos y válidos. Si alguno es incorrecto o falta, se muestra un mensaje de error.

### 3. Recopilación de datos para generar la curva IPR

El código genera una serie de valores de presión de fondo fluvente ( $P_{wf}$ , Psi) entre 0 y presión del yacimiento ( $P_r$ , Psi) para modelar la curva de IPR. Luego, se calcula la tasa de producción correspondiente a cada valor de  $P_{wf}$  usando la ecuación cuadrática de IPR (Tandazo, 2024).

$$q = q_{\max} \left( 1 - \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right) \quad (11)$$

Esta es una ecuación simplificada que describe cómo disminuye la tasa de producción  $q$  a medida que aumenta la presión de fondo fluvente  $P_{wf}$ .

### 4. Gráfica de la curva IPR

Finalmente, el código grafica la curva de Tasa de flujo ( $q$ ) contra Presión de fondo fluvente ( $P_{wf}$ ), mostrando cómo varía la producción en función de la presión de fondo fluvente.

En la gráfica:

- El eje X representa la **tasa de flujo ( $q$ )**.
- El eje Y representa la **presión de fondo fluvente ( $P_{wf}$ )**.

La curva describe la relación entre la producción y la presión a diferentes valores de  $P_{wf}$ , hasta llegar a la máxima producción cuando  $P_{wf}=0$ .

#### ▪ Flujo VLP

Curva de VLP (Vertical Lift Performance), que muestra cómo varía la presión en el fondo del pozo (BHP) en función de diferentes tasas de flujo de líquidos. A continuación, se detalla los pasos principales:

#### 1. Entrada de datos

Se ingresan y verifican varios parámetros relacionados con el pozo, fluidos y condiciones de operación:

- Tasa de producción de petróleo (oil rate).

- Tasa de producción de agua (wáter rate).
- Relación gas-petróleo (GOR).
- Gravedad específica del gas, petróleo y agua (gas grav, oil grav, wtr grav).
- Diámetro del pozo (diameter).
- Ángulo de inclinación del pozo (angle).
- Presión y temperatura en la cabeza del pozo (THP y THT).
- Temperatura en el fondo del pozo (TWF).
- Profundidad del pozo (depth).
- Rugosidad del pozo (roughness).
- Presión y temperatura de separación (Psep y Tsep).

## **2. Distribución de presión a lo largo del pozo**

Se define una función para calcular la distribución de presión a lo largo del pozo usando el método de Beggs & Brill. Esta función iterativa calcula cómo varía la presión desde la superficie (THP) hasta el fondo. En cada iteración, se llama a la función Beggs & Brill para calcular el cambio de presión  $dz/dp$  a una profundidad específica. La presión en el fondo se calcula sumando el cambio de presión acumulado a lo largo de las distintas profundidades.

## **3. Curva VLP (Vertical Lift Performance)**

Se calcula la presión en el fondo del pozo (BHP) para diferentes tasas de flujo (desde 100 hasta 5000 STB/D). Se llama a la función de distribución de presión para cada tasa de flujo y se guarda la última presión (correspondiente al fondo del pozo) como la BHP.

## **4. Salida y Gráfico**

Se muestran los primeros 10 resultados de la tasa de flujo y la presión de fondo en la consola. Finalmente, se grafica la curva de VLP, mostrando la relación entre la tasa de producción de líquidos y la presión de fondo del pozo (BHP).

### 3.3.4. Ecuaciones del algoritmo

En base a las investigaciones de (Whitson, 2024) y (Lin, 2023), se seleccionaron las correlaciones más adecuadas para el cálculo de las curvas inflow y outflow. Estas correlaciones permiten modelar de manera precisa el comportamiento de los pozos, tomando en cuenta las condiciones de presión, flujo y características del yacimiento en estudio.

#### 1. Gradiente de temperatura

$$t_{grad} = \frac{(T_{ht} - T_{wf})}{h} \quad (12)$$

Dónde:

$t_{grad}$  es el gradiente de temperatura, °F/ft.

$T_{ht}$  es la temperatura en la cabeza del tubing, °F.

$T_{wf}$  es la temperatura en el fondo del pozo, °F.

$h$  es la profundidad del pozo, ft.

#### 2. Fracción de agua (WC)

$$WC = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (13)$$

Dónde:

$WC$  es el corte de agua. %.

$q_w$  es la tasa de agua, bbl.

$q_o$  es la tasa de petróleo, bbl.

#### 3. Función de cálculo de Beggs & Brill

Esta función está diseñada para calcular el gradiente de pérdida de presión en un flujo multifásico dentro de una tubería utilizando la correlación de Beggs y Brill. A continuación, se desglosa cada parte del código y se explican las ecuaciones y cálculos involucrados. La función Beggs and Brill recibe los siguientes parámetros de entrada:

- **P (Presión):** Presión en el punto considerado, en psia.
- **T (Temperatura):** Temperatura en el punto considerado, en °F.

- **Liquid rate (Tasa de líquido):** Tasa de flujo de petróleo, en stb/D (stock tank barrels por día).
- **WC (Water Cut):** Fracción de agua en el flujo, en porcentaje.
- **GOR (Gas-Oil Ratio):** Relación gas-petróleo, en scf/stb (pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo).
- **Gas grav (Gravedad específica del gas):** Gravedad específica del gas respecto al aire.
- **Oil grav (Gravedad específica del petróleo):** Gravedad API del petróleo.
- **Wtr grav (Gravedad específica del agua):** Gravedad específica del agua.
- **diameter (Diámetro):** Diámetro interno de la tubería, en in.
- **angle (Ángulo):** Inclinación de la tubería respecto a la vertical, en grados.
- **roughness (Rugosidad):** Rugosidad de la tubería.
- **Psep (Presión del separador):** Presión en el separador, en psia.
- **Tsep (Temperatura del separador):** Temperatura en el separador, en °F.

#### 4. Conversión de unidades y cálculos iniciales

- **Conversión de ángulos a radianes**

$$\text{angle\_pi} = \text{angle} * \frac{\pi}{180} \quad (14)$$

- **Área de tubería: cálculo del área transversal de la tubería en ft<sup>2</sup>:**

$$\text{área} = \frac{\pi}{4} * \left(\frac{d}{12}\right)^2 \quad (15)$$

- **Tasa de flujo de gas: se calcula multiplicando la tasa de flujo de líquido por el GOR:**

$$q_g = q_l * \text{GOR} \quad (16)$$

Dónde:

$qg$  es la tasa de gas, scf.

$ql$  es la tasa de líquido, bbl.

▪ **Conversión de tasa de líquido a unidades de flujo volumétrico:**

$$ql_1 = ql * 0.000065 \quad (17)$$

El factor de conversión de 0.000065 se utiliza para convertir una tasa de flujo de líquidos desde pies cúbicos por segundo ( $ft^3/s$ ) a barriles estándar por día (stb/D). Este factor surge porque un barril estándar (stb) equivale a 5.6146 pies cúbicos, y se debe considerar que un día tiene 86,400 segundos (Karagöz, 2023). Al combinar estas conversiones, se obtiene el factor aproximado de 0.000065, que permite expresar el flujo de líquidos en unidades de pies cúbicos por segundo a partir de barriles por día.

## 5. Cálculo de propiedades del fluido

La función asume la existencia de varias subfunciones que calculan propiedades específicas del fluido, estas propiedades se calculan utilizando las condiciones de presión y temperatura proporcionadas, así como las gravedades específicas y otros parámetros del flujo (University of Kirkuk, 2020) tales como:

- Factor de compresibilidad del gas ( $Z$ ).
- Salinidad del agua (TDS).
- Presión de punto de burbuja ( $P_b$ ).
- Relación gas-petróleo en solución ( $R_{so}$ ).
- Relación gas-agua en solución ( $R_{sw}$ ).
- Factor de volumen de formación para petróleo ( $B_o$ ).
- Factor de volumen de formación para agua ( $B_w$ ).
- Factor de volumen de formación para gas ( $B_g$ ).
- Viscosidades de petróleo ( $\mu_o$ ), agua ( $\mu_w$ ) y gas ( $\mu_g$ ).
- Densidades de petróleo ( $\rho_o$ ), agua ( $\rho_w$ ) y gas ( $\rho_g$ ).
- Tensiones interfaciales entre gas-petróleo ( $\sigma_{og}$ ) y gas-agua ( $\sigma_{gw}$ ).

## 6. Propiedades ponderadas por fracción de volumen

Las propiedades ponderadas se refieren al cálculo de las propiedades de una mezcla de fluidos mediante la ponderación de las propiedades individuales de cada componente en función de su proporción en la mezcla (Ramirez, 2022). En el caso de sistemas de agua y petróleo, las propiedades como la densidad o la viscosidad de la mezcla se determinan tomando en cuenta las fracciones relativas de agua y petróleo, junto con sus respectivas propiedades individuales.

▪ **Densidad de líquido ponderado (rho<sub>l</sub>):**

$$\rho_{ol} = \frac{B_w * WOR * \rho_{ow} * B_o * \rho_{oo}}{B_w * WOR + B_o} \quad (18)$$

Dónde:

$\rho_{ol}$  es la densidad del líquido ponderada, lb/ft<sup>3</sup>.

$WOR$  es la relación agua petróleo.

$\rho_{ow}$  es la densidad del líquido ponderada, lb/ft<sup>3</sup>.

$B_o$  es el factor volumétrico del petróleo, bbl/STB.

$B_w$  es el factor volumétrico del agua, bbl/STB.

$\rho_{oo}$  es la densidad del petróleo ponderada, lb/ft<sup>3</sup>.

▪ **Viscosidad de líquido ponderado (mu<sub>l</sub>):**

$$\mu_{ol} = \left( \frac{B_w * WOR * \rho_{ow}}{B_w * WOR * \rho_{ow} + B_o * \rho_{oo}} \right) * \mu_{ow} + \left( \frac{B_o * \rho_{oo}}{B_w * WOR * \rho_{ow} + B_o} \right) * \mu_{oo} \quad (19)$$

Dónde:

$\mu_{ol}$  es la viscosidad del líquido ponderada, cp.

