



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Experiencia profesional como  
ingeniero en entrenamiento:  
GeoTalent, modelado de pozos y  
dimensionamiento de bombas  
hidráulicas tipo jet**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

José Alberto Alonso González

**ASESOR DE INFORME**

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

## Agradecimientos

*A Dios, por darme la fortaleza y resiliencia suficiente en tiempos difíciles, sin ello nada hubiera sido posible.*

*Al ingeniero Jorge Luis Morales de la Mora, por creer en el talento joven y darme una oportunidad de crecimiento profesional.*

*A mi asesor, Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia, le agradezco por toda su enseñanza, paciencia, atención y tiempo prestado.*

*A mis tíos Abraham y Armando Alonso, por su protección en situaciones desfavorables.*

*A mi tía Berenice Muñoz, gracias por todo el apoyo y comprensión desde siempre.*

*A mi primo Andrés Márquez, agradezco a la vida por el mejor hermano mayor con el que he podido vivir momentos increíbles.*

*A mis tíos Enrique Muñoz y Carolina Garza, por todo su cuidado y apoyo, sin perder ni un día su gran sonrisa.*

*A mi tía Luz María González, por todo el cuidado y amor incondicional brindado desde niño.*

*A mi abuelo Alejandro Alonso, por haber sido una fuente infinita de conocimiento y sabiduría para mí.*

*A mis abuelos Gilberto González y María de los Ángeles Solís, por todo su amor, cuidado y comprensión, como los grandes seres humanos que fueron.*

*A mi hermano Horacio Alonso, por el apoyo y valor que me ha brindado en tiempos difíciles e inciertos, espero estar siendo un ejemplo digno a seguir.*

*A mi padre Alberto Alonso, agradezco por cada minuto de inspiración, un fuerte abrazo hasta el cielo.*

*Y a mi madre Blanca Estela González, luchadora incansable de la vida, apoyo y guía en cada uno de mis días. A pesar de todas las adversidades, ¡lo logramos mamá!*

## Resumen

En el presente informe describo las principales actividades que realicé como ingeniero en entrenamiento en algunos de los proyectos de la compañía *Geolis* de marzo de 2021 a febrero de 2022. Al respecto, *Geolis* es una empresa mexicana dedicada a la explotación y optimización de activos petroleros, especializada en soluciones de bombeo, compresión, separación e implementación de sistemas artificiales de producción en pozos petroleros.

Los proyectos en los que tuve la oportunidad de participar y que contribuyeron indiscutiblemente a consolidar mi formación profesional fueron:

1. Proyecto *GeoTalent*, cuyos objetivos fueron identificar, reestructurar y unificar los programas sociales de la compañía para ofrecer apoyos y oportunidades de crecimiento profesional a estudiantes, recién egresados y académicos en el área de las Ciencias de la Tierra; asimismo, diseñar e implementar una interfaz de comunicación para difundir las áreas de oportunidad identificadas a través de su portal web, facilitando la comunicación con los grupos de interés. Al respecto, me desempeñé como analista y participé en el diseño conceptual de la interfaz.
2. Proyecto de desarrollo de un programa de cómputo con funcionalidades para calcular el comportamiento de afluencia en yacimientos, los perfiles de presión en pozos petroleros y las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados. En este proyecto, colaboré en la integración, documentación y programación computacional de los modelos matemáticos seleccionados.

3. Proyecto de desarrollo de un programa de cómputo para dimensionar equipos de bombeo hidráulico tipo jet. En este proyecto, participé en la formulación, documentación y programación computacional de una metodología para dimensionar la bomba, así como de un modelo mecánico de flujo multifásico en espacios anulares requerido para calcular las caídas de presión en el equipo.

La descripción de los proyectos referidos y de las actividades realizadas se presenta a manera de capítulos en este informe.

## Prefacio

Comenzar una vida laboral representa un reto importante para los recién egresados de la carrera de ingeniería petrolera debido a las dificultades que actualmente enfrenta el sector de los hidrocarburos en México. En este contexto, recibir entrenamiento directamente en la industria resulta invaluable. De esta manera, pueden adquirir otras competencias y habilidades que les permitan consolidar su formación académica y ampliar sus oportunidades de empleo.

En mi caso, Geolis, una empresa 100% mexicana dedicada a la explotación y optimización de activos petroleros, especializada en soluciones de bombeo, compresión, separación e implementación de sistemas artificiales de producción, y que apuesta por el talento joven, me brindó facilidades para incorporarme como ingeniero en entrenamiento.

En este informe describo las principales actividades que he venido desempeñando en algunos de los diversos proyectos de la compañía desde marzo de 2021 a febrero de 2022. Como se presenta en los siguientes capítulos, éstas pueden agruparse en los siguientes rubros:

1. **Proyecto *GeoTalent*:** Este proyecto surgió como una iniciativa de la empresa para facilitar la comunicación y estrechar vínculos con la comunidad académica de las carreras de Ciencias de la Tierra y afines. Para tal efecto, una primera etapa consistió en reestructurar y unificar sus programas sociales preexistentes orientados a ofrecer apoyo y oportunidades de crecimiento técnico, teórico y/o práctico a estudiantes, recién egresados y académicos. Con base en los análisis realizados, se trabajó

posteriormente en el diseño conceptual de una interfaz de comunicación para difundir las áreas de oportunidad identificadas a través del portal web de la compañía. Al respecto, me desempeñé como analista y participé en el diseño conceptual de la interfaz referida.

2. **Programa de cómputo PVT, IPR y VLP:** El objetivo de este proyecto fue desarrollar una herramienta computacional para calcular el comportamiento de afluencia en yacimientos, los perfiles de presión en pozos petroleros y las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados. La herramienta cuenta con funcionalidades para utilizar diferentes modelos de afluencia, métodos de flujo multifásico en tuberías verticales y correlaciones PVT, y permite comparar escenarios de explotación en un entorno gráfico amigable con el usuario. En este proyecto, colaboré en la integración, documentación y programación computacional de los modelos matemáticos seleccionados.
3. **Programa de cómputo para dimensionar equipos de bombeo hidráulico tipo jet:** La motivación para el desarrollo de este proyecto fue que la compañía opera numerosos pozos con este sistema de levantamiento artificial y frecuentemente requiere diseñarlos. Por lo tanto, en una primera etapa, se desarrolló una herramienta computacional para dimensionar la bomba. Para tal efecto, se implementó una metodología de diseño y un modelo mecánico para flujo multifásico en espacios anulares. En este proyecto, participé en la formulación, documentación y programación computacional de los modelos y metodología seleccionados.

En los siguientes capítulos, describo los proyectos antes mencionados y las actividades que lleve a cabo en cada uno de ellos.



Visita a las instalaciones de Geolis  
en Villahermosa, Tabasco, septiembre 2021.

*José Alberto Alonso González*

# Contenido

<b>Agradecimientos.....</b>	<b>I</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>III</b>
<b>Prefacio .....</b>	<b>V</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>XI</b>
<b>Lista de Tablas.....</b>	<b>XIII</b>

## Capítulo 1

<b>Proyecto GeoTalent .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Antecedentes .....</b>	<b>2</b>
<b>1.2 Grupos de interés y estructura .....</b>	<b>3</b>
1.2.1 Estudiantes .....	4
1.2.2 Recién egresados .....	5
1.2.3 Universidades .....	6
1.2.4 “Jóvenes Construyendo el Futuro” .....	7
<b>1.3 Diseño conceptual de la interfaz de comunicación.....</b>	<b>7</b>
<b>1.4 Implementación en el portal web .....</b>	<b>10</b>
<b>Conclusiones .....</b>	<b>11</b>

## Capítulo 2

<b>Programa de cómputo PVT, IPR y VLP .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 Antecedentes .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2 Módulo PVT .....</b>	<b>16</b>
2.2.1 Correlaciones PVT selectas.....	16
2.2.2 Implementación de las correlaciones PVT .....	16
<b>2.3 Módulo de comportamiento de afluencia.....</b>	<b>19</b>
2.3.1 Métodos de comportamiento de afluencia seleccionados.....	20
2.3.2 Implementación computacional de los modelos.....	28
<b>2.4 Módulo de cálculos de flujo multifásico .....</b>	<b>32</b>
2.4.1 Correlaciones de flujo multifásico seleccionadas.....	32
2.4.2 Implementación de los cálculos multifásicos.....	39
<b>Conclusiones .....</b>	<b>43</b>
<b>Nomenclatura.....</b>	<b>44</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>46</b>

## Capítulo 3

<b>Programa de cómputo para dimensionar equipos de bombeo hidráulico tipo Jet.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1 Antecedentes .....</b>	<b>49</b>
<b>3.2 Principios de operación de los sistemas de BHJ .....</b>	<b>51</b>
3.2.1 Método de Smart (1985) para dimensionar la geometría de la bomba .....	54
3.2.2 Modelo mecánico de Lage y Time (2000) .....	60
<b>3.3 Implementación computacional.....</b>	<b>66</b>
<b>Conclusiones .....</b>	<b>69</b>
<b>Nomenclatura.....</b>	<b>70</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>73</b>

**Conclusiones Generales .....74**

**Anexos.....76**

*Anexo 1 – Rango de aplicación de correlaciones PVT ..... 77*

*Anexo 2 – Extensión al método de Standing cuando  $p * wf < 0$  ..... 80*

# Lista de Figuras

<b>Figura 1.1</b> – Estructura del proyecto GeoTalent. ....	4
<b>Figura 1.2</b> – Muestra del formulario para la petición de conferencia. ....	9
<b>Figura 1.3</b> – Muestra de mensaje automático de confirmación de recepción de solicitud. ....	9
<b>Figura 1.4</b> – Interfaz principal del programa “GeoTalent”. ....	10
<b>Figura 2.1</b> – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para calcular las principales propiedades termodinámicas de los fluidos. ....	18
<b>Figura 2.2</b> – Interfaz gráfica del módulo PVT para calcular las propiedades del aceite en la plataforma Corewell. ....	18
<b>Figura 2.3</b> – Interfaz gráfica del módulo PVT para calcular las propiedades del gas y agua en la plataforma Corewell. ....	19
<b>Figura 2.4</b> – comportamiento lineal de la ecuación de Fetkovich en coordenadas log-log. ....	24
<b>Figura 2.5</b> – Interpretación del gráfico diagnóstico de Jones, Blount y Glaze (1976). ....	26
<b>Figura 2.6</b> – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para clacular el comportamiento de alfluencia. ....	28
<b>Figura 2.7</b> – Ejemplo de una curva de comportamiento de afluencia generada con el programa en Matlab para el método de Standing. ....	29
<b>Figura 2.8</b> – Ejemplo de una curva de comportamiento de afluencia generada con el programa en Matlab para el método de Vogel. ....	29
<b>Figura 2.9</b> – Interfaz gráfica para la selección del modelo de comportamiento de afluencia y la entrada de los datos de presión-producción. ....	30

<b>Figura 2.10</b> – Interfaz gráfica para la entrada de datos correspondientes a las propiedades de los fluidos, la geometría de los pozos, el daño y la eficiencia de flujo. ....	31
<b>Figura 2.11</b> – Ejemplo de curvas de afluencia generadas en la interfaz gráfica. ....	31
<b>Figura 2.12</b> – Mapa de patrones de flujo multifásico de Beggs & Brill (1973).....	35
<b>Figura 2.13</b> – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para realizar cálculos multifásicos con la correlación de Beggs y Brill (1973).....	40
<b>Figura 2.14</b> – Curvas de VLP e IPR generadas con el programa en Matlab. ....	40
<b>Figura 2.15</b> – Interfaz gráfica para la entrada de datos en el módulo de cálculos multifásico en la plataforma Corewell. ....	41
<b>Figura 2.16</b> – Ejemplo de curvas IPR y VLP generadas en la interfaz gráfica en la plataforma Corewell. ....	42
<b>Figura 3.1</b> – Configuración de una bomba de fondo tipo jet. ....	52
<b>Figura 3.2</b> – Geometría interna de la bomba. ....	53
<b>Figura 3.3</b> – Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo (Sosa, 2010). ....	60
<b>Figura 3.4</b> – Etapas del proceso de ejecución del programa para dimensionar la geometría de una bomba hidráulica tipo jet mediante el método de Smart (1985).....	66
<b>Figura 3.5</b> – Resultados del programa para dimensionar la geometría de la bomba hidráulica tipo jet.....	68
<b>Figura A.1.1</b> – Rangos de aplicación en densidad API de las correlaciones PVT. ....	77
<b>Figura A.1.2</b> – Rangos de aplicación en presión de burbuja de las correlaciones PVT...	77
<b>Figura A.1.3</b> – Rangos de aplicación en temperatura de las correlaciones PVT. ....	78
<b>Figura A.1.4</b> – Rangos de aplicación en factor de volumen del aceite de las correlaciones PVT. ....	78
<b>Figura A.1.5</b> – Rangos de aplicación en relación de solubilidad de las correlaciones PVT. ....	79
<b>Figura A.1.6</b> – Rangos de aplicación en densidad relativa del gas de las correlaciones PVT.....	79

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1.1</b> – Rubros considerados en el grupo de interés “Estudiantes”.....	5
<b>Tabla 2.1</b> – Relación de correlaciones PVT seleccionadas.....	17
<b>Tabla 2.2</b> – Criterios para el diagnóstico de daño y turbulencia de Jones, Blount y Glaze (1976).....	27
<b>Tabla 2.3</b> – Categorías de las correlaciones de flujo multifásico.....	33
<b>Tabla 2.4</b> – Criterios para determinar el patrón de flujo horizontal de Beggs y Brill (1973). .....	36
<b>Tabla 2.5</b> – Constantes para el colgamiento en tubería horizontal. ....	36
<b>Tabla 2.6</b> – Valores para “C”.....	37
<b>Tabla 3.1</b> – Ventajas y desventajas de una bomba tipo jet (Guzmán, 1997). ....	51
<b>Tabla 3.2</b> – Relación de diámetros y espacio de flujo. ....	55
<b>Tabla 3.3</b> – Relación de áreas óptimas.....	57

## **CAPÍTULO 1**

# **Proyecto GeoTalent**

# Proyecto GeoTalent

*Geolis* es una compañía mexicana del sector petrolero que impulsa programas de vinculación con la comunidad académica de las Ciencias de la Tierra, así como para apoyar al talento joven a incorporarse al campo laboral. Al respecto, el proyecto que se aborda en este capítulo, denominado *GeoTalent*, está orientado a consolidar diversas iniciativas en esos ámbitos. En este capítulo, describo las características del proyecto y las actividades en las que participé.

## 1.1 Antecedentes

*Geolis* es una compañía mexicana dedicada a la explotación y optimización de activos petroleros, especializada en soluciones de bombeo, compresión, separación e implementación de sistemas artificiales de producción. Ahora bien, los esfuerzos de la compañía no solo están enfocados a la generación de valor y riqueza económica, sino que también emprende iniciativas de corte social para apoyar a sectores específicos de la población en México, incluido el académico.

Al respecto, *Geolis* ha contado con diversos programas para apoyar a los estudiantes y recién egresados de las carreras de Ciencias de la Tierra a incorporarse al sector laboral petrolero, así como para establecer convenios de colaboración con las universidades. Sin embargo, luego de un análisis exhaustivo, se determinó que el alcance y difusión de éstos debía mejorarse para lograr un mayor impacto entre los grupos de interés. Por lo tanto, surgió la propuesta de desarrollar el proyecto “*GeoTalent*”, con el siguiente objetivo.

### **Objetivo:**

El objetivo de proyecto fue: *“Identificar, reestructurar y unificar los diversos programas preexistentes de la compañía orientados a ofrecer apoyos y oportunidades de crecimiento técnico, teórico y/o práctico a estudiantes, recién egresados y académicos en el área de las Ciencias de la Tierra; y, a partir de la reestructura de las áreas de oportunidad identificadas, implementar funcionalidades en el portal web de Geolis para darles difusión y facilitar la comunicación con los grupos de interés”.*

La primera etapa del proyecto *GeoTalent*, en la cual tuve oportunidad de participar, consistió en identificar los grupos académicos de interés y generar una estructura para reorganizar y unificar los programas de apoyo y vinculación académicos que la empresa ha impulsado tradicionalmente. Esta etapa concluyó con el diseño conceptual de una interfaz de comunicación para difundir los programas identificados a través del portal web de la compañía.

## **1.2 Grupos de interés y estructura**

En el proyecto *GeoTalent*, se reorganizaron, complementaron y unificaron los diversos programas de apoyo y vinculación académicos que *Geolis* ha impulsado en los últimos años. De acuerdo con los análisis realizados, se identificaron cuatro grupos de interés, organizados en la estructura mostrada en la **Figura 1.1**.

1. Estudiantes
2. Recién egresados
3. Universidades
4. “Jóvenes Construyendo el Futuro”

A continuación, se describen las opciones de apoyo y vinculación conformadas para cada grupo.



Figura 1.1 – Estructura del proyecto GeoTalent.

## 1.2.1 Estudiantes

El propósito de las iniciativas en este grupo es contribuir a la formación académica y el desarrollo profesional de los/las estudiantes universitarios de las ingenierías y carreras afines a la industria petrolera a través de la gestión y exposición de conferencias y talleres con especialistas; asimismo, mediante la generación de oportunidades para realizar prácticas de campo/visitas y/o residencias/prácticas profesionales en las instalaciones de la compañía, cerrando así la brecha entre la formación teórica y la práctica ingenieril. Todas estas iniciativas estarán sustentadas por un convenio previo de colaboración con las universidades. En la **Tabla 1.1** se indican los rubros identificados, con sus respectivos objetivos.

Actividades realizadas:

Se colaboró en la definición y elaboración de las bases, requisitos y rúbricas necesarias para gestionar y llevar a cabo conferencias, pláticas abiertas y/o talleres con especialistas en temas de interés y actualidad de la industria petrolera afines a las áreas de competencia de *Geolis*, y a solicitud expresa de los/las estudiantes a través del portal web de la compañía; asimismo, para atender las solicitudes para realizar residencias y/o prácticas profesionales, y visitas y/o prácticas de campo. Se colaboró en el diseño conceptual de la interfaz de comunicación para automatizar y gestionar de manera óptima las peticiones recibidas del alumnado cuya universidad posea un convenio vigente con la empresa.

**Tabla 1.1 – Rubros considerados en el grupo de interés “Estudiantes”.**

Rubro	Objetivo
a) Conferencias	Contribuir a la formación académica y el desarrollo profesional de las/los estudiantes a través de la realización de conferencias y/o pláticas abiertas sobre temas relevantes y de actualidad en la industria petrolera, y en las cuales los ponentes compartan su experiencia laboral.
b) Talleres	Contribuir a la formación académica y el desarrollo profesional de las/los estudiantes mediante la impartición de talleres sobre tópicos relevantes de la industria petrolera, con la participación de especialistas.
c) Prácticas de campo y visitas	Ofrecer a las/los estudiantes facilidades para realizar prácticas de campo y/o visitas en las instalaciones de la compañía que les permitan vincular sus conocimientos teóricos con la práctica ingenieril.
d) Residencias y prácticas profesionales	Ofrecer a las/los estudiantes facilidades para realizar residencias y/o prácticas profesionales en las instalaciones de la compañía, recibiendo capacitación en la práctica de la ingeniería petrolera.

