



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

TEMA:

“DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO Y DIMENSIONAMIENTO ENTRE EL BOMBEO MECÁNICO POR VARILLA Y EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET, COMO ESTRATEGIA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPOS CON CRUDOS PESADOS”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

RUDDY RAQUEL RODRIGUEZ RICARDO

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS
COMPARATIVO Y DIMENSIONAMIENTO ENTRE EL
BOMBEO MECÁNICO POR LA VARILLA Y EL BOMBEO
HIDRÁULICO TIPO JET, COMO ESTRATEGIA PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LOS CAMPOS CON
CRUDOS PESADOS**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

RUDDY RAQUEL RODRIGUEZ RICARDO

TUTOR:

ING. XAVIER VARGAS GUTIÉRREZ, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

(2026)

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Marlleis Gutiérrez Hinestroza, PhD
DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.)
DOCENTE TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE UIC

Ing. David Vega González
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a dios por permitirme seguir adelante, a mi familia que siempre me ha brindado su apoyo y confianza en mí en todo momento, y a las amistades por siempre estar dispuestos a darme una palabra de aliento.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **Desarrollo De Un Software Para El Análisis Comparativo Y Dimensionamiento Entre El Bombeo Mecánico Por Varilla Y El Bombeo Hidráulico Tipo Jet, Como Estrategia Para La Optimización De La Producción En Campos Con Crudos Pesados** elaborado por la estudiante **Ruddy Raquel Rodríguez Ricardo**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **2 %** de la valoración permitida.

**INFORME DE ANÁLISIS**
magister

FORMATO DE INTEGRACION CURRICULAR - RUDDY R

2%
Textos sospechosos

2% Similitudes
< 1 % similitudes entre conllias
0 % entre las fuentes mencionadas

0% Idiomas no reconocidos

9% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: FORMATO DE INTEGRACION CURRICULAR - RUDDY R.docx	Depositante: XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ	Número de palabras: 10.303
ID del documento: 3359329dd2dffcd017aac6e2adf43d53a0e10e09	Fecha de depósito: 2/11/2025	Número de caracteres: 63.399
Tamaño del documento original: 422,15 kB	Tipo de carga: Interface	
	fecha de fin de análisis: 2/11/2025	

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**XAVIER ERNESTO
VARGAS GUTIERREZ**

Validar únicamente con FirmaEC

Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

C.I.: 0906392493

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 15 de noviembre de 2025

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes, Master de escritura creativa en español, con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico haber revisado el trabajo de integración curricular titulado "Desarrollo de un software para el análisis comparativo y dimensionamiento entre el bombeo mecánico por varilla y el bombeo hidráulico tipo jet, como estrategia para la optimización de la producción en campos con crudos pesados", elaborado por Ruddy Raquel Rodríguez Ricardo, como requisito para optar al título de Ingeniero en Petróleo en la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En el contexto general el mencionado trabajo satisface los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los quince días del mes de noviembre de dos mil veinticinco.

Atentamente



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes

"MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL"

Número de cédula: 0910001007

Número de celular: 0963908010

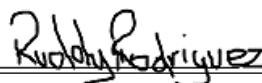
Número de registro de SENESCYT: 7241181623

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ruddy Raquel Rodriguez Ricardo, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Desarrollo De Un Software Para El Análisis Comparativo Y Dimensionamiento Entre El Bombeo Mecánico Por Varilla Y El Bombeo Hidráulico Tipo Jet, Como Estrategia Para La Optimización De La Producción En Campos Con Crudos Pesados”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Ruddy Rodriguez", is written over a horizontal line.

RUDDY RAQUEL RODRIGUEZ RICARDO

Autor de Tesis

C.I. 2400448003

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “Desarrollo De Un Software Para El Análisis Comparativo Y Dimensionamiento Entre El Bombeo Mecánico Por Varilla Y El Bombeo Hidráulico Tipo Jet, Como Estrategia Para La Optimización De La Producción En Campos Con Crudos Pesados” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Ruddy Raquel Rodriguez Ricardo, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Xavier Vargas Gutiérrez
TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas e instituciones que brindaron su apoyo e hicieron posible la realización del presente trabajo.