$\mu_{ow}$  es la viscosidad del agua ponderada, cp.

$\mu_{oo}$  es la viscosidad del petróleo ponderada, cp.

▪ **Tensión interfacial ponderada (sigma<sub>l</sub>):**

$$\sigma_{ol} = \left( \frac{B_w * WOR * \rho_{ow}}{B_w * WOR * \rho_{ow} + B_o * \rho_{oo}} \right) * \sigma_{ow} + \left( \frac{B_o * \rho_{oo}}{B_w * WOR * \rho_{ow} + B_o} \right) * \sigma_{oo} \quad (20)$$

Dónde:

$\sigma_{gl}$  es la tensión interfacial del líquido ponderada, lbf/ft.

$\sigma_{gw}$  es la tensión interfacial del agua ponderada, lbf/ft.

$\sigma_{go}$  es la tensión interfacial del petróleo ponderada, lbf/ft.

## 7. Cálculo de velocidades de flujo

- **Tasa de flujo de petróleo, agua, gas y líquido en unidades de flujo volumétrico:**

$$q_o = \frac{B_o * \text{oil\_rate}}{15387} \quad (21)$$

$$q_w = \frac{B_w * \text{WOR} * \text{oil\_rate}}{15387} \quad (22)$$

$$q_g = \begin{cases} 0, & \text{si } (GOR - R_{so} - R_{sw} * \text{WOR}) \leq 0 \\ \frac{B_g * (GOR - R_{so} - R_{sw} * \text{WOR}) * \text{oil\_rate}}{84600}, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (23)$$

$$q_l = q_o + q_w \quad (24)$$

Dónde:

$q_o$  es la tasa de petróleo ponderada, bpd.

$q_w$  es la tasa de agua ponderada, bpd.

$q_l$  es la tasa del líquido ponderada, bpd.

$q_g$  es la tasa de gas ponderada, scf/d.

$R_{so}$  es la solubilidad del petróleo, %w/w.

$R_{sw}$  es la solubilidad del agua, %w/w.

- **Velocidad superficial de líquido (usl):**

$$\text{usl} = \frac{q_l}{\text{area}} \quad (25)$$

Dónde:

$\text{usl}$  es la velocidad superficial del líquido, ft<sup>3</sup>/s.



$ql$  es la tasa del líquido,  $\text{ft}^3$ .

$area$  es el área de la sección transversal de la tubería,  $\text{ft}^2$ .

▪ **Velocidad superficial del gas ( $usg$ ):**

$$usg = \frac{ql}{area} \quad (26)$$

Dónde:

$usg$  es la velocidad superficial del gas,  $\text{ft}^3/\text{s}$ .

▪ **Velocidad superficial de la mezcla ( $um$ ):**

$$um = usl + usg \quad (27)$$

Dónde:

$um$  es la velocidad superficial de la mezcla,  $\text{ft}^3/\text{s}$ .

## 8. Cálculo de números adimensionales

▪ **Número de Froude ( $NFr$ ):**

$$NFr = \frac{um^2}{32.174 * \left(\frac{d}{12}\right)} \quad (28)$$

Dónde:

$NFr$  es el número de Froude.

$d$  es el diámetro de la tubería,  $\text{ft}^2$

▪ **Hold-up de líquido ( $CL$ ):**

$$CL = \frac{ql}{ql + qg} \quad (29)$$

Dónde:

$CL$  es el Hold-up del líquido.

▪ **Hold-up gas ( $CG$ ):**

$$CG = 1 - CL \quad (30)$$

Dónde:

$CG$  es el Hold-up del gas.

▪ **Número de velocidad del líquido (NLV):**

$$NLV = 1.938 * usl * \left( \frac{\rho_{hol}}{\rho_{sigl}} \right)^{0.25} \quad (31)$$

Dónde:

$NLV$  es el número de velocidad del líquido.

### 9. Líneas de transición para correlación

A continuación, se presentan las correlaciones de las líneas de transmisión (L1, L2, L3 y L4) de Hold Up de Beggs y Brill para la predicción de la presión de fondo (VLP) en condiciones de flujo multifásico (Baxter, 2024). Estas correlaciones permiten calcular la pérdida de presión y el hold-up en función de parámetros, como el régimen de flujo y propiedades del fluido a presiones promedio del segmento.

$$L1 = 316 * CL^{0.302} \quad (32)$$

$$L2 = 0.0009552 * CL^{-2.4684} \quad (33)$$

$$L3 = 0.01 * CL^{-1.4516} \quad (34)$$

$$L4 = 0.5 * CL^{-6.738} \quad (35)$$

Tabla 10: Límites de identificación del régimen de flujo, (Ragab, 2022)

Límite	Tipo de flujo
$CL < 0.01$ , y $NFr < L1$	Segregado
$CL \geq 0.01$ , y $NFr < L2$	Segregado
$CL \geq 0.01$ , y $L2 \leq NFr \leq L3$	Transición

$0.01 \leq CL \leq 0.4, \text{ y } L3 < NFr \leq L1$	Intermitente
$CL \geq 0.4, \text{ y } L3 < NFr \leq L4$	Intermitente
$CL < 0.4, \text{ y } NFr \geq L1$	Distribuido
$CL \geq 0.4, \text{ y } NFr > L4$	Distribuido

En la Tabla 10 se detallan las condiciones específicas para la identificación de los diferentes regímenes de flujo, proporcionando los parámetros y límites necesarios para clasificar cada tipo de régimen según las condiciones del Hold-Up.

### 10. Determinación del tipo de flujo

Utilizando los números adimensionales y las líneas de transición, se determina el tipo de flujo (segregado, intermitente y distribuido) mediante una función denominada Flow type. A continuación, se presenta el cálculo del Hold-Up de líquido (EL) que depende del tipo de flujo identificado.

- **Flujo de transición:**

$$EL = A * EL_{\text{segregated}} + B * EL_{\text{intermittent}} \quad (36)$$

Donde A y B son coeficientes calculados a partir de las líneas de transición.

- **Otros tipos de flujo:**

$$EL = \text{HoldUp}(\text{flow\_type}, NFr, NLV, CL, \text{angle}) \quad (37)$$

Esta función permite evaluar el comportamiento y la distribución de las fases en el sistema, lo cual es esencial para modelar y optimizar los procesos de flujo en tuberías de producción.

### 11. Cálculo de relación del factor de fricción (s)

Factor de ajuste (y):

$$y = \frac{CL}{EL^2} \quad (38)$$

El parámetro S que depende de la relación:

$$S = \begin{cases} \log((2.2 * y) - 1.2), & \text{si } 1 < y < 1.2 \\ \frac{\log y}{-0.0523 + 3.128 * \log y - 0.8725 * (\log y)^2 + 0.01853 * (\log y)^4}, & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (39)$$

## 12. Propiedades de la mezcla sin resbalamiento

- **Densidad de la mezcla (rhom):**

$$rhom = (rhol * CL) + (rhog * CG) \quad (40)$$

Dónde:

*rhom* es la densidad de la mezcla, lb/ft<sup>3</sup>.

- **Viscosidad de la mezcla (mum):**

$$mum = (mul * CL) + (mug * CG) \quad (41)$$

Dónde:

*mum* es la viscosidad de la mezcla, cp.

*mug* es la viscosidad del gas, cp.

- **Promedio ponderado de densidades (rhubar):**

$$rhubar = (rhol * EL) + (rhog * (1 - EL)) \quad (42)$$

Dónde:

*rhubar* es el promedio ponderado de densidades, lb/ft<sup>3</sup>.

## 13. Número de Reynolds sin resbalamiento (Nre)

Se calcula el número de Reynolds para la mezcla sin resbalamiento:

$$Nre = 1488 * \frac{rhom * um * \left(\frac{\text{diametro}}{12}\right)}{mum} \quad (43)$$

## 14. Factores de fricción

▪ **Flujo laminar (Nre < 2000):**

$$fNS = \frac{64}{Nre} \quad (44)$$

Dónde:

$fNS$  es el factor de fricción para flujo laminar.

▪ **Flujo turbulento (Nre > 4000):**

Se utiliza una aproximación iterativa basada en la ecuación de Colebrook-White para estimar el factor de fricción  $fNS$  (Ladino, García, & García, 2019).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{\left( \frac{\varepsilon}{3.7 * d} \right) + 2.51}{Nre * \sqrt{f}} \right) \quad (45)$$

Dónde:

$f$  es el factor de fricción para flujo turbulento.

$\varepsilon$  es la rugosidad de la tubería de producción, in.

▪ **Flujo multifásico:**

$$fTP = e^S * fNS \quad (46)$$

Dónde:

$fTP$  es el factor de fricción para flujo multifásico.

## 15. Caídas de presión

▪ **Perdida por elevación:**

$$\Delta P_e = \frac{\text{rhobar} * \sin(\text{angle\_pi})}{144} \quad (47)$$

Dónde:

$\Delta P_e$  es la pérdida de presión debido a la elevación vertical del flujo, Psi.

▪ **Perdida por fricción:**

$$\Delta P_f = \frac{2 * f_{TP} * u_m^2 * \rho_{hom}}{32.17 * \left(\frac{d}{12}\right) * 144} \quad (48)$$

Dónde:

$\Delta P_f$  es la pérdida de presión debido a la fricción interna de la tubería, Psi.

▪ **Factor de corrección por aceleración (Ek):**

$$E_k = \frac{u_m * u_{sg} * \rho_{hobar}}{32.17 * P * 144} \quad (49)$$

Dónde:

$E_k$  es el factor de fricción por aceleración, lb/ft<sup>2</sup>.

▪ **Gradiente total de pérdida de presión:**

$$\Delta TP_f = \frac{\Delta P_f + \Delta P_e}{1 - E_k} \quad (50)$$

Dónde:

$\Delta TP_f$  es el gradiente total de pérdidas de presión, Psi.

### 3.3.5. Explicación general de la función Flow type

La función Flow type clasifica el flujo en una de las siguientes categorías: flujo segregado, flujo de transición, flujo intermitente y flujo distribuido. A continuación, se detalla una breve explicación de cada parte del código:

#### 1. Parámetros de entrada

- NFr: Número de Froude, que relaciona la inercia del flujo con la gravedad.
- CL: Fracción de líquido en la mezcla.
- L1, L2, L3, L4: Constantes adimensionales que representan límites en el comportamiento del flujo.