### 1.2.2 Recién egresados

En general, los jóvenes egresados enfrentan dificultades para incorporarse a la industria petrolera por primera vez debido a que las oportunidades laborales son limitadas y se

buscan perfiles con cierta experiencia. Ante este panorama, *Geolis* ha dispuesto tradicionalmente de un programa de entrenamiento (“training”) orientado a este grupo objetivo; por lo tanto, el programa se reorganizó en el marco de *GeoTalent* y se complementó con oportunidades para que los estudiantes de los últimos semestres de las carreras de las Ciencias de la Tierra lleven a cabo pasantías en la empresa, contribuyendo a que adquieran experiencia práctica y amplíen sus oportunidades de empleo.

### **Pasantías y Training**

Objetivo: Ofrecer a las/los estudiantes de últimos semestres y recién egresados de las carreras de las Ciencias de la Tierra una oportunidad de aprendizaje y acercamiento al campo laboral a través de pasantías y/o un programa de entrenamiento, integrándolos activamente en proyectos reales en el área de servicios de producción para la industria petrolera.

### **1.2.3 Universidades**

En este rubro del programa *GeoTalent* se busca facilitar la creación de nexos entre las universidades y *Geolis* a través de convenios de colaboración académica. Estos convenios constituirán el marco legal para la realización de proyectos entre el personal de la empresa y profesores e investigadores de las instituciones educativas de nivel superior; asimismo, para implementar diversas iniciativas que contribuyan a consolidar la formación profesional de los estudiantes.

### **Convenios de colaboración académica**

Objetivo: Promover la vinculación de *Geolis* con universidades del país mediante convenios de colaboración académica para realizar de manera conjunta proyectos académicos, ingenieriles y de investigación en temas de la industria petrolera afines a sus respectivas áreas de interés; asimismo, para contribuir a consolidar la formación

profesional de las/los estudiantes a través de la impartición de conferencias, talleres y prácticas de campo, así como con oportunidades de realizar servicio social, residencias y prácticas profesionales en las instalaciones de la compañía, entre otras iniciativas.

### 1.2.4 “Jóvenes Construyendo el Futuro”

“Jóvenes Construyendo el Futuro” es un programa gubernamental dirigido a jóvenes de entre 18 a 29 años de edad que no estudian y no trabajan, para que reciban capacitación en empresas, talleres, instituciones o negocios, adquiriendo hábitos laborales y competencias técnicas para incrementar sus oportunidades de encontrar empleo a futuro. Al considerarla una oportunidad valiosa para este sector de la población, este programa ya se encontraba en el portafolio de *Geolis*. Por lo tanto, y con la finalidad de lograr un mayor alcance y difusión, se decidió integrarlo como un rubro adicional en *GeoTalent*.

#### “Jóvenes Construyendo el Futuro”

Objetivo: Promover la integración de jóvenes en Geolis en el marco del programa gubernamental “Jóvenes Construyendo el Futuro”, ofreciéndoles oportunidades y facilidades para adquirir conocimientos, competencias y habilidades que eventualmente les permitan incrementar sus oportunidades de empleo en el sector de la industria petrolera.

## 1.3 Diseño conceptual de la interfaz de comunicación

Anteriormente la página web de *Geolis* no contaba con funcionalidades específicas para atender solicitudes relacionadas con los diversos programas de corte social/académico de la compañía. De esta manera, cuando un usuario estaba interesado en alguno de ellos tenía que identificar primero la dependencia correspondiente y contactarla posteriormente por correo electrónico para plantear su asunto. Esto podía volver confuso el proceso y dificultar las gestiones respectivas.

Con la finalidad de remediar esta problemática, se realizó el diseño conceptual de una interfaz de comunicación para el portal web de la compañía para difundir los diversos programas que integran *GeoTalent*, indicar los trámites que deberán realizarse según el caso y canalizar las solicitudes directamente con las dependencias correspondientes. Por tanto, el tráfico de información de usuario – *Geolis*, resultará más eficiente.

### Actividades realizadas

Como primera acción, y como parte de un equipo de tres ingenieros en entrenamiento, colaboré en la relación de un plan de trabajo para desarrollar los contenidos de la interfaz de comunicación de *GeoTalent* en un periodo aproximado de un mes. Posteriormente, estuve a cargo de la organización, documentación y desarrollo de los contenidos correspondientes a las secciones de “Conferencias”, “Talleres” y “Jóvenes Construyendo el Futuro”.

En el desarrollo de los contenidos, se consideraron los paquetes de información que se mencionan a continuación, en cada uno de los cuales se definieron medios eficientes de comunicación con el usuario y los correspondientes procesos para la recepción, confirmación y gestión de solicitudes:

- a) Información inicial hacia el usuario.
- b) Información proporcionada por el usuario.
- c) Información final entregada al usuario.

Una vez desarrollado los contenidos y canales para el flujo de información, se diseñaron formularios para que el usuario ingrese sus datos según el trámite de interés; cabe mencionar que los formularios para cada rubro del programa *GeoTalent* fueron implementados posteriormente en el portal web de la compañía por el área de informática (ver **Figura 1.2**). Como parte del proceso para la gestión de las solicitudes, también se elaboraron mensajes automáticos de confirmación por correo electrónico para su recepción y seguimiento (ver **Figura 1.3**).

The screenshot shows the Geolis website interface. On the left, there is a navigation menu with categories: UNIVERSIDADES, ESTUDIANTES (highlighted in yellow), RECIÉN EGRESADOS, and JÓVENES CONSTRUYENDO EL FUTURO. The main content area features the Geolis logo and a yellow button labeled 'Formulario de solicitud'. Below this is a form with the following fields: 'Nombre(s)\*', 'Apellido paterno\*', 'Apellido materno\*', 'Universidad\*', 'Correo electrónico\*', and 'Número telefónico \*'. To the right of the form is a photograph of a conference room with an audience. Below the photo are two links: '+ [Historial de Conferencias](#)' and '+ [Historial de Ponentes](#)'. At the bottom right, there is a yellow button labeled 'Solicitud de información de Ponente' and a dropdown menu labeled 'Ponentes disponibles\*' with a downward arrow.

Figura 1.2 – Muestra del formulario para la petición de conferencia.

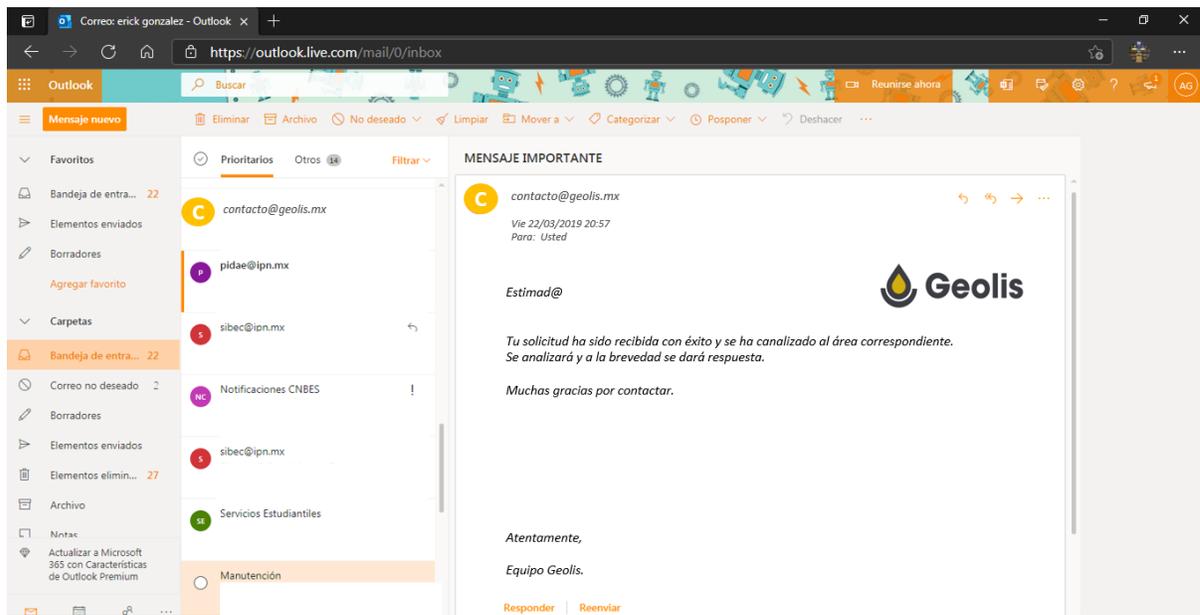


Figura 1.3 – Muestra de mensaje automático de confirmación de recepción de solicitud.

## 1.4 Implementación en el portal web

Una vez concluida la propuesta del proyecto *GeoTalent*, al interior de la empresa se inició un proceso de cotejado entre sus políticas y los objetivos y alcances de los programas de apoyo y vinculación académicos considerados para cada grupo de interés. Asimismo, se planteó la posibilidad de desarrollar métricas para monitorear las diferentes acciones que eventualmente se realicen, y que servirán como una fuente de retroalimentación para mantener el proyecto actualizado.

Después de que el diseño conceptual propuesto para la interfaz de comunicación fue aprobado, la siguiente etapa del proyecto consistió en implementarlo en el portal web de *Geolis*, en una sección exclusiva para el programa *GeoTalent*. Esta implementación fue realizada por el equipo de informática de la compañía, en sinergia con el equipo que trabajamos se muestra en la **Figura 1.4**; se tiene considerado publicarla oficialmente en el portal a principios de 2022.



**Figura 1.4** – Interfaz principal del programa “GeoTalent”.

## Conclusiones

- Como ingeniero entrenamiento en Geolis, colaboré en la propuesta y desarrollo del proyecto GeoTalent, cuyo objetivo fue identificar, reestructurar y unificar los diversos programas preexistentes de la compañía orientados a ofrecer apoyos y oportunidades de crecimiento técnico, teórico y/o práctico a estudiantes, recién egresados y académicos en el área de las Ciencias de la Tierra; y, a partir de las reestructuras de las áreas de oportunidad identificadas, implementar funcionalidades en el portal web para darles difusión y facilitar la comunicación con los grupos de interés.
- Proyectos como GeoTalent resultan valiosos para la sociedad porque buscan impulsar el desarrollo del talento joven mediante diversas acciones que contribuyen a consolidar su formación profesional y adquirir nuevos conocimientos, habilidades y competencias que les permitan incrementar sus oportunidades para emplearse en la industria petrolera.

**CAPÍTULO 2**

**Programa de cómputo PVT, IPR y  
VLP**

# Programa de cómputo PVT, IPR y VLP

En este capítulo, se describe el proyecto en que se desarrolló una herramienta computacional para calcular el comportamiento de afluencia en yacimientos, los perfiles de presión en pozos petroleros y las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados. La herramienta cuenta con funcionalidades para usar diferentes modelos de afluencia, métodos de flujo multifásico en tuberías verticales y correlaciones PVT, permitiendo comparar escenarios de explotación en un entorno gráfico amigable con usuario.

## 2.1 Antecedentes

De manera cotidiana, los ingenieros de *Geolis* requieren calcular caídas de presión en los pozos para analizar estrategias de producción, así como para diseñar sistemas artificiales de levantamiento (bombeo electrocentrífugo, bombeo neumático, bombeo hidráulico tipo jet, por mencionar algunos); para tal efecto, utilizan herramientas comerciales cuyas licencias pueden resultar costosas y no siempre se tienen disponibles. Por tanto, surgió el interés en desarrollar herramientas propias, con el beneficio adicional de hacerlas compatibles con una plataforma/aplicación multipropósito de la compañía, llamada “*Corewell*”.

Como parte de la propiedad intelectual de *Geolis*, “*Corewell*” es una plataforma-aplicación que surgió inicialmente para gestionar y optimizar el tráfico de información de los equipos

de bombeo hidráulico tipo jet instalados y operados en campos de la región norte de Veracruz. Mediante esta plataforma, la cual dispone de un repositorio único para el almacenamiento de datos, el personal tiene acceso a la información de manera oportuna y expedita. Entre la información disponible, puede mencionarse:

- Reportes de producción por pozo.
- Programas operativos.
- Monitoreos en tiempo real.
- Tendencias de variables de operación pozos o equipos.

Con el desarrollo posterior de la plataforma, se adicionaron funcionalidades para la administración de contratos y proyectos de servicios con terceros, entre los que destaca Petróleos Mexicanos. Asimismo, actualmente permite la integración de software desarrollado internamente para atender las necesidades del personal de la compañía y/o de los clientes.

En este contexto, la herramienta objeto del presente proyecto está diseñada para operar en el ambiente de “Corewell”, ampliando así su rango de utilidades y buscando con ello automatizar algunos cálculos de propiedades de los fluidos, de flujo multifásico en pozos y de comportamiento de afluencia, los cuales se requieren frecuentemente en el desarrollo de propuestas técnicas-económicas.

### **Objetivo:**

El objetivo del presente proyecto es: *“Desarrollar una herramienta computacional para calcular el comportamiento de afluencia en yacimientos, los perfiles de presión en pozos petroleros y las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados.”*

Como requerimientos de la herramienta, se especificó que contara con diferentes correlaciones PVT, modelos de afluencia y métodos de flujo multifásicos en tuberías verticales; asimismo, que debería contar con funcionalidades para comparar escenarios

de explotación; finalmente, que resultara amigable con el usuario y opere en el entorno de la plataforma “Corewell”.

La herramienta desarrollada se estructuró en tres módulos principales:

- i. Módulo PVT.
- ii. Módulo de comportamiento de afluencia.
- iii. Módulo de cálculos de flujo multifásico.

En las siguientes secciones, se describe cada uno de ellos.

### **Actividades realizadas**

- Participación en la elaboración del plan de trabajo para desarrollar la herramienta objeto del proyecto.
- Colaboración en la búsqueda, recopilación y selección de la literatura concerniente a correlaciones PVT, modelos de comportamiento de afluencia y de flujo multifásico en tuberías verticales.
- Programación en *Matlab* de los modelos asignados.
- Verificación de los resultados de la herramienta.
- Migración de códigos computacionales de *Matlab* a lenguaje *Phyton*.
- Participación en reuniones de trabajo con el equipo de informática de *Geolis* para explicarles diversos temas de productividad de pozos y flujo multifásico en tuberías verticales.
- Apoyo en reuniones de trabajo para diseñar la interfaz gráfica de la herramienta a partir de los requerimientos establecidos por la compañía.

## 2.2 Módulo PVT

Para el diseño y análisis de las condiciones de operación del sistema integral de producción petrolero, es necesario conocer las propiedades termodinámicas de los fluidos producidos (aceite, gas y agua), tales como la densidad, viscosidad, factor de volumen y presión de burbuja, por mencionar algunas. Estas propiedades PVT pueden determinarse experimentalmente, o bien pueden estimarse mediante modelos composicionales o con correlaciones empíricas. En el presente proyecto, se optó por el enfoque empírico.

A continuación, se mencionan las correlaciones que fueron seleccionadas e implementadas en el módulo de cálculos PVT de la herramienta objeto del proyecto.

### 2.2.1 Correlaciones PVT selectas

Luego de una revisión de la literatura especializada, se seleccionaron las correlaciones empíricas que se indican en la **Tabla 2.1** para calcular las principales propiedades termodinámicas del aceite, gas y agua. Como parte de los trabajos realizados, en el *Anexo 2* se indican los rangos de aplicación correspondientes.

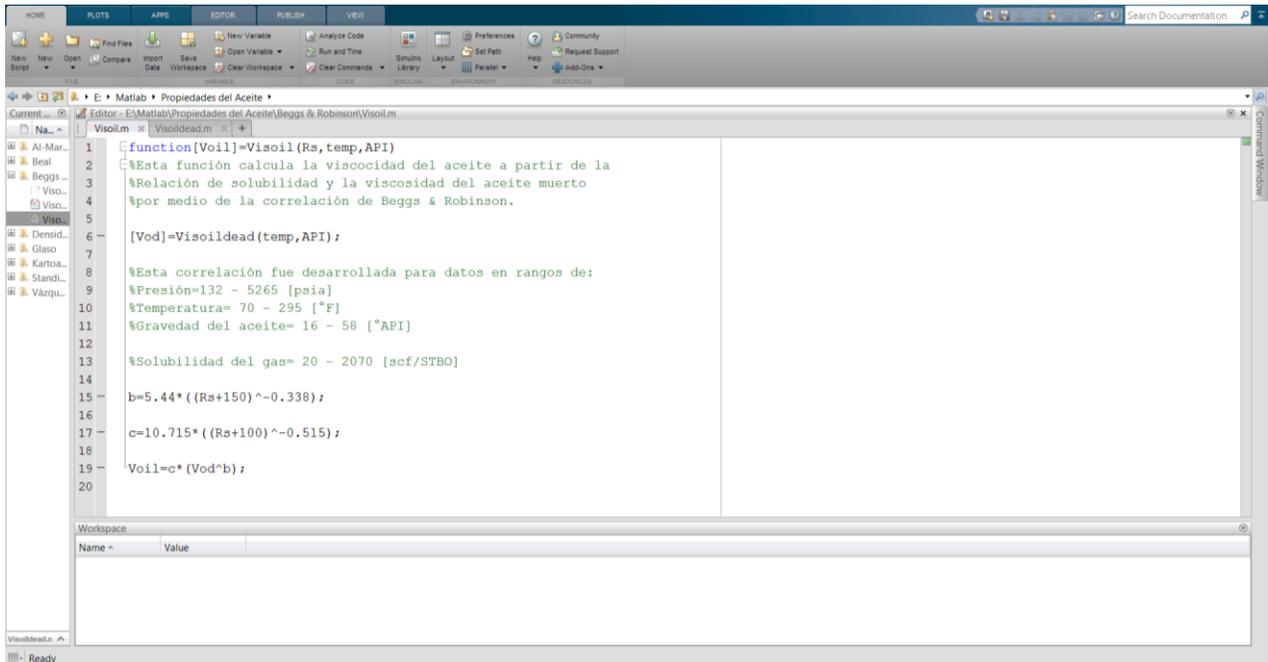
### 2.2.2 Implementación de las correlaciones PVT

Las correlaciones PVT seleccionadas se implementaron como funciones computacionales en Matlab (**Figura 2.1**). Una vez que los resultados calculados con el programa se verificaron exitosamente a partir de datos y ejercicios publicados en la literatura, el código se migró a lenguaje *Phyton*, compatible con la plataforma *Corewell*.