En primer lugar, agradezco a los Ingenieros Vargas Xavier, Ing. Yagual Pita, Ing. Carlos Malavé, por su orientación, apoyo constante y brindarme su valioso tiempo, su conocimiento, paciencia y compromiso fueron esenciales para el desarrollo de este proyecto.

No puedo dejar de mencionar a mi familia, por su amor y apoyo incondicional, su paciencia y confianza en mí fue fuente de motivación a lo largo de todo este proceso.

Finalmente agradezco a mis amistades por su compañía, consejos y palabras de aliento, cada gesto de comprensión y su presencia han hecho de este trayecto más llevadero.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
AGRADECIMIENTOS.....	viii
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS.....	xv
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2. ANTECEDENTES.....	2
1.3. HIPÓTESIS.....	1
1.4. OBJETIVOS.....	1
1.4.1. Objetivo General.....	1
1.4.2. Objetivos Específicos.....	1

1.5.	ALCANCE	2
1.6.	VARIABLES.....	3
1.6.1.	Variables Dependientes.....	3
1.6.2.	Variables Independientes.....	3
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO		4
2.1.	PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	4
2.1.1.	Definición de Crudos Pesados.....	4
2.1.2.	Retos Operacionales en la Producción.....	4
2.2.	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	5
2.3.	PROPIEDADES FÍSICAS DEL FLUIDO.....	6
2.3.1.	Propiedades Físicas del Gas.....	7
2.3.2.	Propiedades físicas del Petróleo.....	13
2.3.3.	Propiedades Físicas del Agua.....	19
2.4.	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO.....	21
2.4.1.	Índice de Productividad.....	22
2.4.2.	Método de Darcy.....	22
2.4.3.	Método Lineal	23
2.4.4.	Método de Vogel.....	23
2.4.5.	Método de Vogel Compuesto.....	24
2.4.6.	Modelo de Fetkovich.....	25
2.5.	FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	25

2.5.1.	Flujo Multifásico Vertical	26
2.5.2.	Flujo Multifásico Horizontal.....	26
2.5.3.	Gradiente de Presión en Tuberías.....	26
2.5.4.	Patrones de Flujo.....	26
2.5.5.	Correlaciones para Flujo Multifásico.....	28
2.6.	SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO POR VARILLA (BM)	33
2.6.1.	Funcionamiento y componentes.....	33
2.6.2.	Ventajas y Limitaciones.....	36
2.6.3.	Diseño de Bombeo Mecánico.....	37
2.7.	SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	41
2.7.1.	Funcionamiento y Componentes	42
2.7.2.	Ventajas y Desventajas.....	44
2.7.3.	Diseño del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	45
2.8.	LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN PYTHON.....	51
2.8.1.	Tkinter	51
2.8.2.	Numpy (Numerical Python).....	51
2.8.3.	Pandas	51
2.8.4.	Matplotlib	52
2.9.	Visual Studio Code.....	52
CAPITULO III: METODOLOGÍA		53
3.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN	53

3.2. PROCEDIMIENTO.....	53
3.3. FLUJOGRAMAS	55
3.4. INTERFAZ DEL SOFTWARE ALOSS.....	60
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	66
4.1. MODELAMIENTO DIGITAL DE POZO MEDIANTE APLICACIÓN DESARROLLADA.....	66
4.1.1. Datos de entrada.....	66
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
5.1. CONCLUSIONES.....	71
5.2. RECOMENDACIONES.....	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXO B.....	89