#### 2. Inicialización

- Se inicializa la variable flow\_type como una cadena vacía.

#### 3. Condiciones para determinar el tipo de flujo

- **Flujo Segregado:** Se establece si el flujo es segregado en función de la fracción de líquido (CL) y el número de Froude (NFr).
- **Flujo de Transición:** Se determina si el flujo está en la región de transición según los valores de CL y NFr.
- **Flujo Intermitente:** Se verifica si el flujo es intermitente mediante una combinación de condiciones sobre CL y NFr.
- **Flujo Distribuido:** Se establece si el flujo es distribuido basándose en los límites de CL y NFr.

#### 4. Consideraciones

- **Resultados:** La función devuelve una cadena que describe el tipo de flujo, lo que puede ser útil para realizar cálculos adicionales de presión, fricción, etc., en el sistema de tuberías.
- **Uso en el Contexto:** Esta función se invoca dentro de la función principal *total\_pres\_loss\_grad*, donde se calculan las pérdidas de presión en función del tipo de flujo identificado.

#### 5. Función Hold up

La función hold up se utiliza para calcular el volumen de líquido (hold up) en una tubería que transporta una mezcla de fluidos en función del tipo de flujo, el número de Froude, la fracción de líquido, el número de niveles (NLV) y el ángulo de inclinación de la tubería. A continuación, se ofrece una descripción detallada de cada sección de la función:

- **Parámetros de Entrada:**
  - *flow\_type*: Tipo de flujo (segregado, intermitente o distribuido).
  - NFr: Número de Froude.
  - NLV: Número de niveles, que puede referirse a la cantidad de fases en la mezcla.
  - CL: Fracción de líquido en la mezcla.
  - *angle*: Ángulo de inclinación de la tubería en grados.
- **Conversión de Unidades:**

- El ángulo se convierte de grados a radianes, ya que muchas funciones trigonométricas en MATLAB utilizan radianes.
- **Inicialización de Variables:**
  - Se inicializan las variables a, b, c, d, e, f, g para usar en los cálculos posteriores.
- **Determinación de Parámetros según el Tipo de Flujo:**
  - Dependiendo del tipo de flujo, se asignan diferentes valores a, b, c, y otros parámetros que dependen del flujo hacia arriba o hacia abajo (definido por el signo del ángulo):
    - **Flujo Segregado:**
      - Parámetros asignados para el flujo segregado y se definen valores para flujos ascendentes o descendentes.
    - **Flujo Intermitente:**
      - Parámetros específicos para el flujo intermitente, con valores diferentes para flujos hacia arriba o hacia abajo.
    - **Flujo Distribuido:**
      - Parámetros para el flujo distribuido, también diferenciando entre flujos ascendentes y descendentes.
- **Cálculo de  $\beta$ :**
  - Se calcula el término beta, que depende de la fracción de líquido CL, el número de niveles NLV, y el número de Froude NFr. Si beta es negativo, se ajusta a cero.
- **Cálculo de B y EL:**
  - B se calcula utilizando una fórmula que involucra el término beta y el ángulo.



- EL0 se calcula con una relación que utiliza  $a$ ,  $CL$ , y  $NFr$ .
- Finalmente, se calcula el hold up EL multiplicando EL0 por  $B$ .

## 6. Consideraciones finales

Esta función se puede integrar en un modelo más grande que simule el transporte de fluidos en tuberías, permitiendo calcular el hold up en función de las condiciones del flujo.

Asegurarse de que el tipo de flujo que se pasa a esta función se determine correctamente mediante la función Flow type que discutimos previamente, ya que esto afectará el resultado.

# CAPITULO IV: RESULTADOS

## 4.1. ANÁLISIS DE LOS POZOS

### 4.1.1. Pozo ANC1723

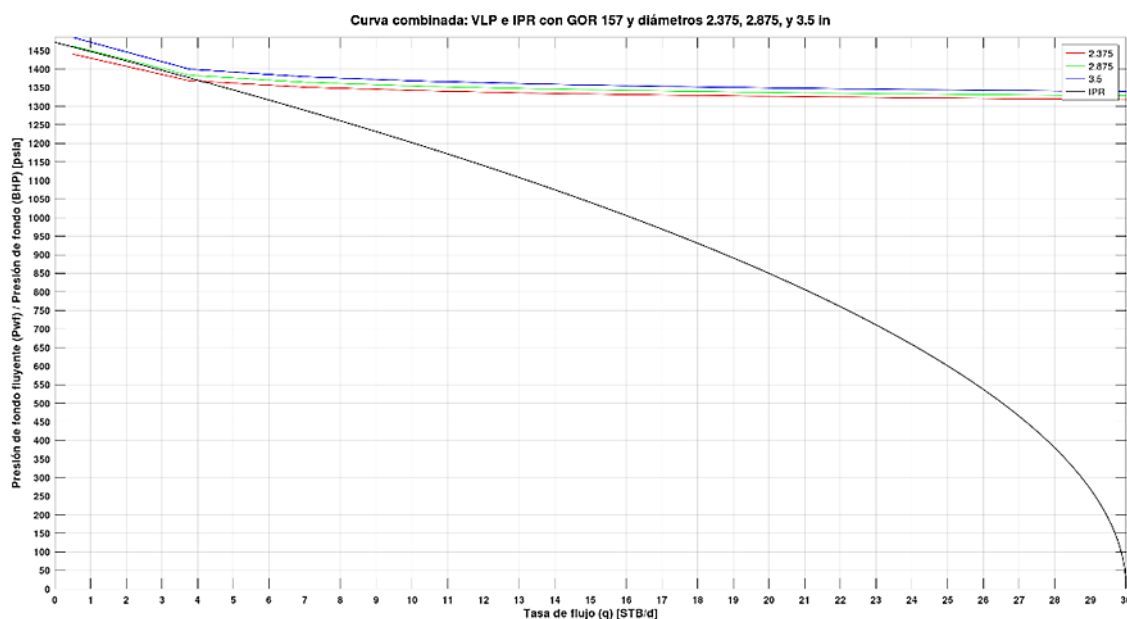


Figura 16: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1723 para un GOR de 157 scf/bbl, (Matlab, 2024)

En la Figura 16, el análisis del pozo ANC1723 con un GOR de 157 scf/bbl mostró que, al emplear un diámetro de tubería de 3.5 in, las curvas de inflow y outflow no se interceptaron, lo cual sugirió la imposibilidad de alcanzar un flujo continuo en esta configuración. Esto se debió probablemente a que el sistema no generaba la presión de fondo necesaria para equilibrar el flujo, evidenciando limitaciones de producción en diámetros mayores.

Al reducir el diámetro a 2.875 in, las curvas se cruzaron a 2.5 stb/d y 1410 Psi, logrando un flujo estable. Con un diámetro aún menor de 2.375 in, la intersección se dio a 4 stb/d y 1350 Psi, reflejando una mejora en la tasa de producción debido al aumento en la eficiencia de levantamiento de fluidos. Así, el diámetro reducido resultó ser óptimo para este pozo, al permitir una mayor producción bajo las condiciones de presión del yacimiento.

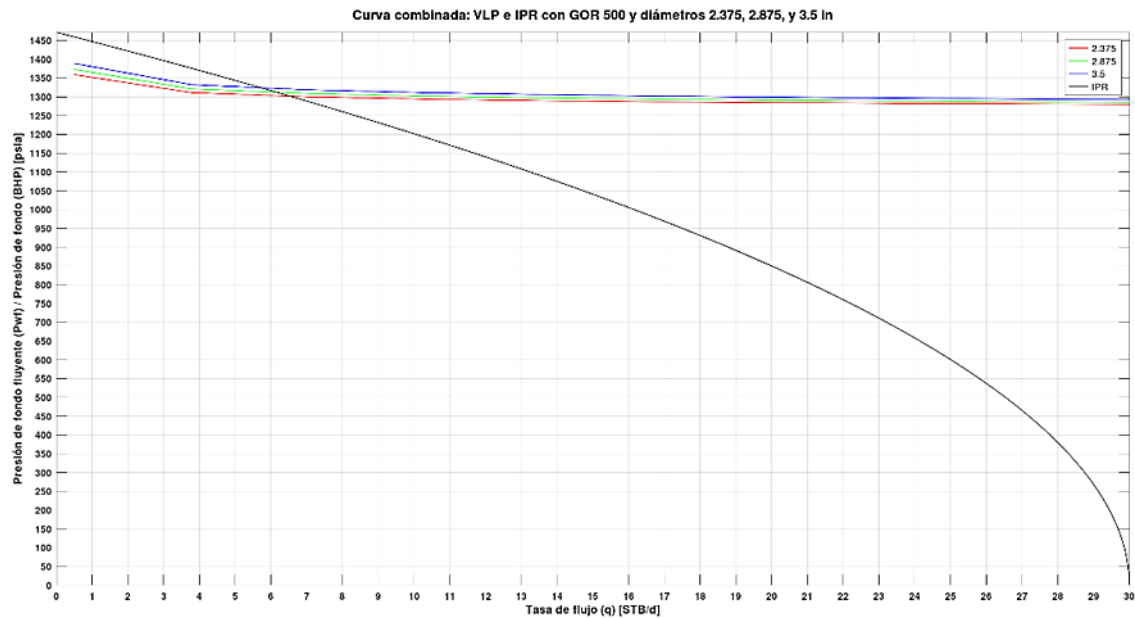


Figura 17: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1723 para un GOR de 500 scf/bbl, (Matlab, 2024)

En la Figura 17, un análisis de sensibilidad para el pozo ANC1723 con un GOR elevado a 500 scf/bbl mostró que, con un diámetro de tubería de 3.5 in, las curvas de inflow y outflow se interceptaron a una tasa de 5.7 stb/d y una presión de 1325 Psi, indicando un punto de operación alcanzable en estas condiciones. Al reducir el diámetro a 2.875 in, el cruce de curvas se dio a 6 stb/d y 1,315 Psi, reflejando un leve incremento en la eficiencia de producción con la disminución del diámetro.