**Tabla 2.1** – Relación de correlaciones PVT seleccionadas.

<b>Fluido</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Autor</b>
<b>Aceite</b>	Presión de burbuja ( $P_b$ ), relación de solubilidad ( $R_s$ ) y factor de volumen del aceite ( $B_o$ )	Al- Marhoun (1988); Glaso (1980); Kartoatmodjo y Schmidt (1991); Standing (1957); Vásquez y Beggs (1980).
	Compresibilidad del aceite ( $C_o$ )	Vásquez y Beggs (1980).
	Viscosidad del aceite muerto ( $\mu_{od}$ )	Beal (1946); Beggs y Robinson (1975); Glaso (1980); Kartoatmodjo y Schmidt (1991).
	Viscosidad del aceite saturado ( $\mu_o$ )	Beggs y Robinson (1975); Kartoatmodjo y Schmidt (1991).
<b>Gas</b>	Prop. pseudocríticas ( $T_{pc}$ y $P_{pc}$ )	Standing y Katz (1942).
	Factor de compresión del gas ( $Z$ )	Brill (1973); Dranchuck (1975); Papay (1968).
	Viscosidad ( $\mu_g$ )	Lee (1966).
<b>Agua</b>	Factor de volumen ( $B_w$ )	Gould (1974).

Posteriormente, el equipo de informática lo acopló a Corewell y desarrolló la interfaz gráfica mostrada en las **Figuras 2.2 y 2.3**. Este proceso se gestionó en tiempo y forma de manera eficiente. Cabe destacar que los ingenieros de diseño de la compañía utilizan cotidianamente esta aplicación para obtener los datos PVT que requieren para diseñar sistemas de levantamiento artificial y elaborar propuestas técnicas.



**Figura 2.1** – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para calcular las principales propiedades termodinámicas de los fluidos.



**Figura 2.2** – Interfaz gráfica del módulo PVT para calcular las propiedades del aceite en la plataforma Corewell.

The screenshot displays the Corewell PVT module interface. It features a sidebar with 'Inicio' and 'Modelado de pozos' options. The main area is divided into three sections:

- Contaminantes:** Input fields for CO2 (10%), H2S (2%), and N2 (4%).
- Propiedades del gas:** Input fields for Z (Dranchuk, 0.95, Adim), Bg (Cálculo Ge..., 0.00998, ft3/scf), pg (Lee, 5.6201, lbm/ft3), and μg (Lee, 0.0185, cp).
- Propiedades del agua:** Input fields for Bw (Gould, 1.03, bbl/STBW), pw (Cálculo Ge..., 60.71, lbm/ft3), μw (Cálculo Ge..., 0.18, cp), and ow (Cálculo Ge..., 38.44, dinas/cm).

**Figura 2.3** – Interfaz gráfica del módulo PVT para calcular las propiedades del gas y agua en la plataforma Corewell.

## 2.3 Módulo de comportamiento de afluencia

El planteamiento de este módulo está orientado a calcular el gasto de aceite que puede aportar el yacimiento al pozo, buscando la versatilidad de comparar distintos escenarios de explotación con diferentes modelos. Para la gestión del módulo, se elaboró un plan de trabajo para dar seguimiento a los puntos esenciales a cumplir, desde la revisión y documentación de modelos de afluencia hasta la implementación del módulo en la plataforma *Corewell*.

A continuación, se describen los modelos empleados y el proceso de implementación en la plataforma.

### 2.3.1 Métodos de comportamiento de afluencia seleccionados

El comportamiento de afluencia (o IPR, por sus siglas en inglés – *Inflow Performance Relationship*) indica la relación entre el gasto de aceite y la caída de presión en el yacimiento; depende de múltiples factores, tales como las propiedades petrofísicas y geometría del medio poroso, las propiedades termodinámicas y saturaciones de los fluidos, los mecanismos de empuje y el daño a la formación, por mencionar algunos.

Como parte de las actividades en el plan de trabajo, se revisaron diversos métodos para predecir el comportamiento de afluencia. En este proyecto, y de acuerdo con los requerimientos de la compañía, se seleccionaron los siguientes:

- a) Darcy
- b) Vogel (1968)
- c) IPR Generalizada (en Brown et al., 1997)
- d) Standing (1970)
- e) Fetkovich (1973)
- f) Jones, Blount y Glaze (1976)

A continuación, se describen brevemente cada uno de ellos.

#### a) Darcy

Considerando un medio poroso con geometría radial, la ecuación de Darcy puede expresarse como:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_r - p_{wf})}{\mu_o Bo \left( \ln(r_e/r_w) - \frac{3}{4} + S \right)}, \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

donde la nomenclatura y unidades de cada parámetro se indican al final del capítulo.

Con respecto a la ecuación 2.1, es importante destacar que Darcy consideró lo siguiente en su desarrollo:

- ✓ Flujo laminar y monofásico.
- ✓ Medio poroso isotérmico, homogéneo y saturado 100%.
- ✓ Gradientes de presión pequeños.
- ✓ Fluido ligeramente compresible y de viscosidad constante.
- ✓ No se toman en cuenta efectos gravitacionales.

En cuanto a la unidad de medida definida como Darcy, puede mencionarse que un medio poroso que se encuentra saturado completamente con un fluido monofásico cuya viscosidad es de 1 [cP], tiene una permeabilidad de 1 [Darcy] si permite el paso del fluido en un ritmo de 1 [cm<sup>3</sup>/s] a través de 1 [cm<sup>2</sup>] de área normal al flujo, y bajo un gradiente de presión de 1 [atm/cm].

### b) Vogel

El modelo de Vogel (1968) permite predecir el comportamiento de afluencia en yacimientos de aceite saturado (presión del yacimiento menor que la presión de burbuja). Fue derivado a partir de simulaciones numéricas de yacimientos, y se expresa como:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2, \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Para utilizar el método de Vogel, primeramente, debe determinarse el gasto máximo (o potencial del pozo); para tal efecto, se utiliza la  $p_{ws}$  y un punto medido de  $p_{wf}$  vs  $q_o$ , y se despeja el gasto máximo de la ecuación 2.2. Una vez determinado, se proponen varias presiones de fondo fluyente y se calcula el gasto de aceite correspondiente para generar la curva de comportamiento de afluencia.

**c) IPR Generalizada**

Este método es una generalización del método de Vogel y aplica a sistemas en que la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbuja, pero la presión de fondo fluyente puede ser mayor o menor que ésta. Por lo tanto, pueden presentarse dos casos, como se indica a continuación.

a) Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja, el comportamiento de afluencia es lineal y se calcula como:

$$q_o = J(p_{ws} - p_{wf}), \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

b) Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, el comportamiento de afluencia es no lineal y se calcula como:

$$q_o = q_{ob} + \frac{J * p_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right], \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

**d) Standing**

En 1970, Standing introdujo el concepto de eficiencia de flujo y extendió el trabajo de Vogel. La eficiencia de flujo (EF) se define como:

$$EF = \frac{q_{real}}{q_{ideal}} = \frac{p_{ws} - p_{wf}^*}{p_{ws} - p_{wf}}, \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

donde  $p_{wf}$  es la presión de fondo fluyente con daño,  $p_{wf}^*$  es la presión de fondo fluyente sin daño (ideal) y  $p_{ws}$  es la presión estática del yacimiento.

Como puede observarse, son posibles los siguientes casos:

- a) Si la  $EF < 1$ , existe daño en la cara de la formación.
- b) Si la  $EF > 1$ , la cara de la formación está estimulada.
- c) Si la  $EF = 1$ , no existe daño (positivo o negativo) en la cara de la formación.

La secuencia de los cálculos para generar la curva de comportamiento de afluencia con la ecuación de Vogel, pero considerando eficiencias de flujo diferentes de uno, es:

1. Obtener la presión ideal despejándola de la ecuación 2.5.
2. Cancelar el  $q_{o\max\ EF=1}$  despejándolo del modelo de Vogel (ecuación 2.2) en función de la presión ideal.
3. Dividir el intervalo de cero a  $p_{ws}$  en cierto número de segmentos y repetir los siguientes dos pasos para cada  $p_{wf}$  resultante.
4. Calcular la presión ideal a una EF de interés con la ecuación 2.5, correspondiente a una  $p_{wf}$  del vector generado en el paso anterior.
5. Obtener el  $q_o @ EF\ determinada$ , despejándolo del modelo de Vogel (ecuación 2.2) en función de la presión ideal a una EF determinada obtenida en el paso anterior y del  $q_{o\max\ EF=1}$ .

En el Anexo 2, puede consultarse una alternativa cuando  $p_{wf}^* < 0$ .

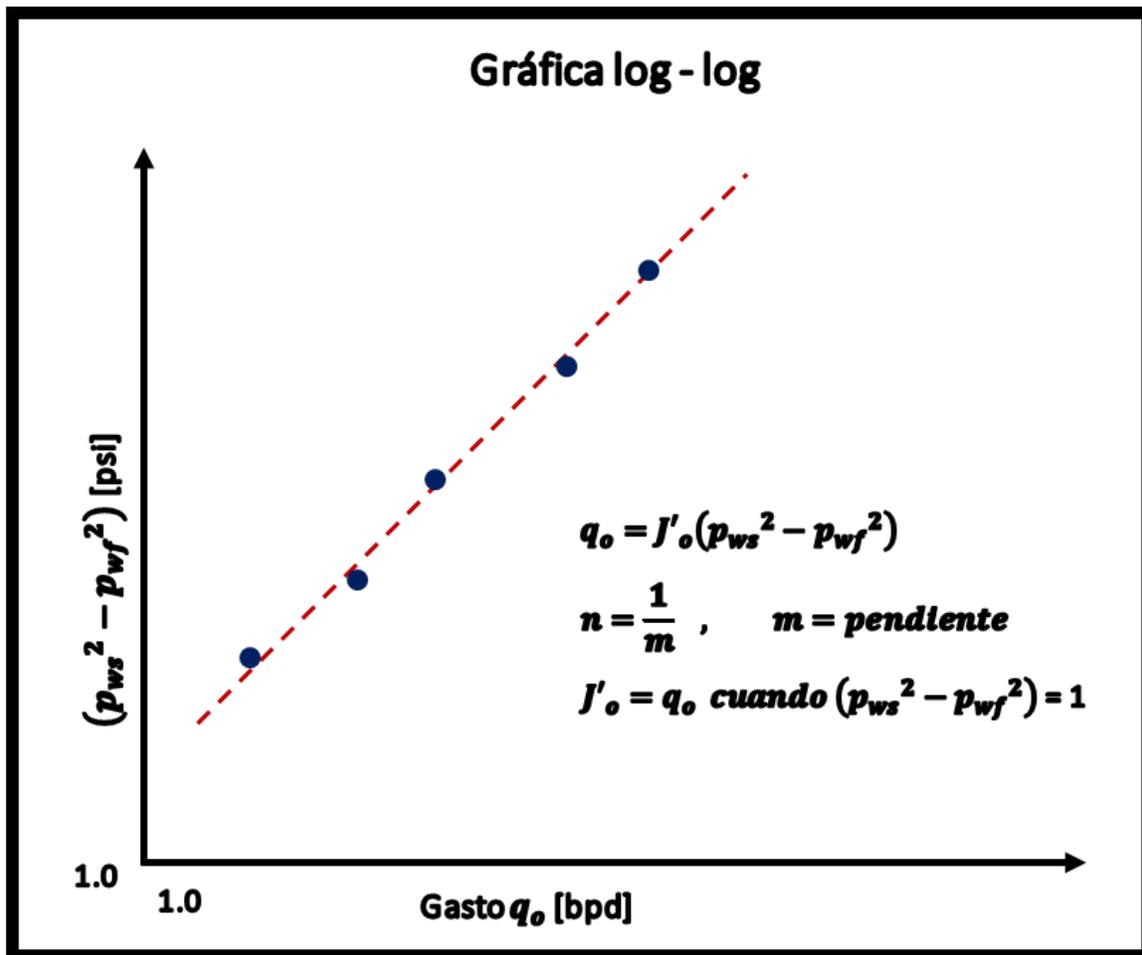
### **e) Fetkovich**

En 1973, Fetkovich propuso un método para calcular el comportamiento de afluencia en pozos productores de aceite. La ecuación propuesta por este autor es la siguiente:

$$q_o = J_o' (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n , \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

donde los parámetros  $J_o'$  y  $n$  se obtienen a partir de un conjunto de al menos tres datos medidos de  $p_{wf}$  vs  $q_o$  y la  $p_{ws}$ .

Es importante destacar que, al graficar la ecuación de Fetkovich en coordenadas  $\log(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$  vs.  $\log(q_o)$ , se obtiene un comportamiento lineal, como se muestra en la **Figura 2.4**.



**Figura 2.4** – Comportamiento lineal de la ecuación de Fetkovich en coordenadas log-log.

**f) Jones, Blount & Glaze**

En 1976 Jones, Blount y Glaze presentaron un método para predecir el comportamiento de afluencia que considera los efectos del flujo no darciano (turbulencia) y el daño a la formación sobre la productividad del pozo. De esta manera, permite diagnosticar la efectividad de la terminación y estimulación de pozos. La ecuación desarrollada por estos autores es:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_r - p_{wf})}{\mu_o Bo \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S + Dq_o \right)}, \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

donde S es el daño total de la vecindad del pozo y D [1/bpd] es coeficiente de turbulencia. Esta ecuación puede expresarse como:

$$\frac{p_r - p_{wf}}{q_o} = a'q_o + b, \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

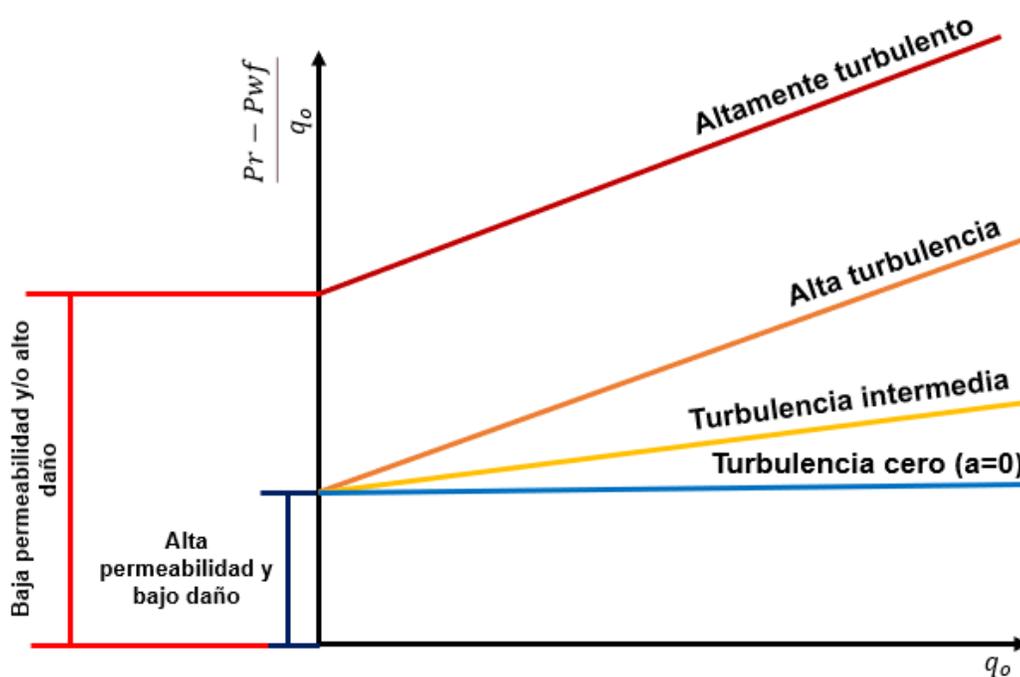
donde

$$a' = \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta \rho_o Bo^2}{4\pi^2 hp^2 r_w}, \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

$$b = \frac{\mu_o Bo \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}{0.00708 kh}, \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

El parámetro “a’ ” indica el grado de turbulencia y el parámetro “b” es un indicador del daño en la formación. En cuanto a cómo determinar estos parámetros si no se tienen todos los datos requeridos en las ecuaciones 2.11 y 2.12, pueden obtenerse gráficamente o mediante un algoritmo de regresión lineal. Para tal efecto, se requieren al menos dos pares de datos de  $p_{wf}$  vs  $q_o$  en condiciones de flujo pseudo-estacionario; la gráfica se construye

en términos de  $\frac{p_r - p_{wf}}{q_o}$  vs  $q_o$ , y los parámetros “a’ ” y “b”, se calculan a partir de la pendiente y la ordenada al origen de la recta que se obtiene. La interpretación del gráfico diagnóstico resultante se ilustra en la **Figura 2.5**.



**Figura 2.5** – Interpretación del gráfico diagnóstico de Jones, Blount y Glaze (1976).

Una vez obtenidos ambos parámetros, la curva de comportamiento de afluencia se construye a partir de la siguiente ecuación:

$$p_r - p_{wf} = a' q_o^2 + b q_o , \quad \dots\dots\dots (2.11)$$

En la **Tabla 2.2** se indican los criterios propuestos por Jones, Blount y Glaze para realizar el diagnóstico, donde el parámetro  $b'$  se define como:

$$b' = b + \alpha' q_{omax} , \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

**Tabla 2.2** – Criterios para el diagnóstico de daño y turbulencia de Jones, Blount y Glaze (1976).

Comparación	Diagnóstico
$b \leq 0.05$	El pozo no presenta daño en la formación, el grado de daño se incrementa conforme aumenta “b”.
$b'/b \leq 2$	No existe turbulencia en la formación o es pequeña.
$b \leq 0.05$ y $b'/b \leq 2$	La terminación del pozo es buena.
$b \leq 0.05$ y $b'/b \leq 2$	No se recomienda estimular el pozo, la baja productividad en el pozo está causada por un área insuficiente del intervalo disparado. Se recomienda incrementar el área disparada.
$b > 0.05$ y $b'/b \leq 2$	Se recomienda un trabajo de estimulación.

### 2.3.2 Implementación computacional de los modelos

Los métodos para predecir el comportamiento de afluencia descritos en la sección anterior se implementaron como funciones en código de Matlab (**Figura 2.6**).