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Clasificación de Sistemas de Levantamientos Artificial.....	6
<i>Figura 2.</i> Efectos de presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación del gas (Banzer, 1996).....	10
<i>Figura 3</i> Comportamiento del factor de desviación respecto a la presión, temperatura y composición del gas (Banzer, 1996).....	11
<i>Figura 4</i> Comportamiento típico de la densidad del gas respecto a la presión a temperatura y masa constantes (Gallardo, 2018)	12
<i>Figura 5</i> Diagrama de la Solubilidad del Gas en función de la Presión (Paris, 2019)	13
<i>Figura 6.</i> Diagrama del factor volumétrico del petróleo en la formación en función de presión (Paris, 2019)	13
<i>Figura 7.</i> Viscosidad del petróleo en función de la presión (Paris, 2019).....	18
<i>Figura 8.</i> Comportamiento típico de B_w en función de la presión y a temperatura constante (Paris, 2019)	19
<i>Figura 9.</i> Forma típica de la viscosidad de una salmuera en función de la presión a temperatura constante del yacimiento (Paris, 2019)	20
<i>Figura 10.</i> Curva IPR con IP constante, Yacimiento Subsaturado	23
<i>Figura 11.</i> Curva IPR con IP variable, yacimiento saturado	23
<i>Figura 12.</i> Comportamiento IPR, yacimientos subsaturados.....	24
<i>Figura 13.</i> Patrones presentes en flujo vertical (Ughulu et al., 2025).....	28
<i>Figura 14.</i> Patrones que intervienen en flujo horizontal multifásico(Alhashem, 2019).....	28

<i>Figura 15.</i> Sistema Típico de Bombeo Mecánico. (Rodríguez & Robles, 2010).....	34
<i>Figura 16.</i> Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico(Lufkin, 2007)	41
<i>Figura 17.</i> Cambios en los parámetros de presión y velocidad en la bomba (Ortega, 2012)	42
<i>Figura 18.</i> Flujograma Generalizado del Software (Autor,2025).....	55
<i>Figura 19.</i> Flujograma de Modulo Pozo y Flujo del software.....	55
<i>Figura 20.</i> Flujograma del Módulo Análisis PVT	56
<i>Figura 21.</i> Flujograma del Módulo Análisis Nodal.....	57
<i>Figura 22.</i> Flujograma de Modulo Mecánico-Varilla.....	58
<i>Figura 23.</i> Flujograma de Modulo Hidráulico-Jet.....	59
<i>Figura 24.</i> Interfaz gráfica principal del software	60
<i>Figura 25</i> Menú y submenú presentes en el software.....	60
<i>Figura 26.</i> Modulo Pozo y Flujo para ingresar información del pozo y flujo.	61
<i>Figura 27.</i> Modulo para Análisis PVT dada la información de datos iniciales del reservorio.....	62
<i>Figura 28.</i> Representación de resultados en grafica por correlación y propiedad seleccionada....	62
<i>Figura 29.</i> Representación de resultados en forma de Tabla de las propiedades de los fluidos. ...	63
<i>Figura 30.</i> Modulo para Análisis nodal por Datos de prueba.....	63
<i>Figura 31.</i> Modulo para Análisis nodal por selección Geometría del área de drenaje	64
<i>Figura 32.</i> Modulo para dimensionamiento por Sistema de Bombeo Mecánico por Varilla.....	64
<i>Figura 33.</i> Modulo para dimensionamiento por Sistema de Bombeo Hidraulico Tipo Jet.....	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Rangos de aplicabilidad de a correlación Brill, J.P y Begg, H.D (Banzer, 1996)	11
Tabla 2. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para el cálculo de R_s (Banzer, 1996)	14
Tabla 3. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para el cálculo de P_b (Banzer, 1996)	15
Tabla 4. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para determinar Bob (Banzer, 1996)	15
Tabla 5. Constantes de la Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z para determinar R_s y P_b (Banzer, 1996).....	16
Tabla 6. Categorización de Productividad del pozo.....	22
Tabla 7. Límites para determinar el patrón de flujo predominante (Beggs & Brill, 1973).....	31
Tabla 8. Coeficientes según el patrón de flujo (Beggs & Brill, 1973).....	31
Tabla 9. Coeficientes según el patrón de flujo a considerar por inclinación.	32
Tabla 10. Ventajas y Limitaciones del Sistema de Bombeo Mecánico por Varilla.....	36
Tabla 11. Valores de CFL dependiendo el tipo de unidad (Campos & Panchi, 2011)	41
Tabla 12. Ventajas y Desventajas para el Sistema de Bobeo Hidraulico Tipo Jet.....	44
Tabla 13. Datos de entrada para implementar el método propuesto por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson (Hidalgo, 2018)	45
Tabla 14. Datos de Ingresos de Pozo URAP001	67
Tabla 15. Propiedades de los Fluidos mediante correlación de Glaso en el pozo URAP001.....	68