Además, para un diámetro de 2.375 in, el punto de intersección se alcanzó a 6.5 stb/d y 1,300 Psi, estos resultados indican que el pozo ANC1723 responde favorablemente a incrementos en el GOR, ya que el aumento en la razón gas-petróleo mejora la eficiencia del levantamiento natural, permitiendo mayores tasas de producción con menores presiones de fondo al reducir el diámetro de la tubería. Así, la optimización del diámetro, en conjunto con un GOR elevado, se presenta como una estrategia efectiva para maximizar el flujo de petróleo en este pozo.

#### 4.1.2. Pozo ANC1657

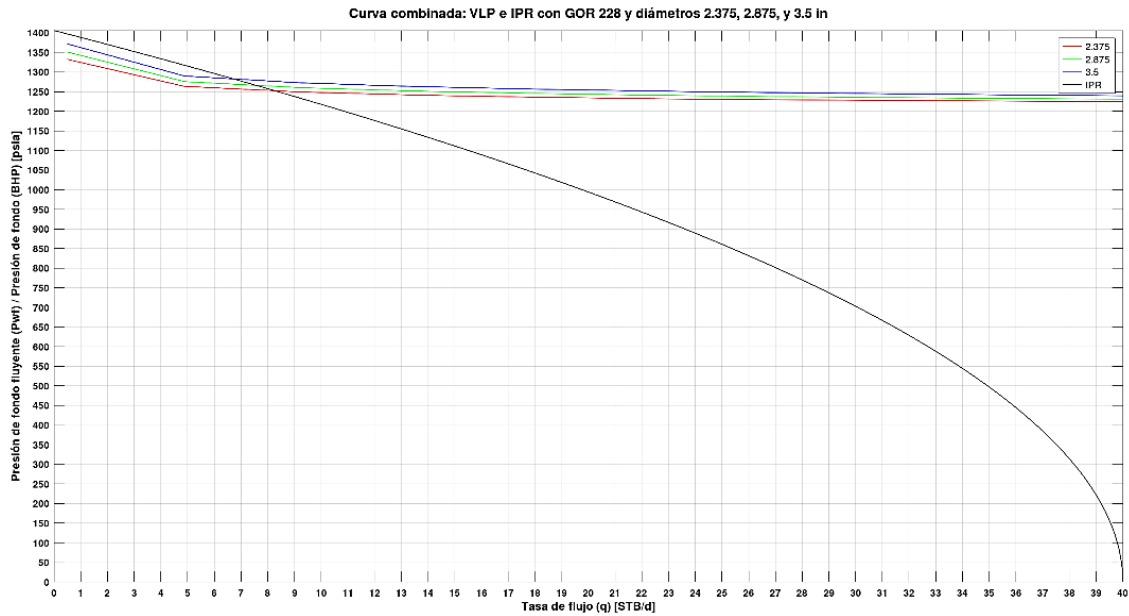


Figura 18: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1657 para un GOR de 228 scf/bbl, (Matlab, 2024)

En la Figura 18, el análisis del pozo ANC1657 bajo un GOR de 228 scf/bbl mostró que el comportamiento de las curvas de inflow y outflow varió notablemente en comparación con el pozo ANC1723. Con un diámetro de tubería de 3.5 in, la intersección ocurrió a una tasa de 6.5 stb/d y 1285 Psi, lo que indica que, incluso con un GOR moderado, este pozo puede sostener una tasa de producción considerable a una presión relativamente baja. Al reducir el diámetro a 2.875 in, el cruce de curvas se alcanzó a 7.5 stb/d y 1,265 Psi, aumentando la tasa de producción sin una disminución significativa en la presión de fondo fluyente.

Con el diámetro de 2.375 in, el punto de equilibrio se situó en 8.2 stb/d y 1258 Psi, mostrando una mejora adicional en la tasa de flujo. A diferencia del pozo ANC1723, el ANC1657 demostró una respuesta menos dependiente de un alto GOR para alcanzar mayores tasas de producción, lo cual sugiere que este pozo tiene una capacidad de levantamiento natural más eficiente. Este comportamiento indica que, en el caso del ANC1657, el ajuste del diámetro de la tubería puede aprovecharse para optimizar la producción, incluso sin la necesidad de un GOR elevado, favoreciendo una estrategia de optimización enfocada en el diámetro para maximizar el flujo a presiones bajas.

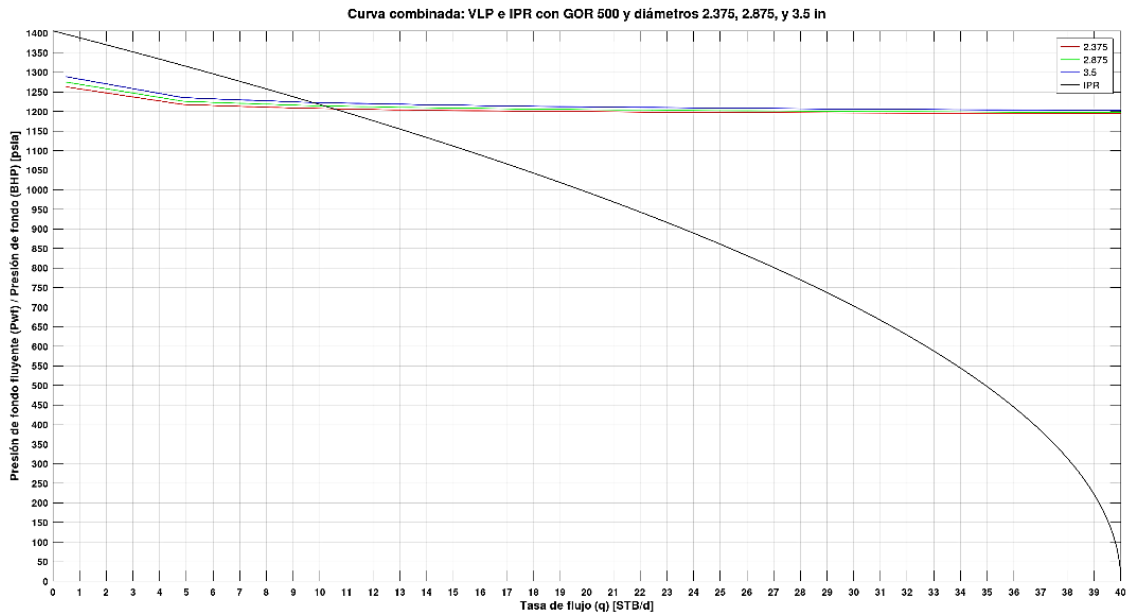


Figura 19: Curva Inflow y Outflow del pozo ANC1657 para un GOR de 500 scf/bbl, (Matlab, 2024)

En la Figura 19, se observó la influencia de un GOR incrementado a 500 scf/bbl sobre el comportamiento de inflow y outflow del pozo ANC1657 mediante un análisis de sensibilidad. Con un diámetro de tubería de 3.5 in, las curvas se interceptaron a una tasa de 9.7 stb/d y una presión de 1225 Psi, lo que refleja una mejora en el potencial de producción gracias al aumento del GOR. Al reducir el diámetro a 2.875 in, el punto de intersección se alcanzó a 10.2 stb/d y 1220 Psi, lo que sugiere que la reducción en el tamaño de la tubería aumentó aún más la eficiencia de producción, manteniendo una presión de fondo fluyente similar.

Para el diámetro de 2.375", las curvas de entrada y salida se cruzan a 10.6 stb/d y 1200 Psi, lo que indica la productividad más alta en esta configuración. A diferencia de análisis anteriores, el aumento del GOR en el pozo ANC1657 aumentó significativamente la productividad sin afectar la presión de fondo de pozo, destacando la eficiencia de combinar un alto GOR con un diámetro de tubería más pequeño como una estrategia para optimizar el flujo y aumentar la producción del pozo.

## 4.2. AJUSTE HISTÓRICO

### 4.2.1. Pozo ANC1723

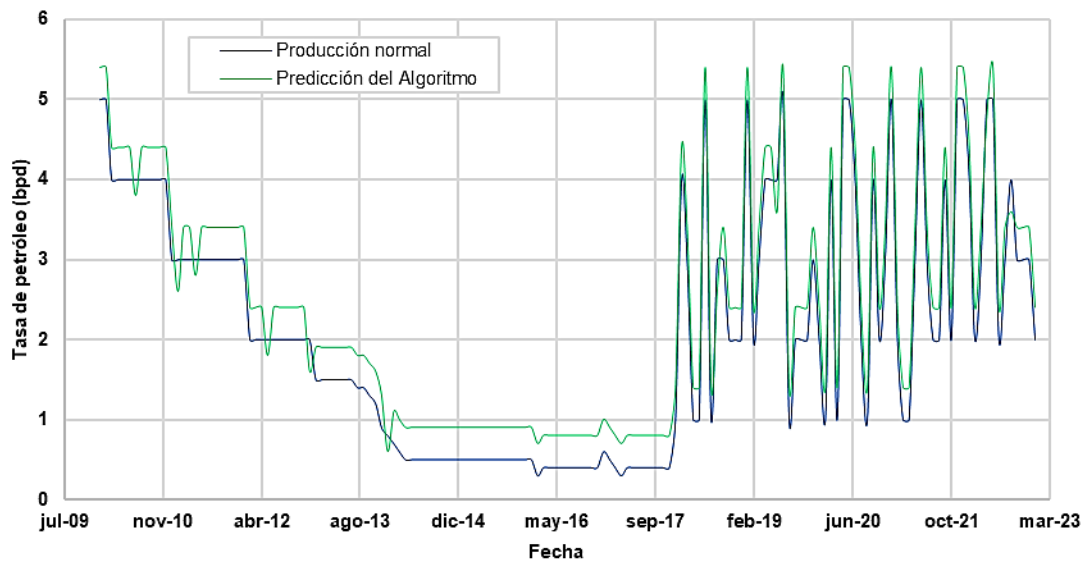


Figura 20: Ajuste histórico de la producción de petróleo del pozo ANC1723, (Matlab, 2024)

El análisis de ajuste histórico del pozo ANC1723 mostró un error absoluto medio (MAE) de 0.3 bpd, lo que indica una buena precisión del modelo de predicción. Por ejemplo, la producción real en mayo de 2022 fue de 5 barriles por día, mientras que el algoritmo predijo 5.4 barriles por día con un error absoluto de sólo 0.4 barriles por día. La cercanía de este número refleja la capacidad del modelo para capturar adecuadamente las tendencias de producción de los pozos, lo que permite a los operadores confiar en los pronósticos para la toma de decisiones.