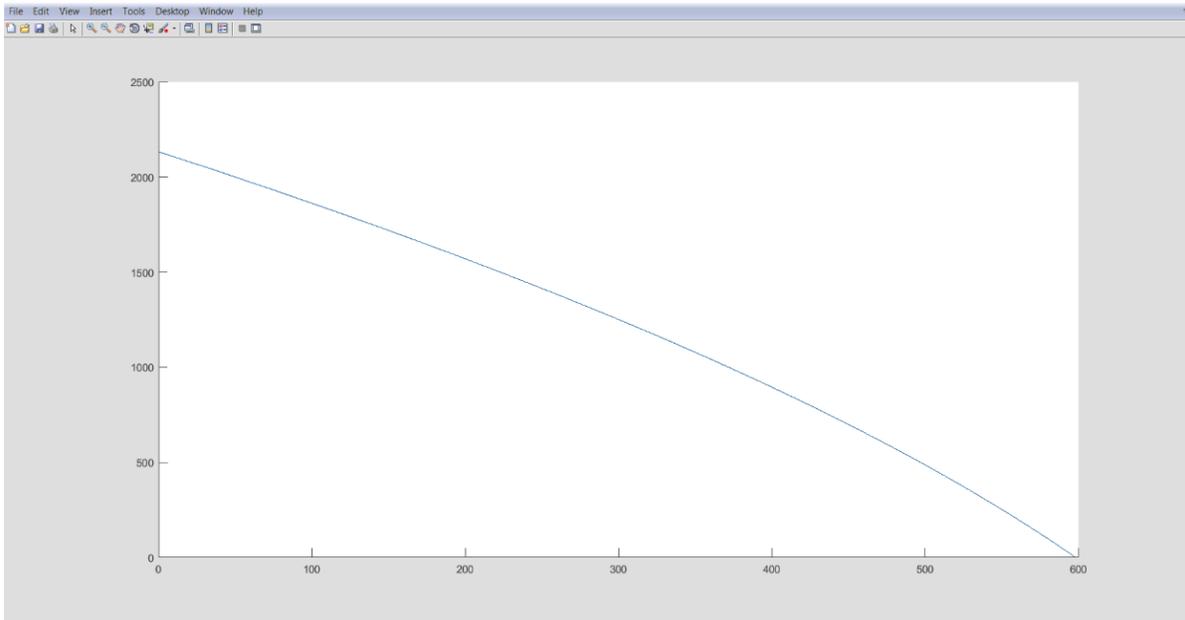
```

1 function[Vogel]=IPRVogel(q1,Pwf1,Py)
2
3 %Datos del problema en unidades de campo.
4 %q1=500;
5 %Pwf1=2000;
6 %Py=3000;
7
8 %Cálculo de variables para facilitar el programa.
9 Pr=Pwf1/Py;
10 V=1-(0.2*Pr)-(0.8*(Pr^2));
11 qomax=q1/V;
12
13 %Separación de los puntos a graficar desde 0, hasta 3000, cada 500, es
14 %decir, se necesitarán 6 divisiones en el comando "linspace", y un comando
15 %"length" asociado para poder generar un ciclo "for".
16 px=linspace(0,Py,1000);
17 a=length(px);
18 for i=1:a
19 qr(i)=1-(0.2*(px(i)/Py))-(0.8*(px(i)/Py)^2);
20 qf(i)=qr(i)*qomax;
21 %Como se van generado resultados en función de variables de un vector,
22 %es decir que hay un resultado para cada punto de la presión "Pwf",
23 %el resultado debe estar en función de un contador, en este caso "i", y con
24 %ello poder ser graficado.
25 end
26 hold on
27 plot(qf,px)
    
```

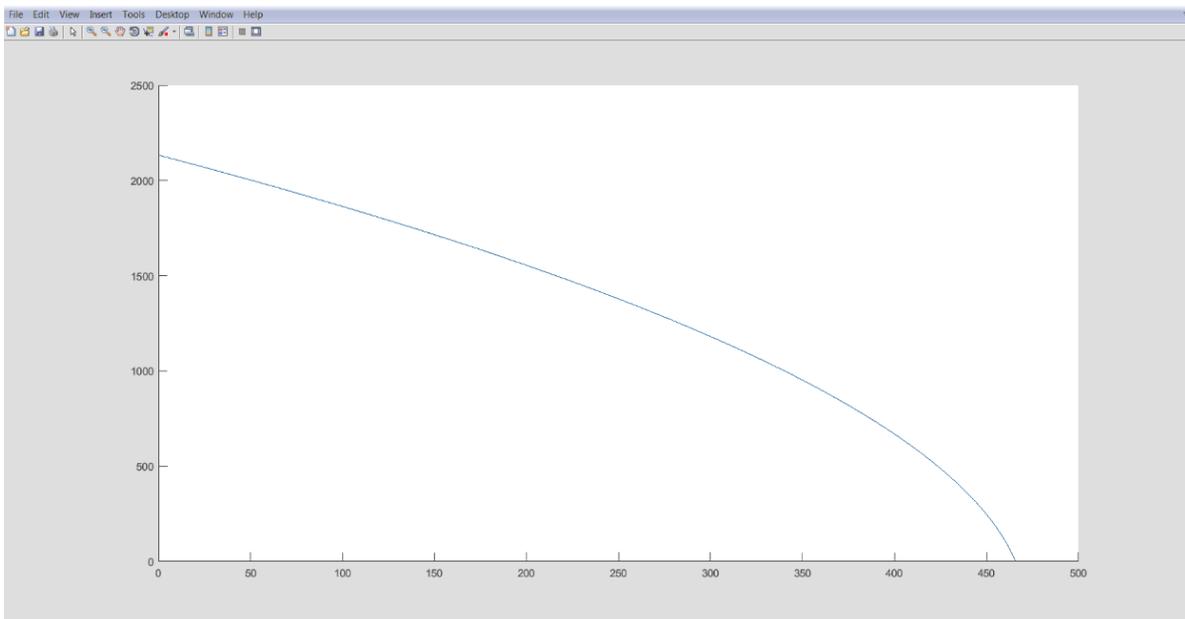
**Figura 2.6** – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para calcular el comportamiento de afluencia.

Para la generación de los gastos de aceite asociados a presiones de fondo fluuyente, se programaron ciclos “for” en cada uno de los modelos. Adicionalmente, para el caso del modelo de Jones, Blount y Glaze, se acopló un algoritmo para calcular la pendiente y la ordenada al origen por el método de mínimos cuadrados, así como un algoritmo para encontrar las raíces del polinomio de segundo grado en términos del gasto de aceite de la ecuación 2.13.

Los resultados del programa fueron verificados exitosamente a partir de datos y ejercicios publicados en la literatura. En las **Figuras 2.7 y 2.8**, se ilustran las curvas de comportamiento de afluencia generadas en el programa en Matlab, para los métodos de Standing y de Vogel, respectivamente, de los cuales estuve a cargo en el proyecto.



**Figura 2.7** – Ejemplo de una curva de comportamiento de afluencia generada con el programa en Matlab para el método de Standing.



**Figura 2.8** – Ejemplo de una curva de comportamiento de afluencia generada con el programa en Matlab para el método de Vogel.

Una vez verificado el código desarrollado en Matlab, se migró a lenguaje *Python* para su posterior implementación en *Corewell* por parte del equipo de informática de la *Geolis*. En las **Figuras 2.9 – 2.11**, se muestran algunas de las interfaces gráficas correspondientes al módulo de cálculos de comportamiento de afluencia implementadas en la plataforma *Corewell*.

The screenshot shows the CorewellCW interface. On the left is a sidebar with 'Inicio' and 'Modelado de pozos'. The top navigation bar includes 'Descripción general del proyecto', 'Gráfica', 'PVT', 'VLP', and 'Gráfica VLP'. The main content area is divided into two sections: 'Tipo pozo:' and 'Tipos de IPRS:', both with dropdown menus. The 'Tipo pozo:' dropdown is set to 'Acette'. The 'Tipos de IPRS:' dropdown is set to 'Todos los métodos'. To the right is a 'Datos' section with input fields for 'Pws:', 'Pwf 1:', 'Pwf 2:', 'Pwf 3:', 'Pwf 4:', 'K:', 'H:', and 'Bo:'. Each 'Pwf' field has a 'Psi' label and a 'Qo' field. The 'Bo:' field has a 'bbl@c.y./bbl@c.s.' label. The values entered are: Pws: 1270, Pwf 1: 1147, Pwf 2: 1023, Pwf 3: 856, Pwf 4: 612, K: 5, H: 32.8, Bo: 1.2. The 'Qo' values are: Qo 1: 70, Qo 2: 147, Qo 3: 209, Qo 4: 280. The units for 'Psi' are 'Bp d' and 'ft', and for 'K' is 'md'.

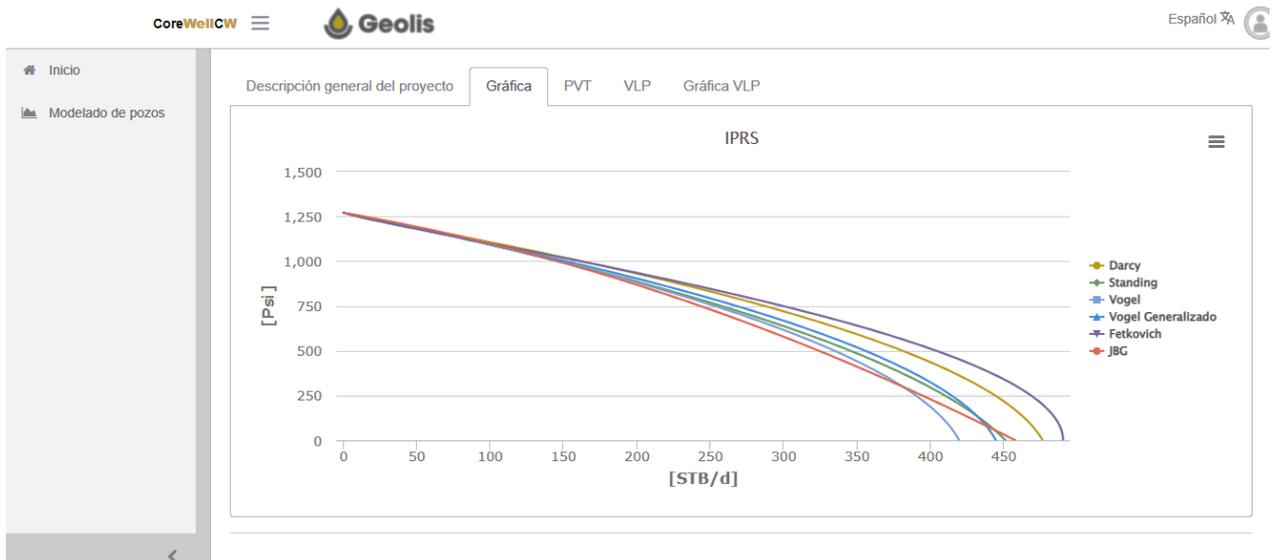
**Figura 2.9** – Interfaz gráfica para la selección del modelo de comportamiento de afluencia y la entrada de los datos de presión-producción.

CoreWellCW Español

Inicio  
Modelado de pozos

H:  ft  
 Bo:  bbl@c.y./bbl@c.s.  
 μ aceite:  cp  
 re:  ft  
 rw:  ft  
 Pb:  Psi  
 S:  Adimensional  
 Ef:  Adimensional

**Figura 2.10** – Interfaz gráfica para la entrada de datos correspondientes a las propiedades de los fluidos, la geometría de los pozos, el daño y la eficiencia de flujo.



**Figura 2.11** – Ejemplo de curvas de afluencia generadas en la interfaz gráfica.

## 2.4 Módulo de cálculos de flujo multifásico

El objetivo de este módulo es calcular las caídas de presión en los pozos mediante correlaciones de flujo multifásico y generar la curva característica hidrodinámica respectiva (también referida como curva VLP por sus siglas en inglés – Vertical Lift Performance). Por la naturaleza de los cálculos multifásicos, este módulo está acoplado al módulo de cálculos PVT.

A continuación, se presentan algunos conceptos referentes a las correlaciones de flujo multifásico; posteriormente, se describe la correlación de Beggs y Brill, de la cual estuve a cargo de la revisión, documentación y programación computacional.

### 2.4.1 Correlaciones de flujo multifásico seleccionadas

En cumplimiento de las actividades del plan de trabajo, se llevó a cabo una revisión de la literatura sobre correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales, se hizo una selección de éstas y se implementaron posteriormente en un programa computacional. En una primera etapa del proyecto, y de acuerdo con los requerimientos de la compañía, se seleccionaron las siguientes correlaciones:

- a) Aziz, Govier y Fogarasi (1972)
- b) Beggs & Brill (1973)
- c) Orkiszewski (1967)

Las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales se clasifican en tres categorías, como se indica en la **Tabla 2.3**.

**Tabla 2.3** – Categorías de las correlaciones de flujo multifásico.

Categoría	Consideraciones
<b>A</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No consideran el resbalamiento entre las fases.</li> <li>No diferencian patrones de flujo.</li> <li>La densidad y viscosidad de la mezcla se calculan en función de la densidad y viscosidad del líquido y gas, al igual que del colgamiento sin resbalamiento del líquido.</li> <li>Presentan correlaciones para calcular un factor de fricción de la tubería de producción.</li> </ul>
<b>B</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consideran resbalamiento.</li> <li>No diferencian patrones de flujo.</li> <li>La densidad de la mezcla se calcula en función de la densidad del líquido y gas, al igual que del colgamiento del líquido.</li> <li>Presentan correlaciones para calcular el colgamiento del líquido y el factor de fricción de la tubería de producción.</li> </ul>
<b>C</b> (Más sofisticadas)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consideran el resbalamiento.</li> <li>Distinguen patrones de flujo.</li> <li>Presentan correlaciones para predecir el patrón de flujo.</li> <li>Presentan correlaciones para calcular el colgamiento del líquido y el factor de fricción de la tubería de producción, según el patrón de flujo.</li> </ul>

Ahora bien, en general, la caída de presión total en una tubería está conformada por los siguientes tres componentes:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_a, \quad \dots\dots\dots (2.13)$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \text{gradiente de presión total.}$$

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$  = gradiente de presión debido a la fricción.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$  = gradiente de presión debido a la elevación.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_a$  = gradiente de presión debido a la aceleración.

La forma en que se calcula cada uno de estos términos dependerá de la correlación de flujo multifásico seleccionada.

### **Correlación de Beggs y Brill**

La correlación de Beggs y Brill (1973) pertenece a la categoría C, por lo que toma en cuenta el patrón de flujo y el colgamiento de líquido. Para calcular el gradiente de presión, estos autores parten de la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f \rho_{ns} v_m^2}{2d g_c} + \frac{\rho_s g \sin(\theta)}{g_c}, \quad \dots\dots\dots (2.14)$$

Para predecir el patrón de flujo, los autores desarrollaron una correlación en término del número de Froude ( $N_{Fr}$ ) y el colgamiento sin resbalamiento ( $\lambda_L$ ). En la **Figura 2.12** se muestra el mapa de patrones de flujo multifásico (horizontal) de Beggs y Brill.

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd}, \quad \dots\dots\dots (2.15)$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}, \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

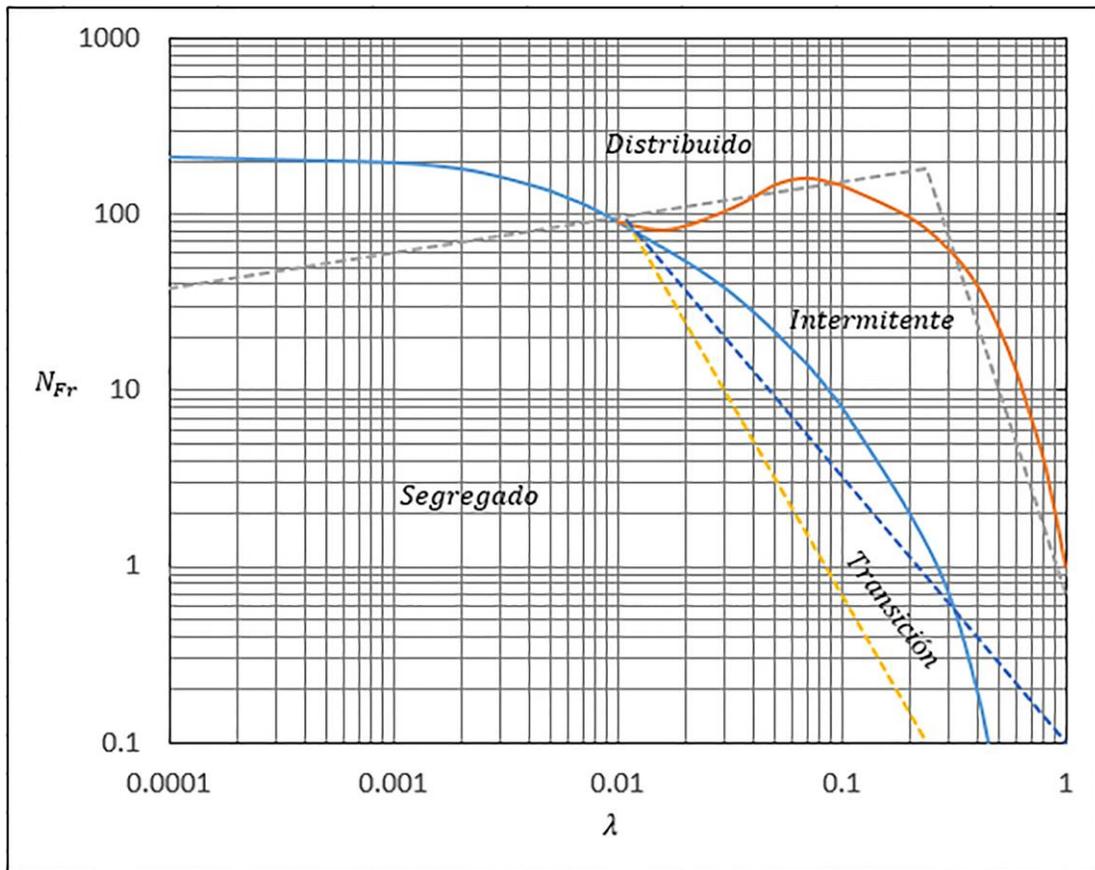


Figura 2.12 – Mapa de patrones de flujo multifásico de Beggs & Brill (1973).

Las ecuaciones que representan las fronteras de transición entre patrones de flujo en la Figura 2.12 son:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302}, \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

$$L_2 = 0.000925\lambda_L^{-2.468}, \quad \dots\dots\dots (2.18)$$

$$L_3 = 0.1\lambda_L^{-1.452}, \quad \dots\dots\dots (2.19)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738}, \quad \dots\dots\dots (2.20)$$

Una vez calculados los parámetros  $L_1$  a  $L_4$ , en la **Tabla 2.4** se indican los criterios para determinar el patrón de flujo (horizontal).

**Tabla 2.4** – Criterios para determinar el patrón de flujo horizontal de Beggs y Brill (1973).

Patrón de flujo	$\lambda_L$	$N_{Fr}$
Segregado	$< 0.01$	$< L_1$
	$\geq 0.01$	$< L_2$
Transición	$\geq 0.01$	$\geq L_2$ y $\leq L_3$
Intermitente	$\geq 0.01$ y $< 0.4$	$> L_3$ y $\leq L_1$
	$\geq 0.4$	$> L_3$ y $\leq L_4$
Distribuido	$< 0.4$	$\geq L_1$
	$\geq 0.4$	$> L_4$

Una vez identificado el tipo de patrón de flujo multifásico horizontal, se procede a calcular el colgamiento que se tendría si el flujo fuese horizontal con la siguiente ecuación:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c}, \quad \dots\dots\dots (2.21)$$

donde las constantes “a”, “b” y “c” dependerán del patrón de flujo multifásico (horizontal) identificado (**Tabla 2.5**).

**Tabla 2.5** – Constantes para el colgamiento en tubería horizontal.

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.980	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

De acuerdo con el método, el colgamiento horizontal calculado debe corregirse por el ángulo de inclinación, mediante la siguiente ecuación:

$$H_{L(\theta)} = (H_{L(0)})(\psi), \quad \text{..... (2.22)}$$

donde el factor de corrección para el colgamiento por efecto del ángulo de inclinación de la tubería se calcula como:

$$\psi = 1.0 + C[\text{sen}(1.8(\theta)) - 0.333\text{sen}^3(1.8(\theta))], \quad \text{..... (2.23)}$$

donde  $\theta$  es el ángulo actual de la tubería y C está definido por:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e\lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h), \quad \text{..... (2.24)}$$

**Tabla 2.6 – Valores para “C”.**

Patrón de flujo	e	f	g	h
<b>Segregado ascendente</b>	0.011	-3.7680	3.5390	-1.6140
<b>Intermitente ascendente</b>	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978
<b>Distribuido ascendente</b>	-	-	-	-
<b>Todos los patrones descendentes</b>	4.700	-0.3692	0.1244	-0.5056

Con la restricción de que si  $C \geq 0$ , entonces  $C = 0$ ,  $\psi = 1.0$  y  $H_{L(90^\circ)} = H_{L(\theta)}$ .