Tabla 16. Índice de Productividad y Caudal máximo calculado en el pozo URAP001	68
Tabla 17. Resultados de Dimensionamiento por Sistema Mecánico por Varilla para el pozo URAP001	69
Tabla 18. Resultados de Dimensionamiento por Sistema Hidráulico Tipo Jet para el pozo URAP001	70

“DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO Y DIMENSIONAMIENTO ENTRE EL BOMBEO MECÁNICO POR VARILLA Y EL BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET, COMO ESTRATEGIA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN CAMPOS CON CRUDOS PESADOS”

Autor: Rodriguez Ruddy

Tutor: Vargas Xavier

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tuvo como objetivo principal el desarrollo de un software para el dimensionamiento y análisis entre los sistemas de bombeo mecánico por varilla e hidráulico tipo jet, considerando las características de específicas del pozo y fluido.

Para el desarrollo del software se hizo uso de Python como lenguaje de programación, aprovechando su versatilidad y disponibilidad de algunas librerías científicas avanzadas. Como entorno de desarrollo se optó por Visual Studio Code dado que facilito la codificación y la implementación de algoritmos complejos para cálculos.

El software cuenta con una interfaz de usuario interactiva, integrado con cinco módulos principales, pozo y flujo para datos generales, análisis PVT para el modelado del comportamiento del fluido en el reservorio, análisis nodal que determina la capacidad del pozo para producir, mecánico varilla e hidráulico jet para el dimensionamiento de estos, determinando la capacidad del sistema para extraer el fluido de manera más eficiente. Finalmente, los resultados obtenidos permiten al usuario tomar decisiones.

PALABRAS CLAVE: (Python, Mecánico por Varilla, Hidráulico tipo jet, Eficiente)

“DEVELOPMENT OF AN ENGINEERING SOFTWARE FOR COMPARATIVE ANALYSIS AND SYSTEM SIZING BETWEEN ROD PUMPING AND HYDRAULIC JET PUMPING AS A STRATEGY FOR PRODUCTION OPTIMIZATION IN HEAVY OIL FIELDS”

Autor: Rodriguez Ruddy

Tutor: Vargas Xavier

ABSTRACT

The main objective of this thesis was to develop software for the sizing and analysis of rod pumping systems and hydraulic jet pumping systems, considering the specific characteristics of the well and fluid.

Python was used as the programming language for the development of the software, taking advantage of its versatility and the availability of some advanced scientific libraries. Visual Studio Code was chosen as the development environment because it facilitated the coding and implementation of complex algorithms for calculations.

The software has an interactive user interface, integrated with five main modules main modules: well and flow for general data, PVT analysis for modeling fluid behavior in the reservoir, nodal analysis to determine the well's production capacity, rod pumping, and hydraulic jet for sizing these, determining the system's capacity to extract fluid more efficiently. Finally, the results obtained allow the user to make decisions.

KEYWORDS: (Python, Mechanical rod, Hydraulic jet, Efficient)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la industria petrolera, una de las principales preocupaciones en la producción de hidrocarburos es la selección adecuada de sistemas de bombeo para garantizar la eficiencia operativa, minimizar costos y maximizar la producción de pozos.