Además, en noviembre de 2022, la producción real fue de 3 bpd y la predicción fue de 3.3 bpd, lo que resultó en un error absoluto de 0.3 bpd. Para enero de 2023, la producción real se registró en 2 bpd, mientras que la predicción del algoritmo fue de 2.4 bpd, con un error de 0.4 bpd. A pesar de estas ligeras sobreestimaciones, el MAE de 0.3 bpd se consideró un buen indicador de la capacidad del algoritmo para reflejar la realidad de la producción, sugiriendo que el modelo era confiable a lo largo del tiempo.

#### 4.2.2. Pozo ANC1657

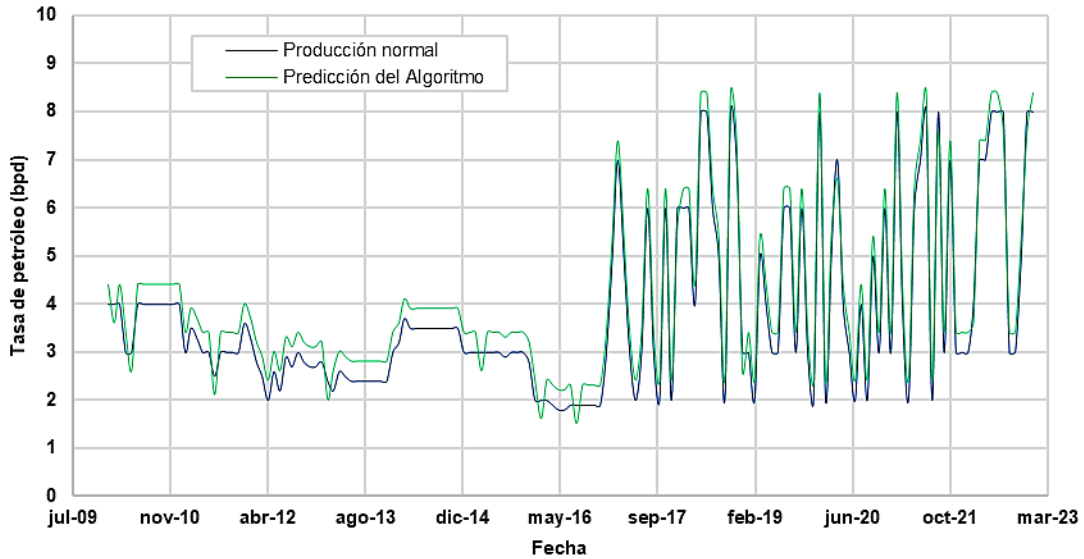


Figura 21: Ajuste histórico de la producción de petróleo del pozo ANC1657, (Matlab, 2024)

El análisis del ajuste histórico del pozo ANC1657 reveló un Error Absoluto Medio (MAE) de 0.32 bpd, lo que indica una buena precisión del modelo predictivo utilizado. Por ejemplo, en agosto de 2019, la producción real fue de 6 bpd, mientras que la predicción del algoritmo fue de 6.4 bpd, lo que resultó en un error absoluto de 0.4 bpd. Esta leve desviación sugiere que el modelo estuvo relativamente cerca de la producción real, brindando una base confiable para la planificación operativa.

En julio de 2020, la producción real se registró en 2 bpd, con una predicción de 2.2 bpd, lo que generó un error absoluto de 0.2 bpd. Posteriormente, en septiembre de 2021, la producción real fue de 8 bpd y la predicción fue de 7.7 bpd, resultando en un error de 0.3 bpd. Finalmente, en enero de 2023, la producción real también fue de 8 bpd, mientras que la predicción del algoritmo alcanzó 8.4 bpd, generando un error de 0.4 bpd. A pesar de algunas ligeras sobreestimaciones, el MAE de 0.32 bpd se consideró un buen indicador de la capacidad del modelo para reflejar la producción real del pozo a lo largo del tiempo.

### 4.3. PRESIONES

#### 4.3.1. Pozo ANC1723

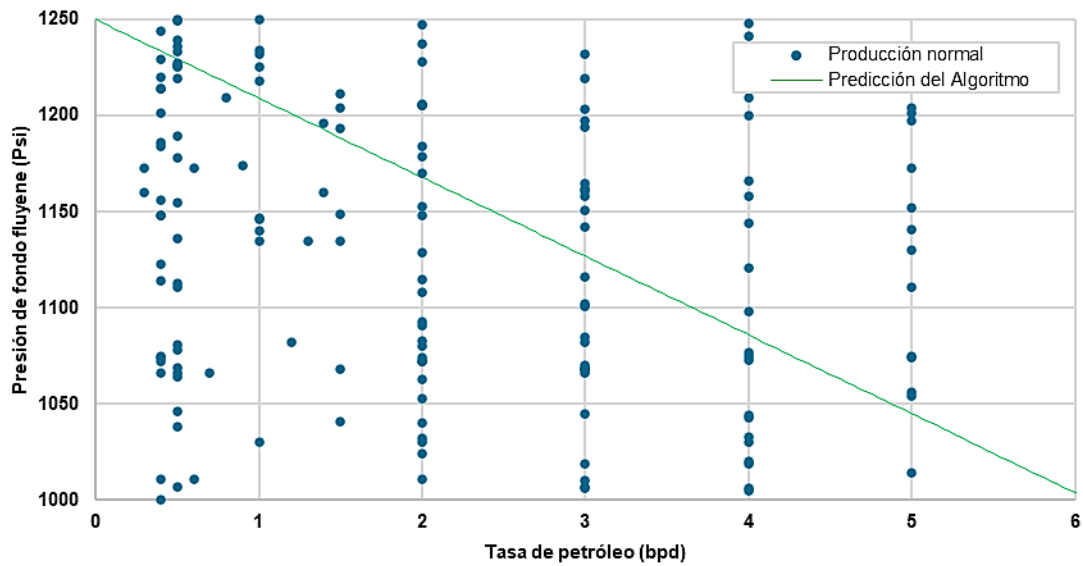


Figura 22: Ajuste de Inflow del pozo ANC1723, (Matlab,2024)

En la Figura 22 se visualizó el IPR o Inflow del pozo ANC1723. A medida que la tasa de producción aumentó de 0 bpd a 6 bpd, la presión de fondo fluyente disminuyó de 1,250 Psi a 1,000 Psi, lo cual reflejó el comportamiento típico de un pozo, donde un incremento en la producción resulta en una caída en la presión del reservorio. Sin embargo, se observó una considerable dispersión en los datos históricos: para una tasa de 3 bpd, el decline esperado de presión era de 1,125 Psi, pero los valores variaron entre 1,006 Psi y 1,232 Psi. De manera similar, para 5 bpd, el decline debería haber sido alrededor de 1,040 Psi, aunque los registros oscilaron entre 1,014 Psi y 1,201 Psi.

La dispersión observada en los datos sugiere la posible intervención de factores de operación del campo. Evaluar estas discrepancias es esencial para la administración efectiva del pozo, lo que resalta la urgencia de realizar ajustes en la tasa de producción cuando sea pertinente. Este análisis también abrió la puerta a nuevas estrategias para mejorar la recuperación de petróleo, promoviendo un enfoque más eficiente y sostenible en la operación a largo plazo.



### 4.3.2. Pozo ANC1657

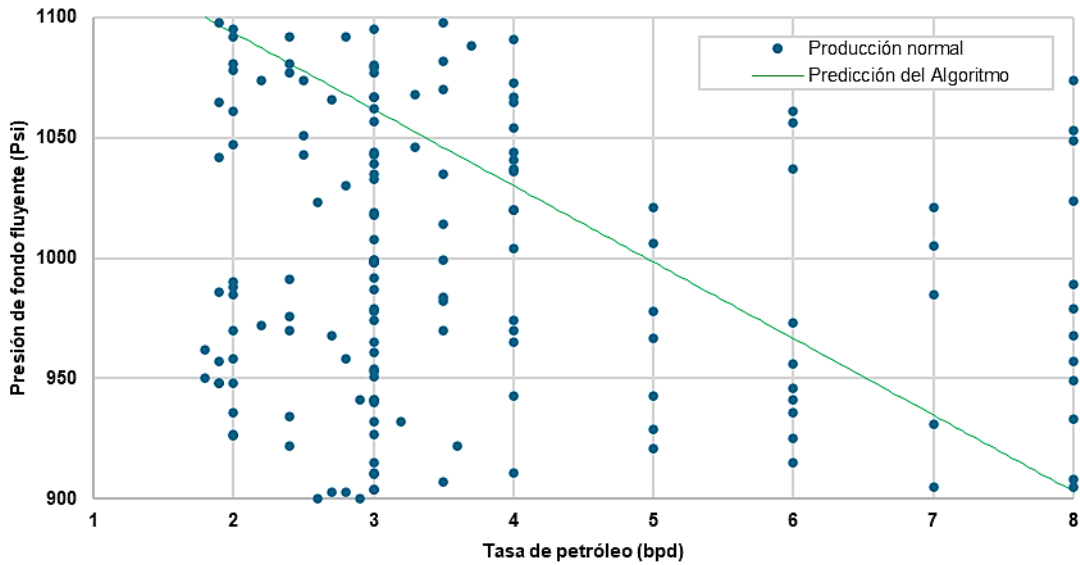


Figura 23: Ajuste de Inflow del pozo ANC1657, (Matlab, 2024)

En la Figura 23 se visualizó el IPR del pozo ANC1657. A medida que la tasa de producción aumentó de 0 bpd a 8 bpd, la presión de fondo fluyente disminuyó de 1,100 Psi a 900 Psi, lo cual refleja el comportamiento típico de un pozo, donde un incremento en la producción resulta en una caída en la presión del reservorio. No obstante, se observó una considerable dispersión en los datos históricos. Por ejemplo, para una tasa de 3 bpd, el decline esperado de presión era de aproximadamente 1,062 Psi, pero los valores variaron entre 900 Psi y 1,095 Psi. De manera similar, para 8 bpd, el decline debería haber sido alrededor de 905 Psi, aunque los registros oscilaron entre 905 Psi y 1,074 Psi.