Cuando el patrón de flujo es de transición, el colgamiento se define como:

$$H_{L(\theta)Tr} = AH_{L(\theta)Seg} + (1 - A)H_{L(\theta)Int}, \quad \text{..... (2.25)}$$

donde “A” es lo siguiente:

$$A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2}, \quad \dots\dots\dots (2.26)$$

Ahora bien, la densidad de la mezcla ( $\rho_s$ ) y la densidad de la mezcla sin resbalamiento ( $\rho_{ns}$ ) se calculan respectivamente como:

$$\rho_{ns} = \rho_o f_o + \rho_w f_w, \quad \dots\dots\dots (2.27)$$

$$\rho_s = \rho_L H_{L(\theta)} + \rho_g [1 - H_{L(\theta)}], \quad \dots\dots\dots (2.28)$$

En cuanto al factor de fricción de las dos fases, éste se obtiene como:

$$f = f_n \left( \frac{f}{f_n} \right), \quad \dots\dots\dots (2.29)$$

Beggs y Brill correlacionaron el factor de fricción con base en datos experimentales, obteniendo la siguiente expresión:

$$\left( \frac{f}{f_n} \right) = e^S, \quad \dots\dots\dots (2.30)$$

donde “S” se calcula como:

$$S = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725(\ln y)^2 + 0.01853(\ln y)^4}, \quad \dots\dots\dots (2.31)$$

Por otra parte “y”, se obtiene a partir de:

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\theta)}]^2}, \quad \text{..... (2.32)}$$

Por último, si  $1 < y < 1.2$ , entonces:

$$S = \ln(2.2y - 1.2), \quad \text{..... (2.33)}$$

Respecto al factor de fricción sin resbalamiento para flujo laminar, éste se calcula con la ecuación 2.34; para flujo turbulento, se obtiene mediante la ecuación de Colebrook y White, la cual se describe en la ecuación 2.35.

$$f = \frac{64}{N_{Re}}, \quad \text{..... (2.34)}$$

$$f = \left[ -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.715 * d} + \frac{2.514}{N_{Re} \sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2}, \quad \text{..... (2.35)}$$

### 2.4.2 Implementación de los cálculos multifásicos

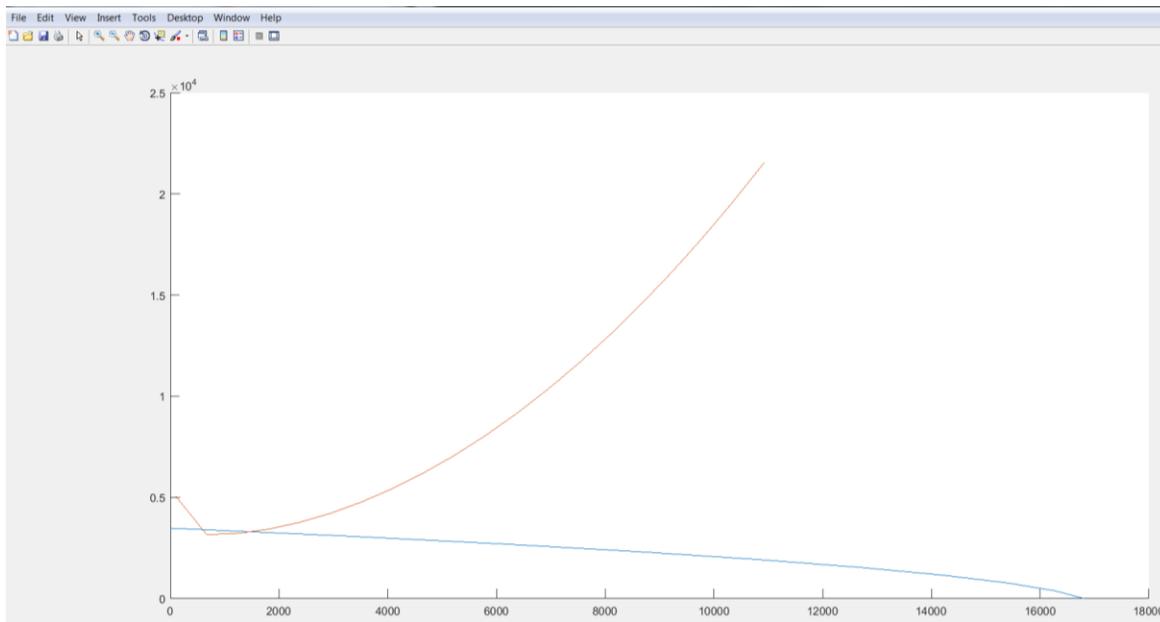
De acuerdo con el plan de trabajo, se programó la correlación de flujo multifásico de Beggs y Brill como funciones en Matlab (**Figura 2.13**). Los resultados fueron verificados exitosamente a partir de datos y ejercicios publicados en la literatura, y se realizaron estudios paramétricos para corroborar que fueran consistentes.

Una vez que se verificó el correcto funcionamiento de las funciones para calcular las caídas de presión con correlaciones de flujo multifásico, se implementó un algoritmo para generar la curva VLP y se acopló con el módulo para generar la curva de IPR, como se muestra en la **Figura 2.14**.

```

189
190 %Esta función se encarga de calcular el gradiente de presión en una
191 %tubería vertical dependiendo del gasto asociado que se tenga y de
192 %varias propiedades de los fluidos, de la tubería y del pozo; al final
193 %de su ejecución se entrega el valor del graiente en [Psi/ft].
194
195 %Donde:
196 %qo_BB = gasto de aceite a condición estándar en [bpd].
197 %qg_BB = gasto de gas a condición estándar en [MMpc].
198 %Bo_BB = factor de volumen de aceite.
199 %Bg_BB = facror de volumen de gas.
200 %Rs_BB = relación de solubilidad en [pc/bl].
201 %denoil_BB = densidad del aceite en [lbm/pc].
202 %dengas_BB = densidad del gas en [lbm/pc].
203 %Vo_BB = viscosidad del aceite en [cP].
204 %Vg_BB = viscosidad del gas en [cP].
205 %ST_BB = tensión superficial del aceite en [dinas/cm].
206 %rugosidad_BB = rugosidad ingterna de la tubería en [pg].
207 %diametro_BB = diámetro nominal de la tubería en [pg].
208 %angulo_BB = ángulo de inclinación del pozo con respecto a la
209 %horizontal en [°].
    
```

**Figura 2.13** – Ejemplo de las funciones implementadas en Matlab para realizar cálculos multifásicos con la correlación de Beggs y Brill (1973).



**Figura 2.14** – Curvas de VLP e IPR generadas con el programa en Matlab.

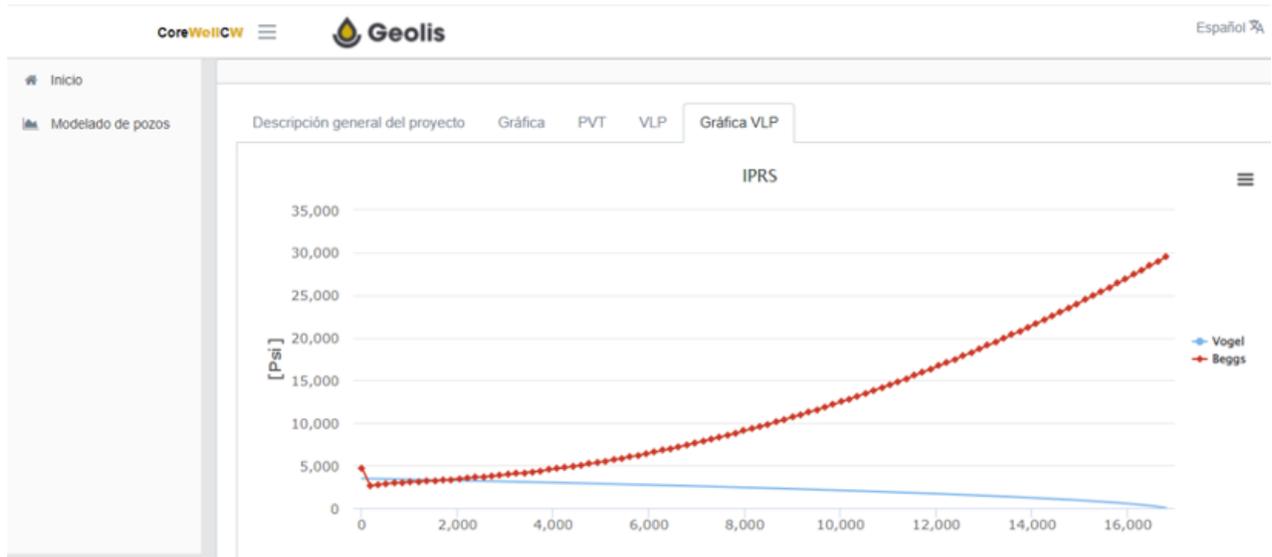
Como en el caso de los módulos de cálculos PVT y de comportamiento de afluencia, el módulo de cálculos multifásicos se migró al lenguaje Python, asegurando con ello que el equipo de informática de la compañía pudiese acoplarlos a la plataforma *Corewell*. Al respecto, en las **Figuras 2.15 y 2.16** se muestran las interfaces gráficas de la aplicación implementadas en la plataforma, la cual ha estado en funcionamiento y operación desde enero del año 2022.

The screenshot displays the 'CoreWellCW' interface with the 'Geolis' logo and a language selector set to 'Español'. The main navigation menu includes 'Inicio' and 'Modelado de pozos'. The current view is titled 'Descripción general del proyecto' and contains tabs for 'Gráfica', 'PVT', 'VLP', and 'Gráfica VLP'. The 'VLP' tab is active, showing two main sections: 'Parámetros de entrada' and 'Correlaciones de flujo multifásico para curva VLP'. The 'Parámetros de entrada' section includes the following fields:

Parámetro	Valor	Unidad
*Pwh:	400	Psi
*Profundidad:	10000	ft
*qo:	1500	bpd
*qw:	1500	bpd
*ID aparejo:	2	in
Rugosidad:	Producción o perf...	in
Ángulo:	90	Grados

The 'Correlaciones de flujo multifásico para curva VLP' section features a dropdown menu for 'Autor VLP:' currently set to 'Beggs&Brill', and a blue circular help icon with a question mark.

**Figura 2.15** – Interfaz gráfica para la entrada de datos en el módulo de cálculos multifásico en la plataforma *Corewell*.



**Figura 2.16** – Ejemplo de curvas IPR y VLP generadas en la interfaz gráfica en la plataforma *Corewell*.

## Conclusiones

- Gracias al trabajo proactivo en conjunto, el equipo de ingenieros en entrenamiento del cual formé parte y el equipo de informática de la *Geolis* logró desarrollar una herramienta computacional que permita calcular las principales propiedades termodinámicas del aceite, gas y agua, así como realizar cálculos de comportamiento de afluencia y de caídas de presión en pozos productores de aceite, e implementarla exitosamente en la plataforma/aplicación *Corewell*.
- La herramienta computacional desarrollada complementa el abanico de funcionalidades de *Corewell*, dotando a los ingenieros de una aplicación con una interfaz gráfica amigable con el usuario que les permite obtener información útil para diseñar sistemas artificiales de producción y analizar diferentes escenarios de explotación de los pozos que opera la compañía.

## Nomenclatura

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$	Gradiente de presión total.
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_a$	Gradiente de presión debido a la aceleración.
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$	Gradiente de presión debido a la elevación.
$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$	Gradiente de presión debido a la fricción.
$J_o'$	Índice de productividad de aceite, [bpd/psi].
$h_p$	Longitud del intervalo disparado, [ft].
$B_o$	Factor de volumen de aceite.
$H_L$	Colgamiento del líquido, [adim].
$N_{Fr}$	Número de Froude, [adim].
$N_{Re}$	Número de Reynolds, [adim].
$f_n$	Factor de fricción sin resbalamiento, [adim].
$f_o$	Flujo fraccional del aceite, [adim].
$f_s$	Factor de fricción supuesto, [adim].
$f_w$	Flujo fraccional del agua, [adim].
$g_c$	Factor de conversión gravitacional = 32.2 [lbm*ft/lbf*s <sup>2</sup> ].
$p_b$	Presión de burbuja, [psi].
$p_r$	Presión promedio de yacimiento, [psi].
$p_{wf}$	Presión de fondo fluyente, [psi].
$p_{ws}$	Presión de fondo estática, [psi].

$q_L$	Gasto de líquido, [ft <sup>3</sup> /s].
$q_g$	Gasto de gas, [ft <sup>3</sup> /s].
$q_o$	Gasto de aceite a condiciones estándar, [bpd].
$q_{ob}$	Gasto de aceite a la presión de burbuja, [bpd].
$q_{omax}$	Gasto máximo de aceite (potencial del pozo), [bpd].
$r_e$	Radio de drene, [ft].
$r_w$	Radio del pozo, [ft].
$v_m$	Velocidad de la mezcla, [ft/s].
$\lambda_L$	Colgamiento sin resbalamiento de líquido, [adim].
$\mu_o$	Viscosidad de aceite, [cP].
$\rho_{ns}$	Densidad de la mezcla sin resbalamiento, [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_o$	Densidad del aceite, [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_s$	Densidad de la mezcla con resbalamiento, [lbm/ft <sup>3</sup> ].
a, b y c	Constantes para el colgamiento, [adim].
$h$	Espesor del yacimiento, [ft].
$\beta$	Coefficiente de velocidad, [1/ft].
$D$	Coefficiente de turbulencia, [1/bpd].
$J$	Índice de productividad, [bpd/psi].
$S$	Daño total de la vecindad del pozo.
$a'$	Término de flujo de turbulencia.
$b'$	Término de flujo darciano (daño).
$d$	Diámetro de la tubería, [pg], [ft].
$f$	Factor de fricción, [adim].
$g$	Constante gravitacional = 32.2 [ft/s <sup>2</sup> ].
$k$	Permeabilidad, [mD].
$n$	Exponente de turbulencia, $0.5 \leq n \leq 1$ .
$\varepsilon$	Rugosidad absoluta, [pg], [ft].
$\theta$	Ángulo de inclinación, [°].

## Referencias

- Al-Marhoun, M.A. 1998. PVT Correlation for Middle East Crude Oils. *JPT* 650: 269. *Trans., AIME.*
- Aziz, K., Govier, G. W., and Fogarasi, M. 1972. Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. *J. Cdn. Pet Tech.:* 11, 38.
- Beal, C. 1946. The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures. *Trans., AIME:* 165, 94.
- Beggs, H. D. and Brill, J. P. 1973. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *JPT* 607: 255. *Trans., AIME.*
- Beggs, H.D. and Robinson, J.R. 1975. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *JPT:* 1140.
- Brill, J. and Beggs, H. 1973. *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes.* Tulsa, Oklahoma: *The University of Tulsa.*
- Brill, J. y Mukherjee, H. 1999. Multiphase flow in wells. Richardson. Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. *Society of Petroleum Engineers.*
- Brown, K., 1977. *The technology of artificial lift methods.* Tulsa: PennWell Books.
- Dranchuk, P.M. and Abu-Kassem, J.H. 1975. Calculation of Z-Factors for Natural Gases Using Equations-of-State. *J. Cnd. Pet. Tch.:* 14,34.
- Fetkovich, M. J. 1973. The Isochronal Testing of Oil Wells. *SPE* 4529. SPE of AIME.
- Glasø, Ø. 1988. Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. *JPT* 650: 269. *Trans., AIME.*

- Golud, T.L. 1974. Vertical Two Phases Steam-Water Flow in Geothermal Wells. *JPT* 833.
- Harrison, David. Personal Communication in Brown (1977).
- Jones, L.G., Blount, E. M. and Glaze, O. H. 1975. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. *SPE* 6133.
- Kartoatmodjo, T. and Schmidt, Z. 1991. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. *SPE* 23556.
- Lee, A.L., Gonzalez, M.H., and Eakin, B.E. 1996. The Viscosity of Natural Gases. *JPT* 237. *Trans., AIME*.
- Orkiszewski, J. 1976. Predicting Two-Phase Pressure Drop in Vertical Pipes. *JPT* 829: 240. *Trans., AIME*.
- Papay, J. 1968. A termelstechnologiai parameterek változása a gastelepek művelese során. *In Ogil musz.* Kuzl, Budapest.
- Standing, M. B. 1970. Inflow Performance Relationships for Damage Wells Producing by solution Gas Drive Reservoirs. *JPT* : 1399-1400.
- Standing, M.B. and Katz, D.L. 1942. Density of Natural Gases. *Trans., AIME*: 213, 279.
- Standing. M.B. 1975. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. *Drill. & Prod. Prac.*: 275.
- Vazquez, M. and Beggs, H.D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *JPT* 968: 269. *Trans., AIME*.
- Vogel, J. V. 1968. Inflow Performance Relationships for solution Gas Drive Wells. *JPT*: 83-93.

## **CAPÍTULO 3**

# **Programa de cómputo para dimensionar equipos de bombeo hidráulico tipo Jet**

# Programación de cómputo para dimensionar equipos de bombeo hidráulico tipo Jet

En el presente capítulo, se describe el proyecto en que se desarrolló una herramienta de cómputo para dimensionar la geometría de equipos de bombeo hidráulico tipo jet. Para tal efecto, se implementó una metodología de diseño y un modelo mecánico de flujo multifásico en espacios anulares.

## 3.1 Antecedentes

Con varios casos exitosamente implementados en diferentes campos del país, el bombeo hidráulico tipo Jet (BHJ) es uno de los sistemas artificiales de producción (SAP) mayormente utilizados por *Geolis* para dar solución a diversas problemáticas de producción. De esta manera, surgió la iniciativa de llevar a cabo un proyecto para automatizar computacionalmente una metodología para diseñar los equipos, con el siguiente objetivo.

### **Objetivo:**

El objetivo del proyecto es: *“Desarrollar un programa de cómputo para diseñar sistemas de bombeo hidráulico tipo jet, como un módulo de la plataforma/aplicación Corewell”.*

El alcance de la primera etapa del proyecto, en la cual participé y es la que se describe en este capítulo, fue investigar y documentar una metodología para dimensionar la geometría de la bomba e implementarla en un programa de cómputo en Matlab.

En las siguientes secciones, se indican los trabajos realizados, se abordan los principios de operación de los equipos de BHJ, se explica la metodología de dimensionamiento seleccionada y se describen algunos aspectos de su implementación computacional.