El bombeo mecánico por varilla considerado uno de los sistemas más antiguos y extendidos en la industria de producción de petróleo, actúa con un mecanismo de acción mecánica que convierte el movimiento de un motor eléctrico en el movimiento alternativo de una varilla que acciona una bomba de fondo, sistema considerado eficiente en pozos de baja a media profundidad, especialmente aquellos con petróleo de viscosidad moderada y flujo constante. Sin embargo, el bombeo de varilla presenta algunas limitaciones, como el desgaste de las partes móviles y la dificultad para manejar pozos con presencia de gas o fluido de alta viscosidad, lo que genera problemas como la cavitación y la pérdida de eficiencia.

Por otro lado, el bombeo hidráulico tipo jet utiliza fluido a alta presión (generalmente agua o gas) para generar una succión que permite extraer el fluido del pozo. Este sistema no tiene partes móviles en el fondo del pozo, lo que reduce el mantenimiento y el desgaste mecánico. Además, el sistema jet es especialmente adecuado para pozos que tienen gas disuelto, agua de formación o fluidos de baja viscosidad. Sin embargo, su eficiencia disminuye en pozos profundos debido al costo asociado al fluido de inyección a alta presión y la necesidad de mantener un suministro constante de fluido.

Ambos sistemas tienen ventajas y desventajas dependiendo de las condiciones operativas del pozo, como la presión del yacimiento, la composición del fluido, la

profundidad del pozo, el caudal esperado, y la presencia de gas o agua. Por lo tanto, es esencial realizar un análisis comparativo detallado para determinar cuál es el sistema de bombeo más adecuado para cada caso, teniendo en cuenta factores económicos, operacionales y técnicos.

1.2. ANTECEDENTES

La optimización de los sistemas de bombeo en campos con crudos pesados ha sido un tema de investigación clave en la industria petrolera, dada la complejidad operativa que estos fluidos imponen sobre los equipos de extracción.

(Salazar et al., 2021) llevaron a cabo un estudio sobre la optimización de los sistemas de bombeo mecánico por varilla en campos de crudo pesado, con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos asociados al mantenimiento de los equipos. Este estudio subraya la importancia de integrar herramientas de simulación y monitoreo para lograr una optimización efectiva en el contexto de crudos pesado.

En relación con los sistemas hidráulicos tipo jet, un estudio realizado por (Álvarez & Rodríguez, 2020) tuvo como objetivo evaluar el desempeño de estos sistemas en pozos de crudo pesado, enfocándose en la optimización de los parámetros operativos. Los autores desarrollaron un modelo de simulación que permitió analizar cómo las variaciones en la presión y el caudal afectan la eficiencia del sistema de bombeo. El estudio determina que la implementación de un sistema de monitoreo en tiempo real y una herramienta de optimización podrían mejorar considerablemente el rendimiento de estos sistemas, reduciendo el riesgo de fallos operacionales y maximizando la producción.

Por otro lado, la optimización de sistemas de bombeo en general ha sido ampliamente estudiada en la literatura, con varios enfoques que incluyen desde algoritmos de optimización hasta simulaciones avanzadas. Un ejemplo de esto es el

trabajo de (González et al., 2018), quienes se centraron en la aplicación de algoritmos para optimizar los sistemas de bombeo en campos petroleros. El estudio se enfocó en la optimización de los parámetros operativos de los sistemas BMV, como la carga máxima y la velocidad de las varillas, utilizando un algoritmo para encontrar la configuración óptima que minimizará el consumo energético y maximizará la producción. Los resultados obtenidos mostraron que el uso de algoritmos de optimización llegaría a reducir significativamente los costos de operación y tener una mejora en la eficiencia energética.

Además, el uso de herramientas computacionales como Python para la simulación y optimización de sistemas de bombeo ha ganado popularidad en los últimos años, debido a su flexibilidad y accesibilidad. Un estudio de (García et al., 2023) presenta que el uso de Python es una alternativa viable para el desarrollo de software que permita mejorar la eficiencia operativa en la industria petrolera, especialmente en entornos de crudo pesado, donde las condiciones operativas son más variables y complejas.