A pesar de esta variabilidad, se encontraron algunos valores que correspondían a una tendencia decreciente del IPR en los pozos ANC1723 y ANC1657, lo que indica que la respuesta del yacimiento en algunos puntos fue consistente con las expectativas del modelo. Esta concordancia es importante porque respalda la validez del análisis realizado. Sin embargo, los cambios en otros puntos resaltan la influencia de factores como la heterogeneidad del yacimiento o cambios en las propiedades de los fluidos. Comprender estas fluctuaciones puede mejorar la gestión de los pozos, enfatizando la necesidad de un monitoreo continuo de la producción y ajustes estratégicos para optimizar de manera sostenible la recuperación de petróleo.

# CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1. CONCLUSIONES

El análisis de los pozos ANC1723 y ANC1657 muestra que la interacción entre el GOR y el diámetro de la tubería es esencial para aumentar la recuperación de petróleo. En el pozo ANC1723, un GOR de 157 scf/bbl con un diámetro de 2.875 pulgadas permitió que las curvas inflow y outflow se cruzaran a 2.5 stb/d y 1,425 Psi, lo que indica que la reducción del diámetro mejora la eficiencia del flujo. Por otro lado, al aumentar el GOR a 500 scf/bbl, el pozo alcanzó un punto de cruce de 6.5 stb/d y 1,300 psi, lo que indica que un GOR más alto optimiza la elevación natural, lo que resulta en una menor presión en el fondo del pozo para lograr una mayor productividad.

El pozo ANC1657 mostró un rendimiento superior en comparación con el ANC1723 a lo largo de diferentes configuraciones de GOR y diámetros de tubería. Con un GOR de 228 scf/bbl, se obtuvo una producción de 6.5 stb/d a 1,275 Psi con un diámetro de 3.5 in. La disminución del diámetro a 2.375 in incrementó la producción a 8 stb/d y 1,250 Psi, destacando la capacidad de este pozo para sostener una producción considerable sin depender de un GOR elevado.

Los ajustes históricos de producción para ambos pozos evidencian la precisión del modelo de simulación utilizado. Para el pozo ANC1723, el Error Absoluto Medio (MAE) de 0.3 bpd refleja una buena capacidad predictiva, mientras que el pozo ANC1657 mostró un MAE de 0.32 bpd. Estos resultados indican que el algoritmo no solo captura adecuadamente la tendencia de producción, sino que también proporciona una base confiable para la toma de decisiones operativas en función de las fluctuaciones de producción observadas.

El análisis de presiones de fondo en ambos pozos confirma que la relación entre tasa de producción y presión de fondo es lineal, pero con una notable dispersión en los datos históricos. En el pozo ANC1723, la presión de fondo fluyente disminuyó de 1,250 Psi a 1,000 Psi al incrementar la producción de 0 bpd a 6 bpd. Para el ANC1657, la presión cayó de 1,100 Psi a 900 Psi al aumentar la producción de 0 bpd a 8 bpd. Esta variabilidad resalta la necesidad de ajustes estratégicos en la producción y la consideración de factores operativos que pueden influir en la recuperación de petróleo.

## 5.2. RECOMENDACIONES

Implementar un monitoreo continuo de las condiciones de operación en los pozos, especialmente en lo que respecta a la presión de fondo y la tasa de producción. Este enfoque permitirá identificar y corregir las desviaciones de inmediato, asegurando que las operaciones se mantengan dentro de los parámetros óptimos. Además, ayudará a recopilar datos que se pueden utilizar para mejorar futuros modelos de simulación y hacer que el proceso sea más sólido y eficiente.

Realizar estudios de sensibilidad periódicos para evaluar el impacto de diversas variables operacionales, como el GOR y el diámetro de la tubería, en la producción de cada pozo. Estos estudios permitirán a los operadores optimizar la recuperación de petróleo adaptando las estrategias de producción a las condiciones cambiantes del yacimiento. Al comprender cómo interactúan estas variables, puede maximizar la producción y minimizar los costos operativos.

Desarrollar un programa de capacitación para el personal involucrado en la operación de pozos petroleros, enfocado en la utilización de herramientas de simulación como MATLAB y en la interpretación de resultados de modelos predictivos. Este programa no solo mejorará la capacidad técnica del equipo, sino que también fomentará una cultura de toma de decisiones basada en datos, lo cual es esencial para la optimización de la producción y la gestión efectiva de recursos.

Explorar y aplicar técnicas de optimización avanzadas, incluidos algoritmos de aprendizaje automático y análisis predictivos, para mejorar aún más la precisión de las simulaciones de fabricación. La combinación de estas tecnologías proporciona una comprensión más profunda del comportamiento de los yacimientos y predicciones más precisas, lo que permite a los operadores tomar decisiones más inteligentes y eficientes al gestionar sus activos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, J., Campos, J., Villela, A., Herrera, C., Ramírez, J., & Gunter, T. (2021). A numerical tool in MATLAB used to adapt three-dimensional conceptual models from ArcMap to TOUGH3. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2021.105223>.
- Al-Ajmi, M. D., Al-Nuaim, S. A., Al-Hajri, N. M., Al-Hajri, M. A., & Al-Shammari, N. S. (2017). Predicting the Flow ID of Water Injectors Identified with Obstruction in the Horizontal Section. <https://doi.org/10.2118/188105-MS>.
- Albornoz, E., & Guzmán, M. (2023). *Metodología de la investigación aplicada a las ciencias de la salud y la educación*.
- Alvarez, R. (2008). *Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo*.
- Angel, K., & Hidalgo, F. (2022). *Estudio de factibilidad técnica de la estimulación por fracturamiento hidráulico (Slickwater) para mejorar la producción de un pozo del sector de Santa Paula, campo Gustavo Galindo Velasco*.
- Aragón, A., Moya, S. L., & García, A. (2008). Inflow performance relationships in geothermal and petroleum reservoir engineering: A review of the state of the art. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2008.08.001>.
- Armijos, D., & Oña, J. (2018). *Metodología para generar las curvas de presión de formación y presión de fractura mediante un algoritmo a partir de los registros de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco*.
- Arslan, O., White, C. D., & Wojtanowicz, A. K. (2004). Nodal Analysis for Oil Wells With Downhole Water Sink Completions. <https://doi.org/10.2118/2004-242>.
- Asencio, F., & Gómez, R. (2018). *Diseño de trayectorias de pozos utilizando Coiled Tubing para desarrollar campos de producción marginal GGV utilizando pozos SLIMHOLE*.
- Balceca, O. (2019). *Obtención de parámetros de yacimiento mediante pruebas de presión, aplicado al campo Gustavo Galindo Velasco*.

- Baxter, T. (26 de Julio de 2024). *Multiphase Flow, Hold Up, Flow Regimes and Pressure Drop*. Obtenido de [https://www.marcusbannerman.co.uk/OffProcEng/old\\_style/7.FlowAssuranceSlides.pdf](https://www.marcusbannerman.co.uk/OffProcEng/old_style/7.FlowAssuranceSlides.pdf)
- Benavides, J. (2015). *Análisis técnico – económico de la implementación de equipo de bombeo mecánico en pozos seleccionados por bajo aporte en los campos Mahogany y Alice de la compañía Andes Petroleum en el año 2012*.
- Biyanto, T. R. (2016). Gas Mass Flow Rate Optimization On Multi Gas Well System Using PIPESIM Software. <https://www.researchgate.net/publication/308456335>.
- Boim, D., Martínez, A., & Olivari, D. (2015). *Sistemas Híbridos de Producción*.
- Camargo, E., Briceño, M., Aceros, E., & Hernández, L. (2019). *Modelados de pozos de producción por bombeo mecánico utilizando técnicas de computación inteligente*.
- Castañeda, J. F., & Ramírez, J. (2018). *Reducción de contrapresión en los pozos de aceite y gas mediante el efecto sifón modelado con herramienta CFD*. Instituto Politécnico Nacional.
- Catuto, P. (2022). *MODELO MATEMÁTICO PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES*.
- Chalén, J. (2023). *EVALUACIÓN DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS APLICABLES AL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*.
- Chuiza, A. (2018). *Comportamiento de afluecia para pozos horizontales de largo alcance*.
- Cortés, C. (2017). *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos*.
- Dai, Q., Meng, Y., Duan, K., & Kwok, C. Y. (2023). Development of Multiphase Flow Simulation Method in DEM Under a Fixed-Grain Condition. <https://doi.org/10.56952/ARMA-2023-0532>.