### **Actividades realizadas**

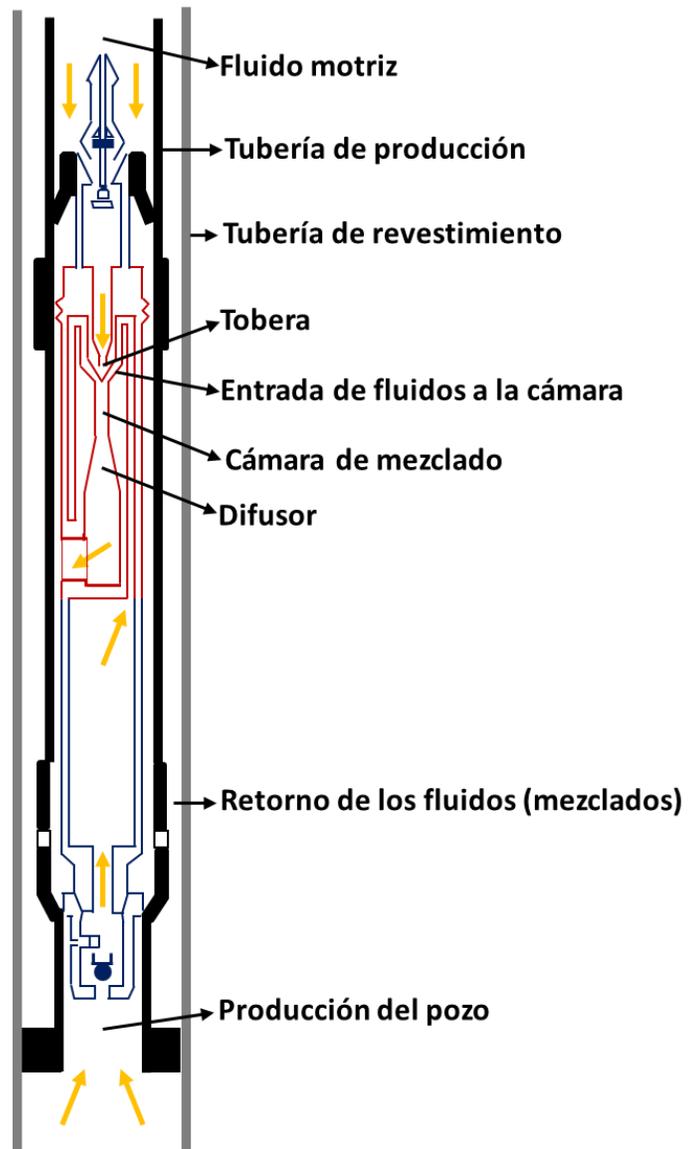
- Elaboración de un plan de trabajo para el desarrollo del proyecto.
- Revisión de la literatura relacionada con el diseño de los sistemas de BHJ y el modelado del flujo multifásico en espacios anulares.
- Integración de una metodología para dimensionar la geometría de la bomba.
- Búsqueda y selección de bases teóricas con respecto a la metodología de dimensionamiento de una bomba hidráulica tipo jet.
- Programación computacional de la metodología seleccionada para dimensionar la geometría de la bomba, y que incorpora un modelo mecánico de flujo multifásico en espacios anulares.

### 3.2 Principios de operación de los sistemas de BHJ

Los equipos de BHJ se utilizan cada vez más en campo debido a su flexibilidad operativa y durabilidad. Aun cuando se trata de una variante del bombeo hidráulico tipo pistón, tiene algunas ventajas sobre éste. Por ejemplo, la vida útil de las bombas de desplazamiento positivo se reduce cuando existe producción de sólidos junto con los fluidos de yacimiento; esto no ocurre en los equipos BHJ porque no cuenta con partes móviles, como se muestra en la **Figura 3.1**. Otras ventajas de los equipos de BHJ, así como algunas de sus desventajas, se indican en la **Tabla 3.1**.

**Tabla 3.1** – Ventajas y desventajas de una bomba tipo jet (Guzmán, 1997).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>No cuenta con partes móviles.</b></li> <li>▪ <b>Amplio rango de profundidad de aplicación.</b></li> <li>▪ <b>Las reparaciones y cambios requeridos son simples.</b></li> <li>▪ <b>Resistente a la calidad del fluido motriz.</b></li> <li>▪ <b>Resistente a fluidos corrosivos.</b></li> <li>▪ <b>Resistente a la corrosión.</b></li> <li>▪ <b>Permite manejar una elevada RGA.</b></li> <li>▪ <b>Posible aplicación en pozos desviados.</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Baja eficiencia total.</b></li> <li>▪ <b>Requiere de una alta presión de succión.</b></li> <li>▪ <b>Altos requerimientos de potencia en superficie.</b></li> </ul>



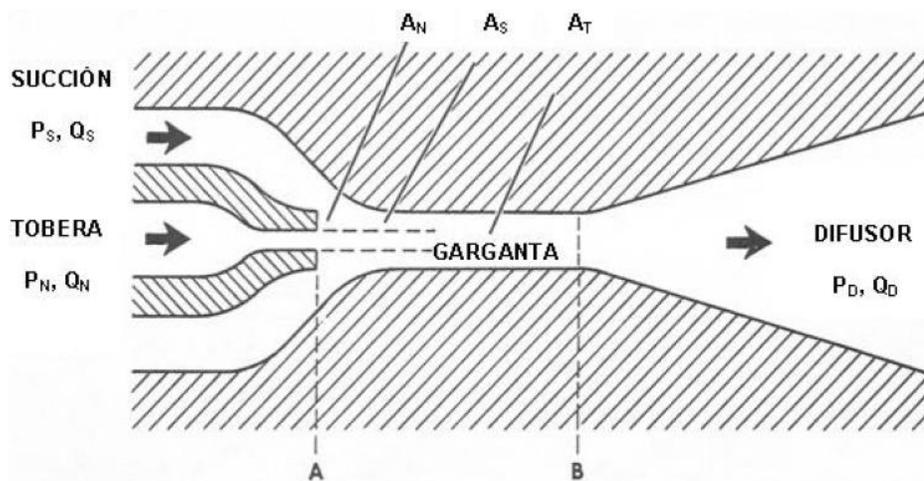
**Figura 3.1** – Configuración de una bomba de fondo tipo jet.

El principio de operación del sistema de BHJ jet se basa en la inyección de un fluido, denominado fluido motriz (agua o aceite), hasta la profundidad de la bomba hidráulica de fondo, donde llega a alta presión ( $p_N$ ), como se ilustra en la **Figura 3.2**. En este punto, el fluido motriz entra a la tobera, la cual transforma su energía potencial (alta presión) en energía cinética.

La baja presión del fluido motriz a la salida de la tobera permite que los fluidos del yacimiento entren a la bomba a la presión de succión ( $p_s$ ) y al gasto de producción deseado ( $Q_s$ ). Posteriormente, en la cámara de mezclado o garganta, el fluido motriz a alta velocidad se cruza con los fluidos producidos a baja velocidad, transmitiéndole su energía cinética y dando lugar a una mezcla de fluidos capaz de alcanzar la superficie (fluido de retorno).

Una vez que el fluido de retorno alcanza la parte final de la cámara de mezclado, a baja presión y alta velocidad, sale de la bomba a través del difusor; en este punto, la energía cinética se transforma en energía de presión, restableciéndose nuevamente un sistema de alta presión y baja velocidad. Al respecto, la presión de descarga ( $p_D$ ) debe ser suficiente para llevar el fluido de retorno hasta la superficie al gasto deseado ( $Q_D$ ).

Como parte del diseño de la geometría interna de la bomba, es necesario determinar la relación óptima ( $R$ ) entre el área de la tobera ( $A_N$ ) y el área de la cámara de mezclado ( $A_T$ ). Para tal efecto, existen diversas metodologías; en el presente proyecto, se seleccionó el de Smart (1985). Por otra parte, se requieren modelos apropiados de flujo multifásico para describir la hidrodinámica del flujo en espacios anulares; al respecto, se seleccionó el modelo mecanístico de Lage y Time (2000). Ambos trabajos se describen brevemente a continuación.



**Figura 3.2** – Geometría interna de la bomba.

### 3.2.1 Método de Smart (1985) para dimensionar la geometría de la bomba

Este método permite calcular la geometría óptima de una bomba hidráulica tipo jet para el conjunto de condiciones de operación establecidas; asimismo, permite seleccionar la mejor combinación de boquilla y cámara de mezclado.

#### Procedimiento

1. Fijar la presión de operación superficial deseada,  $p_T$ .
2. Como valor inicial suponer una relación de flujo adimensional (M) igual a 1. Este es utilizado únicamente para calcular las pérdidas iniciales de presión por fricción.
3. Calcular el gradiente de presión del petróleo producido a partir de su densidad API.

$$G_o = \frac{0.433 * 141.5}{131.5 + ^\circ API}, \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

donde la nomenclatura y unidades de cada parámetro se indican al final del capítulo.

4. Calcular el gradiente de presión del fluido producido, basado en los gradientes de petróleo y agua:

$$G_s = (F_w * G_w) + (F_o * G_o), \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

donde " $F_o$ " se calcula como:

$$F_o = 1 - F_w, \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

5. Calcular el factor de volumen de formación para el petróleo y el agua:

$$B_T = \left[ 1 + 2.8 \left( \frac{RGA}{p_s} \right)^{1.2} \right] F_o + F_w, \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

6. Calcular la tasa del fluido motriz con base en la producción deseada y la relación de flujo adimensional, “M”:

$$Q_N = \frac{G_S * Q_S * B_T}{G_N * M}, \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

7. Calcular las pérdidas de presión por fricción en la tubería por la que fluye el fluido motriz:

$$p_F = \left[ \frac{2.02 \times 10^{-6} * L * ((D_1 + D_2)\mu)^{0.21}}{C * G_N^{0.21}} \right] G_N * Q_N^{1.79}, \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

donde la interpretación de los diámetros  $D_1$  y  $D_2$  se indica en la **Tabla 3.2**; por otra parte, la variable “C” se calcula como:

$$C = (D_1 - D_2)(D_1^2 - D_2^2)^2 \left( \frac{D_1}{D_1 - D_2} \right)^{0.1}, \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

**Tabla 3.2 – Relación de diámetros y espacio de flujo.**

Diámetro/Espacio de flujo	Flujo anular	Flujo por T.P.
$D_1$	$D_{iTR}$	$D_{iTP}$
$D_2$	$D_{eTP}$	0

8. Calcular la presión del fluido motriz en la tobera como la suma de la presión de operación más la presión hidrostática del fluido motriz, menos la pérdida de presión por fricción de éste, en la tubería:

$$p_N = p_T + (G_N * D') - p_{FN} , \quad \dots\dots\dots (3.8)$$

9. Calcular la tasa del fluido de retorno como la suma de la tasa de producción y la tasa del fluido motriz:

$$Q_D = Q_N + Q_S , \quad \dots\dots\dots (3.9)$$

10. Calcular el gradiente del fluido de retorno como un promedio ponderado del gradiente del fluido motriz y el gradiente del fluido producido:

$$G_D = \frac{(G_S * Q_S) + (G_N * Q_N)}{Q_D} , \quad \dots\dots\dots (3.10)$$

11. Calcular la fracción de agua del fluido de retorno dependiendo si el fluido motriz es petróleo o agua, con las siguientes ecuaciones:

- Si el fluido motriz es petróleo:

$$F_{WD} = \frac{Q_S * F_W}{Q_D} , \quad \dots\dots\dots (3.11.a)$$

- Si el fluido motriz es agua:

$$F_{WD} = \frac{Q_N + Q_S * F_W}{Q_D} , \quad \dots\dots\dots (3.11.b)$$

12. Obtener la relación gas-líquido del fluido de retorno:

$$RGL = \frac{Q_S * F_o * RGA}{Q_D} , \quad \dots\dots\dots (3.12)$$

13. Determinar la viscosidad del fluido de retorno como un promedio ponderado de las viscosidades del agua y del petróleo.

$$\mu_D = (F_{WD} * \mu_w) + (1 - F_{WD}) * \mu_o , \quad \text{..... (3.13)}$$

14. Calcular la presión de descarga de la bomba como la suma de la presión hidrostática del fluido de retorno, la caída de presión por fricción en el conducto de retorno y la contrapresión de la cabeza del pozo. Si la RGL es menor que 10 [ft<sup>3</sup>/bl], determinar la pérdida de presión por fricción del fluido de retorno con la ecuación 3.6.

$$p_D = p_{WH} + (G_D * D') + p_{FD} , \quad \text{..... (3.14)}$$

Si la RGL es mayor o igual a 10 [ft<sup>3</sup>/bl], se debe utilizar una correlación adecuada para flujo multifásico.

15. Calcular un nuevo valor de la relación de presiones “H”, mediante la siguiente ecuación:

$$H = \frac{p_D - p_S}{p_N - p_D} , \quad \text{..... (3.15)}$$

16. A partir del valor de “H” y la **Tabla 3.3**, se determina la relación de áreas óptima.

**Tabla 3.3 – Relación de áreas óptimas.**

Relación de áreas (R)	Rango de relación de presiones (H)
<b>0.60</b>	2.930 – 1.300
<b>0.50</b>	1.300 – 0.839
<b>0.40</b>	0.839 – 0.538
<b>0.30</b>	0.538 – 0.380
<b>0.25</b>	0.380 – 0.286
<b>0.20</b>	0.286 – 0.160
<b>0.15</b>	0.160

17. Usando el valor de “R” determinado en el paso anterior, se emplea la siguiente ecuación para calcular “M”.

$$M = \frac{C_3 - \sqrt{(C_2 * C_3) + (C_3 * C_1) - (C_2 * C_1) + \frac{C_4(C_2 - C_3)H}{H + 1}}}{C_2 - C_3}, \quad \text{..... (3.16)}$$

donde

$$C_1 = 2R, \quad \text{..... (3.17)}$$

$$C_2 = \frac{(1 - 2R)R^2}{(1 - R)^2}, \quad \text{..... (3.18)}$$

$$C_3 = (1 + K_{TD})R^2, \quad \text{..... (3.19)}$$

$$C_4 = 1 + K_N, \quad \text{..... (3.20)}$$

$$K_{TD} = 0.20, \quad \text{..... (3.21)}$$

$$K_N = 0.03, \quad \text{..... (3.22)}$$

18. Comparar el nuevo valor de “M” con el anterior. Si la variación de “M” es menor del 1%, se considera que se ha obtenido la convergencia y se continúa en el paso siguiente. Caso contrario, regresar al paso 6 usando el nuevo valor de “M”.

19. Calcular la relación de flujo adimensional en el límite de la cavitación con la siguiente ecuación:

$$M_L = \frac{(1 - R)}{R} \sqrt{\frac{p_s}{1.3(p_N - p_s)}}, \quad \text{..... (3.23)}$$

20. Si  $M < M_L$ , no existe problema de cavitación; en tal caso, continuar en el paso 24. Si  $M > M_L$ , entonces se tendrán problemas de cavitación, por lo que se requiere un ajuste y continuar en el paso siguiente.

21. Fijar  $M = M_L$  y utilizar el valor de la relación de áreas seleccionada para calcular un nuevo valor de la relación de presiones “H”. El valor de “R” se debe mantener constante en los cálculos para evitar cavitación.

22. Se calcula la presión de operación superficial requerida para evitar la cavitación:

$$p_T = \frac{p_D - p_S}{H} + p_D - (G_N * D') + p_{FN} , \quad \dots\dots\dots (3.24)$$

23. Repetir los cálculos para evitar la cavitación, regresando al paso 5.

24. Determinar el área de la tobera requerida para manejar la tasa de fluido motriz calculada en el paso 6:

$$A_N = \frac{Q_N}{832 \sqrt{\frac{p_N - p_S}{G_N}}} , \quad \dots\dots\dots (3.25)$$

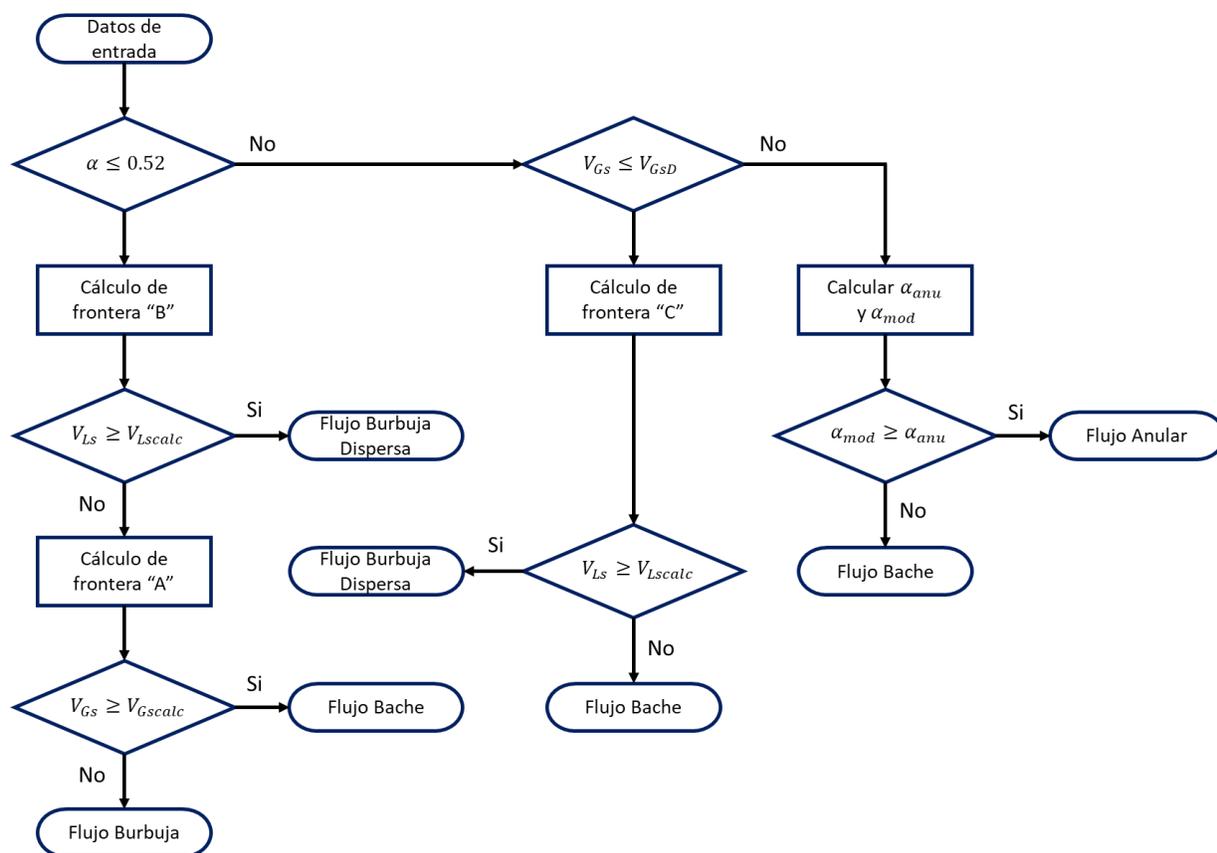
Con respecto al paso 24, cabe mencionar que el área calculada de la tobera generalmente no está disponible de forma comercial, por lo que deberá seleccionarse el área comercial más cercana; de la misma manera, debe seleccionarse la cámara de mezclado comercial que combine con la tobera respecto a la relación “R”.