En conjunto, estos estudios demuestran que la optimización de los sistemas de bombeo en campos de crudo pesado es una tarea compleja, pero esencial para mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos de producción. La combinación de simulación matemática, optimización de parámetros operacionales y el uso de herramientas computacionales avanzadas, como Python, son claves para desarrollar soluciones efectivas que permitan a los operadores tomar decisiones informadas y adaptarse a las condiciones cambiantes de los pozos.

1.3. HIPÓTESIS

El desarrollo de un software en el lenguaje de programación Python, para la optimización y evaluación de los sistemas de bombeo, mejorará significativamente la eficiencia operativa en campos con producción de crudos pesados.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General.

- Desarrollar un software en el lenguaje de programación Python, para la optimización y evaluación entre los sistemas de bombeo.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Determinar las propiedades del fluido mediante un modelo y/o correlación, en base a datos iniciales del yacimiento.
- Dimensionar los componentes de levantamiento artificial por bombeo mecánico e hidráulico tipo jet.
- Desarrollar una interfaz de usuario interactiva que facilite la entrada de datos específicos del pozo, brinde resultados claros y visualmente comprensibles sobre la comparación de los dos sistemas de bombeo.

1.5. ALCANCE

Diseño y desarrollo de un software con criterios para la selección del método artificial de producción más óptimo y favorable. El software estará orientado a estudiantes e ingenieros quienes podrán utilizarlo como una herramienta para evaluar y seleccionar el sistema de bombeo más adecuado en función de las condiciones operativas del pozo, las características del fluido a producir y las limitaciones técnicas de cada tecnología.

El análisis comparativo se basará en diversos parámetros, tales como la profundidad del pozo, la viscosidad y densidad del crudo, la presión de fondo, el caudal de producción, entre otros factores operativos.

Además del análisis comparativo, el software ofrecerá un módulo de dimensionamiento que permitirá calcular los parámetros operativos necesarios para la instalación y operación de ambos sistemas, tales como la potencia requerida, las dimensiones de las bombas, la configuración de etapas.

Finalmente, el software incluirá la capacidad de generar una base de los resultados obtenidos, proporcionando a los ingenieros una base sólida para tomar decisiones estratégicas en el campo de la optimización de la producción de hidrocarburos, reduciendo costos operativos y mejorando la eficiencia del proceso de levantamiento artificial.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes.

- Eficiencia operativa:
- Potencia requerida por el sistema
- Caudal de extracción
- Tamaño de la bomba
- Numero de etapas o longitud de la varilla.

1.6.2. Variables Independientes.

- Características del pozo
- Características del fluido
- Características operativas

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS

2.1.1. Definición de Crudos Pesados.

(Cortés, 2017) detalla lo siguiente:

Cuando la roca madre produce petróleo crudo, este no es tan pesado, comienza con densidades entre 30 y 40 °API, se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial producida a través de varios procesos biológicos, químicos y físicos, durante la migración y luego del entrapamiento. (pág.10)

Este proceso de biodegradación altera significativamente las propiedades del crudo, aumentando su densidad, viscosidad, acidez y contenido de azufre, lo que da lugar a la formación de petróleos más pesados y difíciles de producir.

Los crudos pesados son fluidos densos y viscosos, caracterizados por sus viscosidades extremadamente altas, una gravedad API igual o menor a 22.3 °API y problemas en el desplazamiento hacia los pozos.

2.1.2. Retos Operacionales en la Producción.

Los diferentes factores asociados a un déficit en la producción de yacimientos con crudos pesados son:

- Alta viscosidad del crudo, por ende, una baja movilidad de este en el yacimiento.
- Necesidad de sistemas artificiales de producción por la baja presión del yacimiento
- Desgaste de equipos subsuperficiales y superficiales, Taponamiento de las tuberías por la producción de sólidos.