- Erazo, R., García, R., Chuchuca, F., Ramírez, J., Portilla, C., & Escobar, K. (2020). *Eliminating Gas Interference and Blockage in Sucker Rod Pumping Systems to Improve Oil Production*. Springer International Publishing.
- Galarza, J. (2013). *Estudio de factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo "Gustavo Galindo Velasco", provincia de Santa Elena*.
- Gálvez, Á., & Cueva, J. (2021). *Análisis técnico-económico para la implementación de nuevas tecnologías de levantamiento artificial en el campo Ancón*.
- Guirados, C. D., Ercolino, J. M., & Sandoval, J. L. (1995). A Unique Program for Optimum Production of Sucker Rod Pumping Oil Wells . <https://doi.org/10.2118/30183-MS>.
- Hakiki, F., Aditya, A., Shidqi, M., Ulitha, T., Adi, W., & Barus, M. (2017). Well and Inflow Performance Relationship for Heavy Oil Reservoir under Heating Treatment., (págs. <https://doi.org/10.2118/186187-MS>).
- Hernández, J. (2018). *Operación e Intervención de Pozos Petroleros con Bombeo Mecánico*.
- Jia, Z., Cao, R., Pu, B., Cheng, L., Li, P., Awotunde, A. A., . . . Sun, Y. (2024). Effects of non-equilibrium phase behavior in nanopores on multi-component transport during CO<sub>2</sub> injection into shale oil reservoir. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132614>.
- Karagöz, M. (24 de Junio de 2023). *Beggs and Brill Method*. Obtenido de <https://medium.com/@mek27605/beggs-and-brill-correlation-f0bb2c8bb968>
- Kumar, R., & Mahmud, K. (2017). Production Optimization of Gas Wells Using MBAL. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0303010>.
- Ladino, E., García, C., & García, M. (2019). Darcy-Weisbach resistance coefficient determination using Newton-Raphson approach for android 4.0. *Tecnura*, 23(60), 52–58. doi:10.14483/22487638.14929

- Lin, L. (2023). Evaluation of Multiphase Flow Models in Wellbores. *Preprints*. doi:10.20944/preprints202312.1807.v1
- López, P. (2004). *Población, Muestra y Muestreo*.
- Mármol, W., & Rodríguez, C. (2015). *Estudio técnico económico para optimizar la producción en los pozos con bombeo electrosumergible de los campos Cononaco Rumiyacu mediante análisis nodal*.
- MathWorks. (2024). Descripción del producto MATLAB. [https://es.mathworks.com/help/matlab/learn\\_matlab/product-description.html](https://es.mathworks.com/help/matlab/learn_matlab/product-description.html).
- Mondavi, D. (2014). *Implementación de Algoritmos Genéticos Para la Optimización de Parámetros de Yacimiento Mediante Curvas de Producción de Pozos Seleccionados en un Campo del Oriente Ecuatoriano*.
- Moya, P., & Ormaza, H. (2012). *Estudio para Incrementar la Producción del Campo Cononaco mediante Análisis Nodal*.
- Murillo, Y., & Solórzano, F. (2016). *Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco*.
- Neog, D. (2023). Sensitivity analysis for enhancing crude oil recovery with continuous flow gas lift: A study in reference to the porous media of the upper Assam basin, India. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e17466>.
- Obregón, K., & Mera, C. (2019). *Implementación del sistema de producción bombeo mecánico en el campo Pucuna*.
- Osiobe, J., & Dulu, A. (2020). The Effect of Viscosity on Tubing Performance: A Case Study of Well\_XX in the Niger Delta, Nigeria. *The International Journal of Science & Technoledge*, 8(12). Obtenido de 10.24940/theijst/2020/v8/i12/ST2002-015
- Pacifpetrol. (2012). *Pacifpetrol*. Obtenido de Pacifpetrol.

- Paz, J. (2018). *Estudio para el incremento de la producción en yacimientos depletados de baja permeabilidad del bloque Gustavo Galindo Velasco mediante fracturamiento hidráulico.*
- Pérez Angulo, J. C., Cabarcas Simancas, M. E., & Santos Satos, N. (2016). MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA NO CONVENCIONAL DE LEVANTAMIENTO MULTIFASICO. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016002>.
- Pérez, M. (2019). *PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA GENERAR CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE POZOS PETROLEROS.*
- Pillajo, S., & Zambrano, R. (2012). *Análisis técnico-económico para incrementar la producción.*
- Plúa, C., & Rivas, F. (2018). *Análisis y optimización del sistema Power Oil del campo Lago Agrio.*
- Puebla, C. (2010). *Método hipotético deductivo.*
- Ragab, A. (2022). Simulation of Hydrodynamic Slug Formation in Multiphase Flowlines and Separation Devices. *Doctoral Thesis*. Montanuniversität Leoben.
- Ramirez, A. (2022). *Predicción de propiedades termodinámicas usando ecuaciones de estado.* Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rodríguez, D., & Pilasagua, J. (2014). *Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo "Gustavo Galindo Velasco" ubicado en la provincia de Santa Elena.*
- Rodríguez, R. (2011). *Factibilidad de incremento de reservas en la Arenisca Santo Tomás en el campo petrolero "Ing. Gustavo Galindo Velasco".*
- Sreenivasan, H., Patel, J., Jain, D., Patel, S., Wilson, I., & Krishna, S. (2023). Optimization of gas lift system for well performance improvement in Asmari formation: A techno-economic perspective. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.08.003>.



- Sun, K., Coull, C., Constantine, J., Albrecht, K., & Tirado, R. (2008). Modeling the Downhole Choking's Impacts on Well Flow Performance and Production Fluid Allocations of a Multiple-Zone Intelligent Well System. <https://doi.org/10.2118/113416-MS>.
- Tandazo, L. (2024). *Comparativa técnica económica de la completación de hidroselectiva versus la completación dual para producción en commingled de los reservorios del pozo xxx04 : Diseño de una completación hidroselectiva para la producción en commingled de los reservorios*. Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25756>
- Tigse, F. (2018). *Optimización de la producción del Campo Gustavo Galindo Velasco por medio del método de fracturamiento hidráulico*.
- University of Kirkuk. (07 de Marzo de 2020). *Production Engineering II*. Obtenido de [https://uomosul.edu.iq/public/files/datafolder\\_2933/\\_20200307\\_020617\\_430.pdf](https://uomosul.edu.iq/public/files/datafolder_2933/_20200307_020617_430.pdf)
- Vizcaíno, P., Cedeño, R., & Maldonado, I. (2023). *Metodología de la investigación científica: guía práctica*. Obtenido de <https://ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/7658/11620#:~:text=En%20el%20campo%20de%20la,la%20investigaci%C3%B3n.%2C%202021>.
- Vogel, J. V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells . <https://doi.org/10.2118/1476-PA>.
- West, J. (2020). *Multiphase Flow Production Model*.
- Whitson, U. (2024). *Nodal Analysis - IPR / VLP*. Obtenido de <https://manual.whitson.com/modules/well-performance/nodal-analysis/>
- Wu, Q., Han, G., Yang, D., Zhu, Z., Peng, L., Ma, H., & Liang, X. (2024). Reliable and Efficient Algorithms to Optimize Gas Well Intermittent Production Through Automatically Intelligent Control. <https://doi.org/10.2118/219130-MS>.
- Ye, C., Tang, H., Cai, D., Xie, N., Wang, Q., Liu, J., & Jiang, L. (2022). Research on the Inflow Performance of the Plunger Lift in the Shale Gas Horizontal Well. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1155/2022/4401128>.

# ANEXOS

## Anexo A: Diagrama de pozos

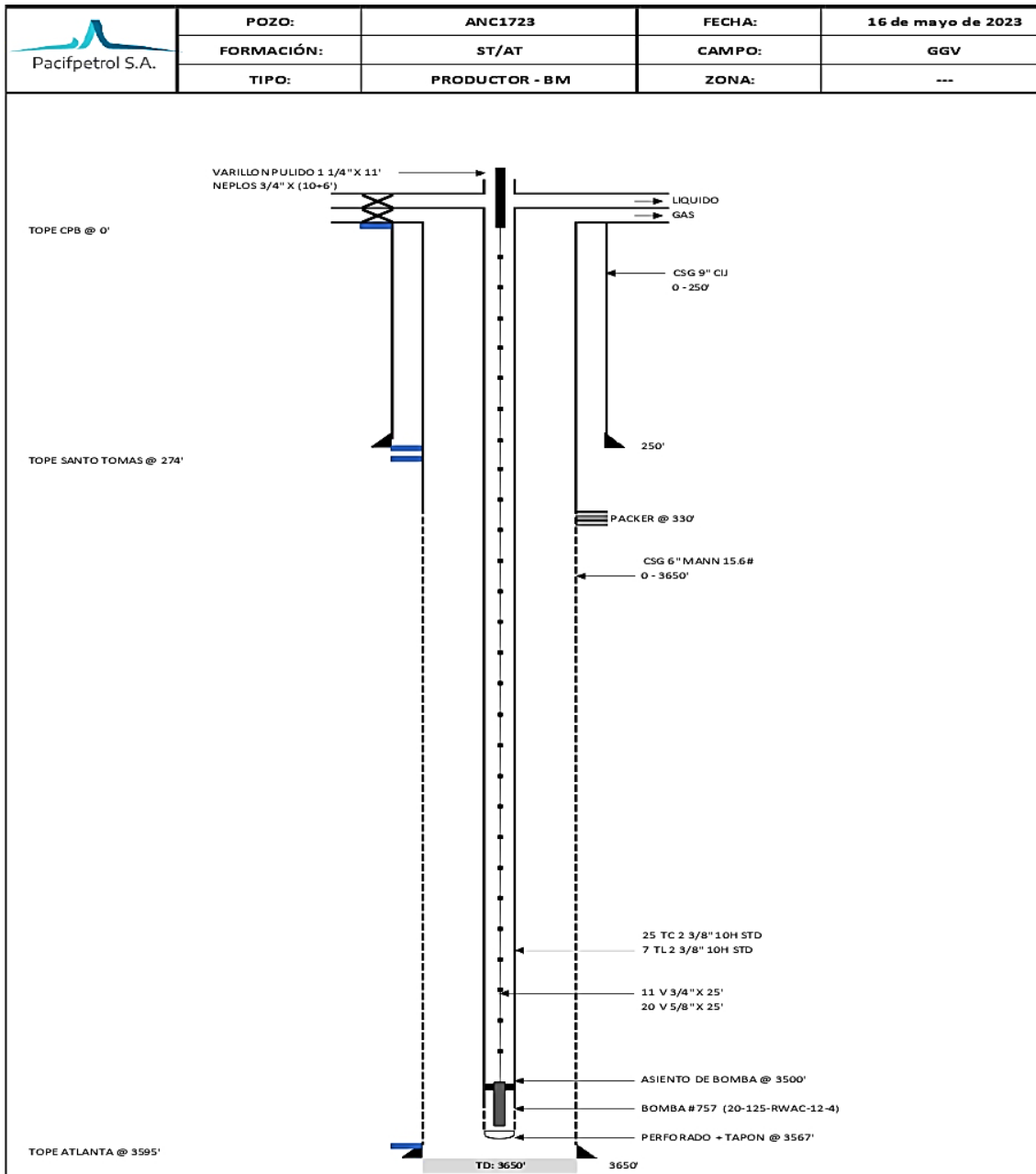


Figura 24: Diagrama del pozo ANC1723, (Pacifpetrol, 2023)