Como comentario adicional, en el método de Smart también se considera a la cavitación como un aspecto determinante en el diseño de una bomba hidráulica tipo jet; este fenómeno ocurre cuando la presión del fluido producido alcanza una presión menor a la presión de saturación dentro de la cámara de mezclado; al presentarse esta condición, la cámara de mezclado puede dañarse, por lo que deberá seleccionarse otra combinación de componentes que, aunque pueda requerir más potencia de bombeo, evitaría dicho fenómeno.

### 3.2.2 Modelo mecánico de Lage y Time (2000)

Este modelo mecánico fue desarrollado en el año 2000, por *Antonio C.V.M. Lage & Rune W. Time*, para condiciones de flujo ascendente de una mezcla bifásica a través de un espacio anular concéntrico. El modelo está integrado por diversos criterios para predecir el patrón de flujo (burbuja, burbuja dispersa, bache y anular), así como por un conjunto de modelos mecánicos independientes para el cálculo del colgamiento de gas y las caídas de presión según el patrón de flujo identificado.

En la **Figura 3.3**, se muestra el diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo; posteriormente, se expone la secuencia de cálculo y las ecuaciones involucradas en dicho proceso.



**Figura 3.3** – Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo (Sosa, 2010).

Procedimiento para identificar el patrón de flujo

1. Homologar los datos de entrada al sistema internacional de unidades.
2. Calcular el diámetro de espacio anular con la siguiente ecuación:

$$D_{ep} = D_1 + D_2 , \quad \dots\dots\dots (3.26)$$

3. Calcular las siguientes propiedades termodinámicas e hidrodinámicas:

- Gasto de líquido,  $q_L$  [bpd].
- Densidad del líquido,  $\rho_L$  [kg/m<sup>3</sup>].
- Densidad de la mezcla,  $\rho_M$  [kg/m<sup>3</sup>].
- Viscosidad del líquido,  $\mu_L$  [cP].
- Viscosidad de la mezcla,  $\mu_M$  [cP].
- Tensión superficial del líquido,  $\sigma_L$  [ $\frac{N}{m}$ ].
- Velocidad superficial del líquido,  $v_{LS}$  [ $\frac{m}{s}$ ].
- Velocidad superficial del gas,  $v_{GS}$  [ $\frac{m}{s}$ ].
- Velocidad superficial de la mezcla,  $v_M$  [ $\frac{m}{s}$ ].

4. Obtener la rugosidad absoluta del anular:

$$\varepsilon' = \varepsilon_1 \left( \frac{D_1}{D_1 + D_2} \right) + \varepsilon_2 \left( \frac{D_2}{D_2 + D_1} \right) , \quad \dots\dots\dots (3.27)$$

5. Calcular el factor de fricción en el espacio anular con la aproximación de Colebrook y White, en función la densidad de la mezcla, la velocidad de la mezcla, la viscosidad de la mezcla y el diámetro hidráulico.

6. Obtener los valores de las fronteras (A, B, C y D) entre los patrones de flujo.

- Frontera “A”

$$V_{Gs} = \frac{1}{3} \left\{ v_{Ls} + (0.75)(1.53) \left[ \frac{(\rho_L - \rho_G)g\sigma_L}{\rho_L^2} \right]^{0.25} (1 - 0.25)^{0.5} \right\}, \quad \dots\dots\dots (3.27)$$

- Frontera “B”

$$\begin{aligned} 2 \left[ \frac{0.4\sigma_L}{(\rho_L - \rho_G)g} \right]^{0.5} \left( \frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.6} \left( \frac{2f_M}{D_h} \right)^{0.4} (v_{Lscal} + V_{Gs})^{1.2} \\ = 0.725 + 4.15 \left( \frac{V_{Gs}}{V_{Gs} + v_{Lscal}} \right)^{0.5}, \end{aligned} \quad \dots\dots\dots (3.28)$$

- Frontera “C”

$$V_{Lscal} = 0.92V_{Gs}, \quad \dots\dots\dots (3.29)$$

- Frontera “D”

$$V_{GSD} = 3.1 \left[ \frac{(\rho_L - \rho_G)g\sigma_L}{\rho_G^2} \right]^{0.25}, \quad \dots\dots\dots (3.30)$$

7. Calcular los siguientes parámetros de comparación con sus respectivas ecuaciones.

$$\alpha_{anu} = \frac{V_{Gs}}{1.2(V_{Ls} + V_{Gs}) + 0.35\sqrt{gD_{ep}}}, \quad \dots\dots\dots (3.31)$$

$$\alpha = \frac{V_{Gs}}{V_{Ls} + V_{Gs}}, \quad \dots\dots\dots (3.32)$$

**Procedimiento de cálculo para  $\alpha_{mod}$**

a) Proponer un valor de  $\alpha_{mod}$  que haga  $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{a'} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_b$ , donde  $0 < \alpha < 1$ .

b) A partir de  $\alpha$ , calcular  $\delta$ :

$$\delta = \frac{(1 - \alpha)(D_2 - D_1)}{4}, \quad \dots\dots\dots (3.33)$$

c) Obtener  $\rho_{Manu}$  y  $\mu_{Manu}$ :

$$\rho_{Manu} = \rho_G \alpha_{mod} + \rho_L (1 - \alpha_{mod}) , \quad \dots\dots\dots (3.34)$$

$$\mu_{Manu} = \mu_G \alpha_{mod} + \mu_L (1 - \alpha_{mod}) , \quad \dots\dots\dots (3.35)$$

d) Calcular  $v_G$  y  $A_G$ :

$$v_G = \frac{v_{Gs}}{\alpha_{mod}} . \quad \dots\dots\dots (3.36)$$

$$A_G = \frac{\pi}{4} [(D_2 - 2\delta)^2 - (D_1 + 2\delta)^2] , \quad \dots\dots\dots (3.37)$$

e) Calcular  $Pe_{1G}$ ,  $Pe_{2G}$ ,  $f_{1i}$ ,  $f_{2i}$ ,  $\tau_{1i}$  y  $\tau_{2i}$ :

$$Pe_{1G} = \pi(D_1 + 2\delta) , \quad \dots\dots\dots (3.38)$$

$$Pe_{2G} = \pi(D_2 - 2\delta) , \quad \dots\dots\dots (3.39)$$

$$f_{1i} = 0.005 \left( 1 + 300 \frac{\delta}{D_1} \right) , \quad \dots\dots\dots (3.40)$$

$$f_{2i} = 0.005 \left( 1 + 300 \frac{\delta}{D_2} \right), \quad \dots\dots\dots (3.41)$$

$$\tau_{1i} = \frac{f_{1i}}{2} \rho_G v_G^2, \quad \dots\dots\dots (3.42)$$

$$\tau_{2i} = \frac{f_{2i}}{2} \rho_G v_G^2, \quad \dots\dots\dots (3.43)$$

f) Determinar  $\left(\frac{dp}{dL}\right)_{av}$  con la siguiente expresión:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{av} = \left( -\rho_G g - \frac{(Pe_{1G} * \tau_{1i}) + ((Pe_{2G} * \tau_{2i}))}{A_G} \right), \quad \dots\dots\dots (3.44)$$

g) Calcular los siguientes parámetros geométricos:

$$r_1 = \frac{D_1}{2}, \quad \dots\dots\dots (3.45)$$

$$r_2 = \frac{D_2}{2}, \quad \dots\dots\dots (3.46)$$

$$x_1 = r_1 + \delta, \quad \dots\dots\dots (3.47)$$

$$x_2 = r_2 + \delta, \quad \dots\dots\dots (3.48)$$

$$K = \frac{D_1}{D_2}, \quad \dots\dots\dots (3.49)$$

$$r_m = r_2 \sqrt{\frac{1 - K}{2 \ln(1/K)}}, \quad \dots\dots\dots (3.50)$$

h) Calcular la siguiente función:

$$F(\alpha) = \frac{2.288}{(r_2^2 - r_1^2)} \left\{ \frac{7}{(r_m - r_1)^{\frac{1}{7}}} \left[ \frac{r_1(x_1 - r_1)^{\frac{8}{7}}}{8} + \frac{(x_1 - r_1)^{\frac{15}{7}}}{15} \right] \right. \\ \left. + \frac{7}{(r_2 - r_m)^{\frac{1}{7}}} \left[ \frac{r_2(r_2 - x_2)^{\frac{8}{7}}}{8} + \frac{(r_2 - x_2)^{\frac{15}{7}}}{15} \right] \right\}, \quad \dots\dots\dots (3.51)$$

i) Con base en el resultado de la función anterior, obtener:

$$\bar{v} = \frac{v_{Ls}}{F(\alpha)}, \quad \dots\dots\dots (3.52)$$

j) Calcular el factor de fricción en el espacio anular con la aproximación de Colebrook y White, en función la densidad de la mezcla en espacio anular, la velocidad de la mezcla, la viscosidad de la mezcla en espacio anular y el diámetro hidráulico.

k) En función de los parámetros anteriores, calcular  $\left(\frac{dp}{dL}\right)_b$  con la siguiente expresión.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_b = \left( -[\alpha_{mod}\rho_G + (1 + \alpha_{mod})\rho_L]g - \frac{2f}{D_h}\rho_L\bar{v}^2 \right), \quad \dots\dots\dots (3.53)$$

i) Si se cumple que:

$$\left| \left(\frac{dp}{dL}\right)_{a'} - \left(\frac{dp}{dL}\right)_b \right| \leq 0.000001, \quad \dots\dots\dots (3.54)$$

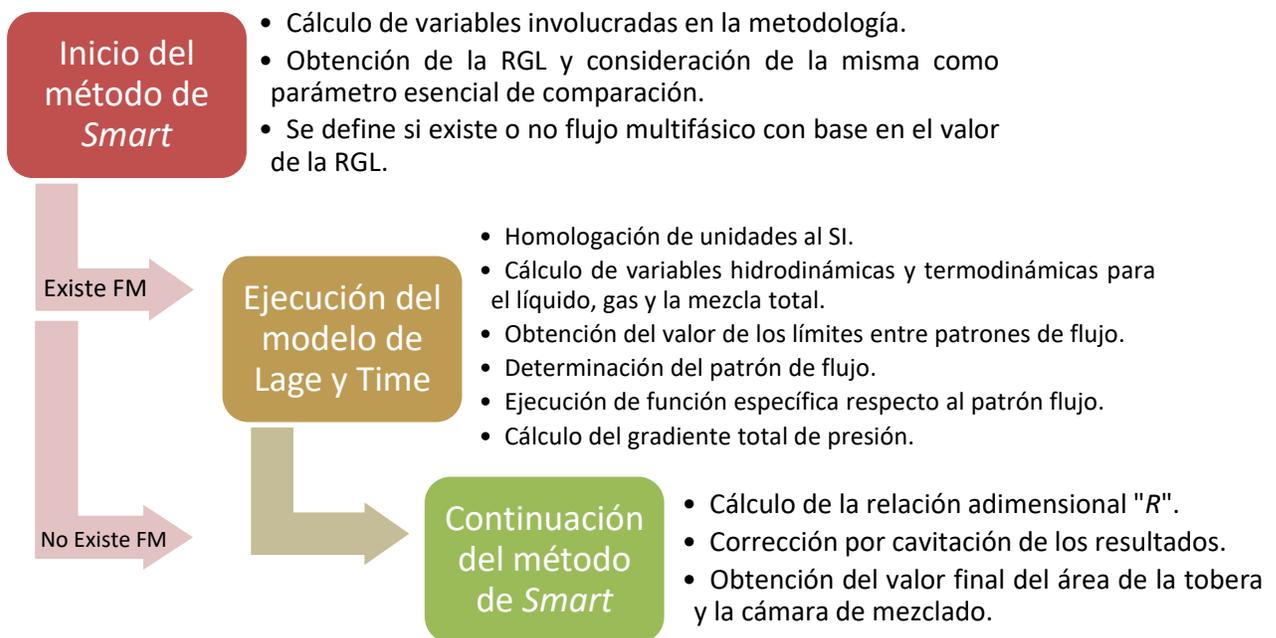
entonces el valor de  $\delta$  es el correcto y, por lo tanto, se tiene  $\alpha_{mod}$ ; en caso contrario, se propone un nuevo valor de  $\delta$  y se repite el proceso.

Cuando se tenga el valor correcto de  $\alpha_{mod}$ , se compara con  $\alpha_{anu}$ . De esta manera, si  $\alpha_{mod} > \alpha_{anu}$ , se tiene flujo anular; si no, el flujo es tipo bache.

### 3.3 Implementación computacional

La programación computacional de este proyecto se dividió en dos partes principales; por un lado, se generó una función principal en que se implementó el método de Smart (1985) para dimensionar la geometría de la bomba; en una segunda instancia, se programó el modelo mecánico de flujo multifásico en espacios anulares de Lage y Time (2000), como una función anidada dentro de la función principal.

La programación se realizó en Matlab considerando una estructura fácil de manejar, desde la obtención de datos de entrada hasta el cálculo del área de la tobera y la cámara de mezclado. Cabe destacar que, para el óptimo funcionamiento del programa, fue necesaria la implementación de ciclos anidados y métodos numéricos para la resolución de ecuaciones no lineales. A continuación, en la **Figura 3.4** se muestra un diagrama conceptual del proceso de ejecución del código.



**Figura 3.4** – Etapas del proceso de ejecución del programa para dimensionar la geometría de una bomba hidráulica tipo jet mediante el método de Smart (1985).

Respecto a la verificación de los resultados del programa, se realizaron pruebas de escritorio mediante las cuales se tuvo la certeza de los siguientes puntos:

- Correcto funcionamiento en las condicionales de comparación.
- Ejecución adecuada de todas las funciones anidadas.
- Concordancia entre las unidades de entrada y salida.

Posteriormente, se probó el funcionamiento del programa completo, obteniendo como resultados: la relación de áreas ( $R$ ), el área de la tobera ( $A_N$ ) y el área de la cámara de mezclado ( $A_T$ ), como se muestra en la **Figura 3.5**. Adicionalmente, el programa indica el patrón de flujo.

Para finalizar, es importante mencionar que, en una segunda etapa del proyecto, los resultados del programa de cómputo se verificarán con datos de casos reales de pozos de la compañía que operan con BHJ; por otra parte, el código se migrará al lenguaje Python para incorporarlo en la plataforma/aplicación Corewell. Como trabajo futuro, se recomienda integrarlo con los módulos de modelado de pozos descritos en el capítulo 2, para disponer de una herramienta más completa que permita analizar los requerimientos de potencia de operación en la superficie para diferentes presiones de inyección.



## Conclusiones

- Conforme a los alcances de la primera etapa del presente proyecto, se desarrolló un programa de cómputo que permite dimensionar la geometría de bomba en sistemas de bombeo hidráulico tipo jet para pozos petroleros.
- Para tal efecto, se implementó la metodología de dimensionamiento de Smart, acoplada con el modelo mecanístico de flujo multifásico de Lage y Time para calcular las caídas de presión en el espacio anular del equipo.
- Entre los resultados principales del programa, se obtiene la relación óptima de las áreas de la tobera y de la cámara de mezclado, así como los respectivos valores de ambas. Adicionalmente, se indica el patrón de flujo existente.
- El desarrollo del programa se llevó a cabo exitosamente en tiempo y forma. Esto fue posible debido a la revisión y entendimiento de los principios físicos involucrados en el funcionamiento de este tipo de sistema artificial de producción. En etapas posteriores del proyecto, se espera migrarlo el código computacional a la plataforma/aplicación *Corewell* para su uso cotidiano por los ingenieros de *Geolis*.

## Nomenclatura

$\left(\frac{dp}{dL}\right)_a$	Caída de presión de comparación “a”, [Pa/m].
$\left(\frac{dp}{dL}\right)_b$	Caída de presión de comparación “b”, [Pa/m].
$v_{GSD}$	Velocidad superficial del gas calculada, [m/s].
$v_{LS_{calc}}$	Velocidad superficial del líquido calculada, [m/s].
$A_G$	Área de flujo de gas, [m <sup>2</sup> ].
$A_N$	Área de la tobera, [pg <sup>2</sup> ].
$B_T$	Factor de volumen de formación, [adim].
$D_1$	Diámetro externo de la tubería de producción, [m].
$D_2$	Diámetro interno de la tubería de revestimiento, [m].
$D_h$	Diámetro hidráulico, [m].
$D_{eTP}$	Diámetro exterior de la T.P., [pg].
$D_{ep}$	Diámetro de espacio anular, [m].
$D_{iTP}$	Diámetro interior de la T.P., [pg].
$D_{iTR}$	Diámetro interior de la T.R., [pg].
$F_o$	Fracción de aceite en el flujo, [adim].
$F_w$	Fracción de agua en el flujo, [adim].
$F_{wD}$	Fracción de agua del fluido de retorno, [adim].
$G_D$	Gradiente de presión del fluido de retorno, [psi/ft].
$G_N$	Gradiente del fluido motriz, [psi/ft].
$G_o$	Gradiente de presión del petróleo producido, [psi/ft].

$G_S$	Gradiente de presión del fluido producido, [psi/ft].
$G_W$	Gradiente de presión del agua producida, [psi/ft]
$M_L$	Relación de flujo adimensional en el límite de la cavitación, [adim].
$Q_D$	Tasa del fluido de retorno, [bpd].
$Q_N$	Tasa del fluido motriz, [bpd].
$Q_S$	Tasa deseada de producción, [bpd].
$f_M$	Factor de fricción referido a la mezcla, [adim].
$p_D$	Presión de descarga de la bomba, [psi].
$p_F$	Pérdidas de presión por fricción en la tubería, [psi].
$p_{FD}$	Pérdidas de presión por fricción del fluido de retorno, [psi].
$p_N$	Presión del fluido motriz en la tobera, [psi].
$p_S$	Presión de fondo, [psi].
$p_T$	Presión de operación superficial deseada, [psi].
$p_{WH}$	Presión en cabeza de pozo, [psi].
$q_L$	Gasto de líquido, [bpd].
$\bar{v}$	Velocidad promedio, [m/s].
$v_G$	Velocidad del gas, [m/s].
$v_{GS}$	Velocidad superficial del gas, [m/s].
$v_{LS}$	Velocidad superficial del líquido, [m/s].
$v_M$	Velocidad superficial de la mezcla, [m/s].
$\alpha_{anu}$	Fracción o colgamiento de gas en el espacio anular, [adim].
$\varepsilon_1$	Rugosidad de la pared exterior de la tubería de producción, [m].
$\varepsilon_2$	Rugosidad de la pared interior de la tubería de revestimiento, [m].
$\mu_{M_{anu}}$	Viscosidad de la mezcla en espacio anular, [cP].
$\mu_D$	Viscosidad del fluido de retorno, [cP].
$\mu_G$	Viscosidad del gas, [cP].
$\mu_L$	Viscosidad del líquido, [cP].
$\mu_M$	Viscosidad de la mezcla, [cP].

$\mu_o$	Viscosidad del aceite, [cP].
$\mu_w$	Viscosidad del agua, [cP].
$\rho_{Manu}$	Densidad de la mezcla en espacio anular, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\rho_G$	Densidad del gas, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\rho_L$	Densidad del líquido, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\rho_M$	Densidad de la mezcla, [kg/m <sup>3</sup> ].
$\sigma_L$	Tensión superficial del líquido, [N/m].
$^{\circ}API$	Gravedad API del petróleo, [°API].
$D$	Profundidad, [ft].
$H$	Relación de presiones, [adim].
$K$	Relación de diámetros, [adim].
$L$	Longitud de la T.P., [ft].
$M$	Relación de flujo adimensional, [adim].
$Pe$	Perímetro [m].
$R$	Relación de áreas, [adim].
$RGA$	Relación gas-aceite, [ft <sup>3</sup> /bl].
$RGL$	Relación gas-líquido, [ft <sup>3</sup> /bl].
$f$	Factor de fricción, [adim].
$g$	Aceleración de la gravedad, 9.81 [m/s <sup>2</sup> ].
$r$	Radio, [m].
$x$	Distancia, [m].
$\alpha$	Fracción o colgamiento de gas, [adim].
$\delta$	Espesor de la película de líquido, [m].
$\varepsilon$	Rugosidad absoluta del anular, [m].
$\tau$	Esfuerzo cortante, [kg/m <sup>2</sup> ].

## Referencias

- Becerra Olmedo, F. 2017. *Aplicación de los métodos de Smart y Petrie, para optimizar la producción de pozos con bombeo hidráulico del campo Lago Agrio*. Tesis de Licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, Quito.
- Guzmán Araiza, G. 1997. *Análisis y diseño del bombeo hidráulico tipo jet (Programación orientada a objetos)*. Tesis de Licenciatura, UNAM, México, Ciudad de México.
- Lage, Antonio C.V.M., and Rune W. Time. 2000. Mechanistic Model for Upward Two-Phase in Annuli. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*.
- López Juvera, R. y Ruíz López, J. 1986. *Aplicación del análisis nodal en el diseño de instalaciones de bombeo hidráulico*. Tesis de Licenciatura, UNAM, México, Ciudad de México.
- Melo, V. 2010. *Optimización de la geometría de la bomba hidráulica tipo Jet*. Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador, Quito.
- Smart, E. 1985. *Jet Pump Geometry Selection*, Southwestern Petroleum Short Course. Texas: Tech University.
- Sosa Solís, S. 2010. *Aplicación de modelos mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sartas de velocidad*. Tesis de Licenciatura, UNAM, México, Ciudad de México.

# **Conclusiones Generales**

## Conclusiones

- Con la propuesta y gestión del proyecto *GeoTalent* se lograron reestructurar, unificar y difundir diversas oportunidades de desarrollo profesional para académicos, estudiantes y jóvenes recién egresados de las diferentes carreras en el área de las Ciencias de la Tierra. Iniciativas como *GeoTalent* permiten estrechar vínculos entre la industria y la academia, impulsando al mismo tiempo el crecimiento del talento joven y ampliando sus oportunidades de empleo en el sector petrolero.
- La herramienta computacional desarrollada para calcular el comportamiento de afluencia en yacimientos, los perfiles de presión en pozos petroleros y las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados ha facilitado a los ingenieros el análisis de escenarios de explotación en pozos petroleros. Asimismo, ha permitido ampliar el rango de funcionalidades de la plataforma/aplicación *Corewell* y ha sentado un precedente en proyectos de esta naturaleza al interior de la compañía.
- El programa de cómputo desarrollado para dimensionar la geometría de la bomba en equipos de bombeo hidráulico tipo jet fue concluido exitosamente en tiempo y forma; una vez implementado en la plataforma/aplicación *Corewell*, permitirá diseñar este sistema de levantamiento artificial de una manera más fácil y en menos tiempo.

# **Anexos**

## Anexo 1

### Rango de aplicación de correlaciones PVT

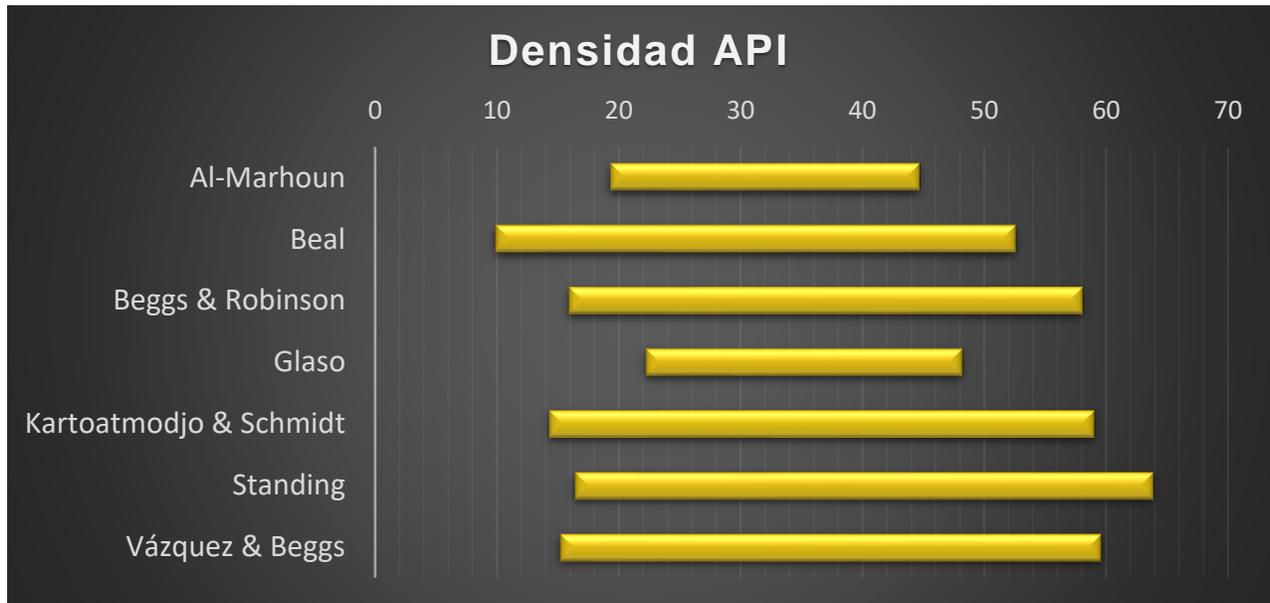


Figura A.1.1 – Rangos de aplicación en densidad API de las correlaciones PVT.

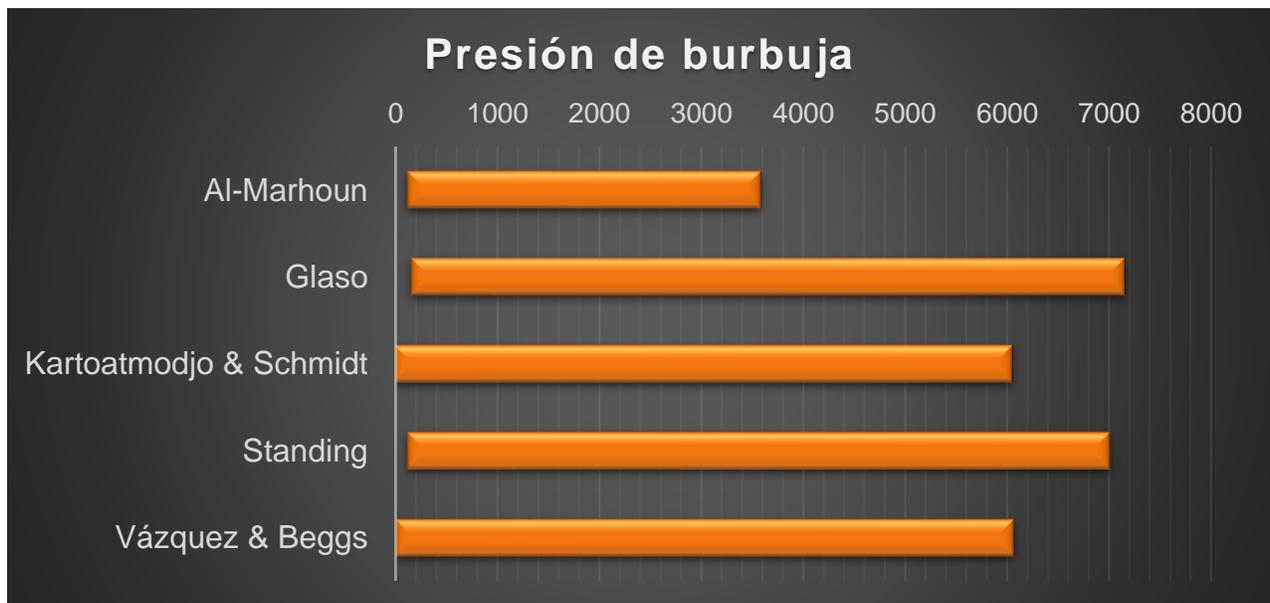


Figura A.1.2 – Rangos de aplicación en presión de burbuja de las correlaciones PVT.

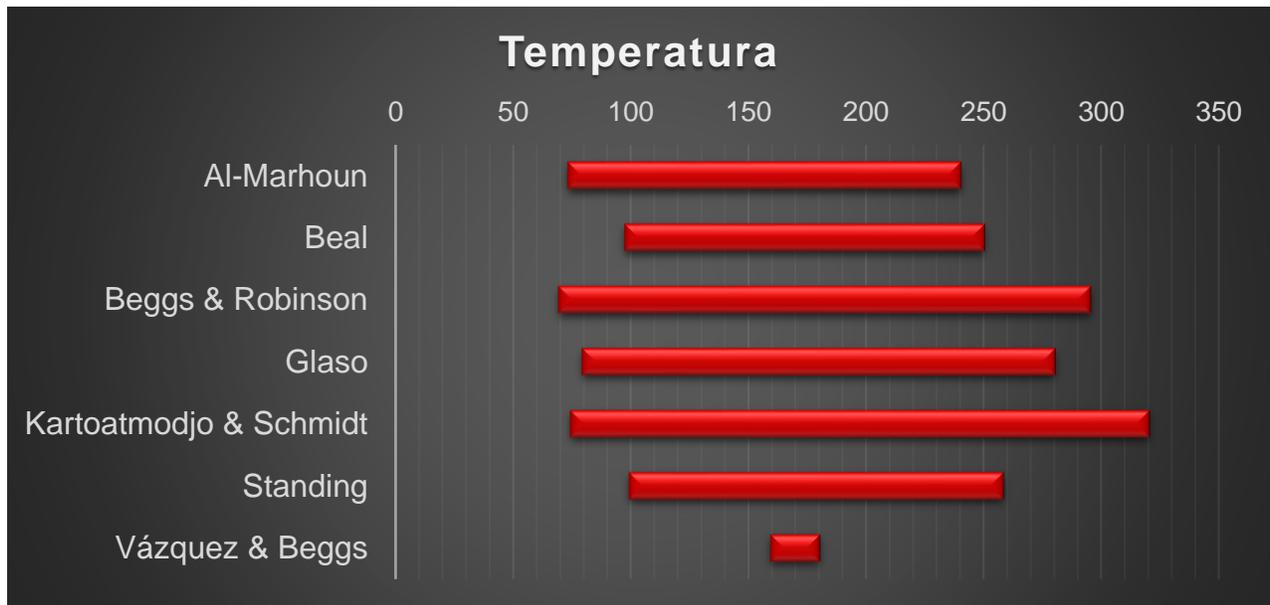


Figura A.1.3 – Rangos de aplicación en temperatura de las correlaciones PVT.

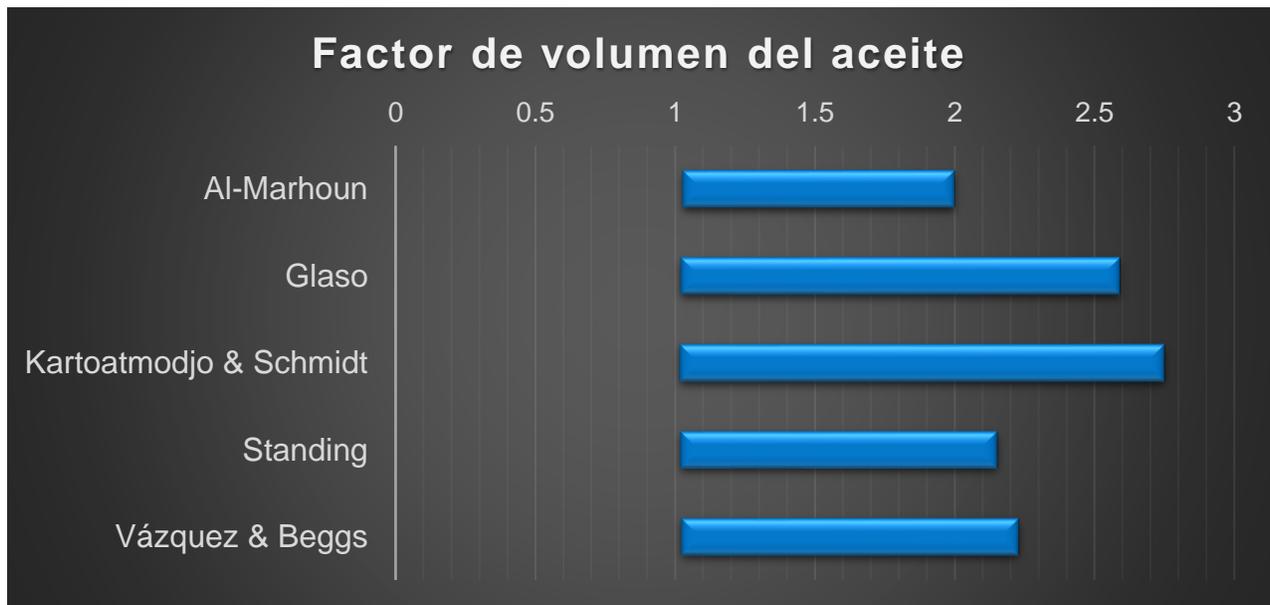


Figura A.1.4 – Rangos de aplicación en factor de volumen del aceite de las correlaciones PVT.



Figura A.1.5 – Rangos de aplicación en relación de solubilidad de las correlaciones PVT.

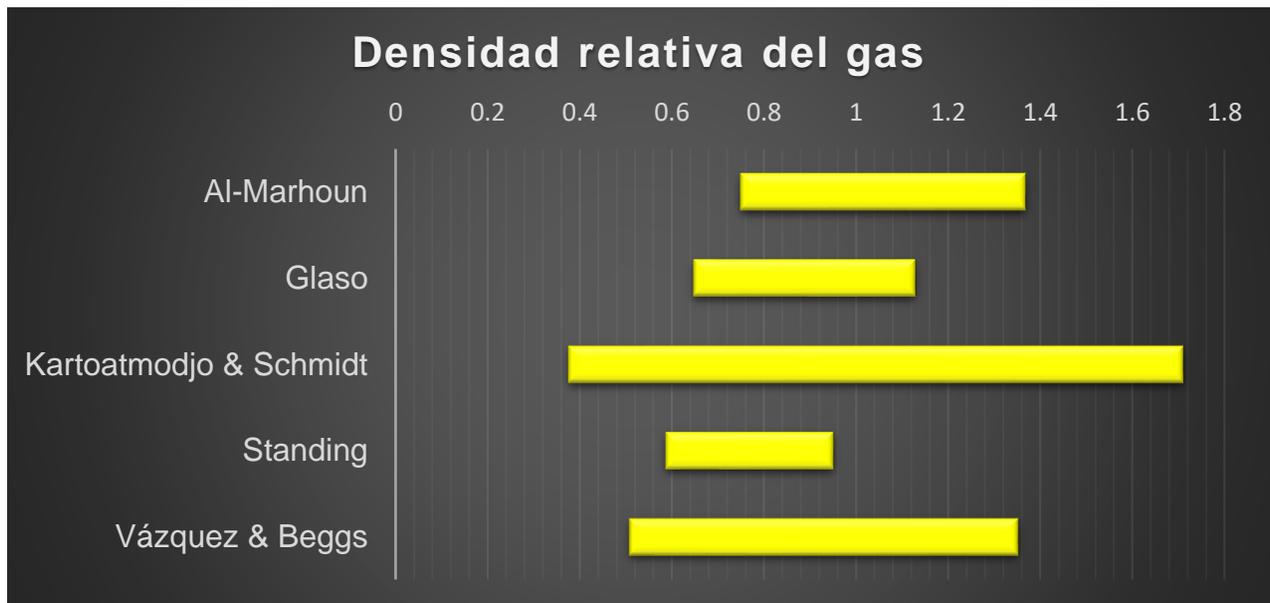


Figura A.1.6 – Rangos de aplicación en densidad relativa del gas de las correlaciones PVT.

## Anexo 2

### Extensión al método de Standing cuando $p_{wf}^* < 0$

Standing extendió el trabajo de Vogel para ocuparse de aquellos casos en los que  $EF \neq 1$ .

$$EF = \frac{q_{real}}{q_{ideal}} = \frac{p_{ws} - p_{wf}^*}{p_{ws} - p_{wf}}, \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

donde:

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyente con daño, [psi].

$p_{wf}^*$  = presión de fondo fluyente sin daño (presión ideal), [Psi].

$p_{ws}$  = presión estática del yacimiento, [Psi].

Presentó el uso de valores de EF entre 0.5 y 1.5. Un primer paso para este uso es determinar  $q_{o\max}$  para  $EF = 1$ , después de lo cual se puede determinar el caudal para cualquier eficiencia de flujo y cualquier presión de flujo. Por lo tanto, se puede construir una curva IPR para eficiencias de flujo distintas de 1. La solución se puede obtener a partir de las siguientes ecuaciones:

$$p_{wf}^* = p_{ws} - (p_{ws} - p_{wf})EF, \quad \dots\dots\dots (A.2.1)$$

Entonces, la ecuación de Vogel se puede utilizar directamente.

$$\frac{q_o}{q_{\max @ EF=1}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}^*}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}^*}{p_{ws}} \right)^2, \quad \dots\dots\dots (A.2.2)$$

donde:

$p_{ws}$  = Presión estática del yacimiento, [psi].

$p_{wf}^*$  = Presión de fondo fluyendo para EF=1, [psi].

$q_o$  = Gasto de aceite, [bpd].

$q_{o\max}$  = Gasto máximo de aceite, [bpd].

En el uso de la ecuación de Vogel, se desarrolla un problema para ciertas condiciones de bajas presiones de flujo y altos valores de EF.

Por lo que a valores mayores de uno de EF los valores negativos de  $p_{wf}^*$  generan problemas en la ecuación original de Vogel y mostrará una tasa de flujo reducida en comparación con los valores positivos de  $p_{wf}^*$ . Por lo cual se puede obtener una solución más precisa cambiando la forma de la ecuación A.2.2.

Determinando una ecuación por Harrison para altos valores de EF y bajos valores de  $p_{wf}$ , la cual funcionará de igual forma para valores positivos o negativos de  $p_{wf}^*$ .

$$\frac{q_o}{q_{\max @ EF=1}} = 1.2 - 0.2e^{1.792\left(\frac{p_{wf}^*}{p_{ws}}\right)}, \quad \dots\dots\dots (A.2.3)$$

Sin embargo, se ha observado que no predice los gastos en comparación con la ecuación de Vogel.