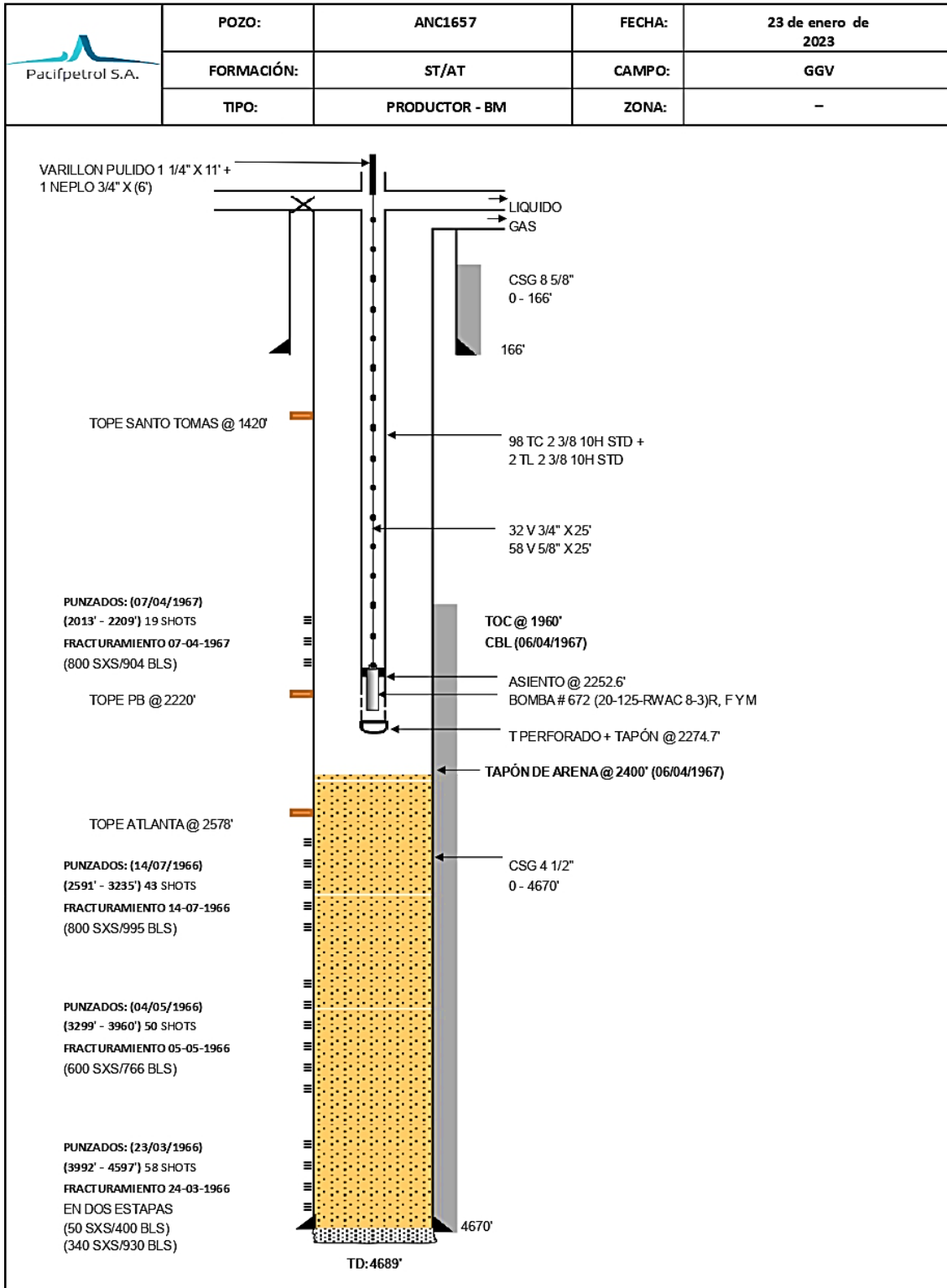


Figura 25: Diagrama del pozo ANC1657, (Pacifpetrol, 2023)

**Anexo B: Histórico de producción**

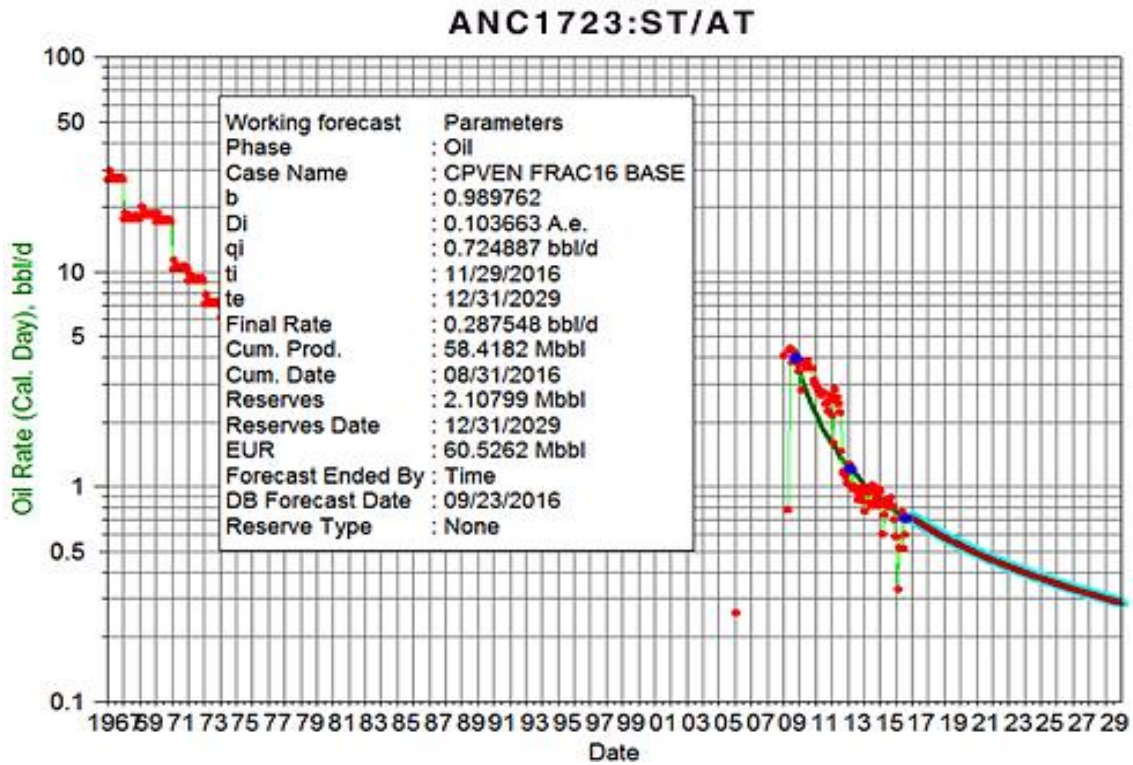


Figura 26: Histórico del pozo ANC1723, (Pacifpetrol, 2023)

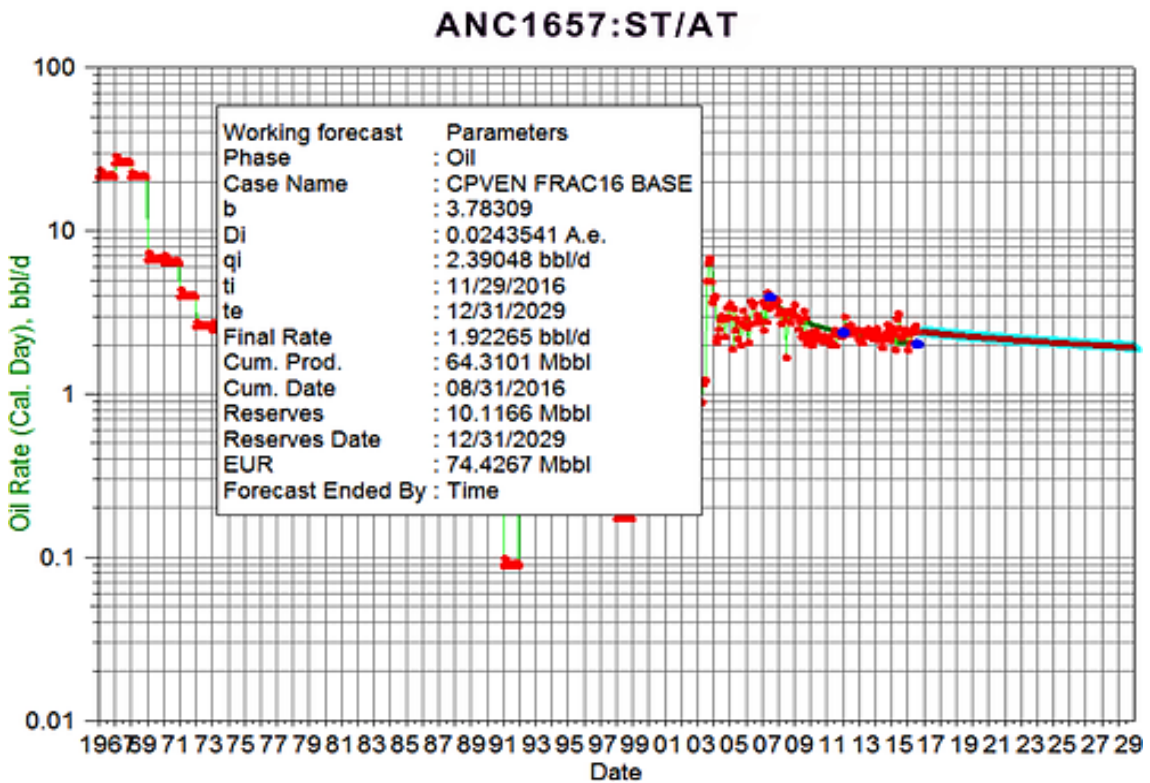


Figura 27: Histórico del pozo ANC1657, (Pacifpetrol, 2023)