Para yacimientos de crudos pesados costa afuera, se enfrentan a retos más complejos, por las bajas temperaturas del lecho marino y la distancia de desplazamiento de los fluidos bajo condiciones extremas, expuestos al riesgo de deposiciones de parafinas, asfáltenos o la formación de hidratos.

Para (Quiroga, 1978) “El mayor problema para producir crudos pesados no radica en la falta de soluciones técnicas sino en la aplicación económicamente rentable de esos procedimientos técnicos”

2.2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El crudo pesado debido a su alta viscosidad y baja gravedad API, no es capaz de producir fluir hacia la superficie por sí solo, por lo que se hace necesario implementar un sistema de levantamiento artificial con el fin de suplir con la energía suficiente para que el pozo vuelva a ser capaz de desplazar el fluido hasta la superficie y mejorando la productividad de este.

Según Obregón & Mera (2019), “Existen dos formas de lograrlo: inyectando un fluido para alivianar la columna o mediante el uso de una bomba para brindar el empuje que necesita” (p.19).

Dentro de los Sistemas de Levantamiento Artificial se encuentran aquellos que requieren una bomba subsuperficial y otras que operan sin necesidad de una bomba subsuperficial, tal como se ilustran en la **Figura 1**. Entre los más aplicados en la industria petrolera se encuentra: Bombeo Mecánico, Bombeo por Cavidad Progresiva, Bombeo Hidráulico Tipo Jet, Bombeo Electro sumergible, Bombeo con Inyección de Gas (Gas Lift), tipos de sistemas que utilizan una bomba subsuperficial.

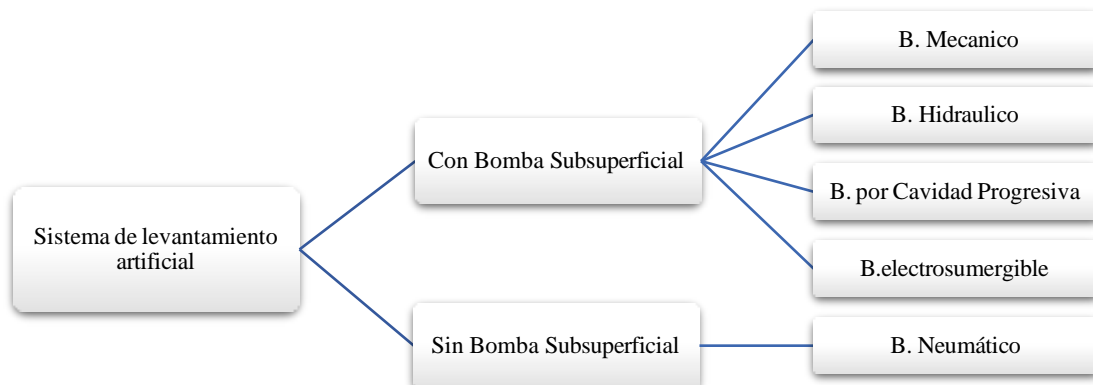


Figura 1. Clasificación de Sistemas de Levantamientos Artificial.

Los factores necesarios para la selección de un sistema de levantamiento artificial son: Propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad, factor volumétrico, etc.), características de producción, características de pozo (profundidad, localización (Tierra o costa afuera), diámetro de tubería, tipo de terminación), y problemas operacionales que se pueden presentar como corrosión, arenas, parafinas, carbonatos.

2.3. PROPIEDADES FÍSICAS DEL FLUIDO

En un yacimiento el fluido puede presentarse como líquido, gas, o sólido, sus propiedades usualmente se determinan por pruebas experimentales conocidas como Análisis PVT, realizadas a muestras tomadas del yacimiento, simulando su comportamiento ante la variación de la presión, volumen y temperatura.

Al no disponer de información experimental se opta por determinar las propiedades en forma aproximada aplicando correlaciones empíricas, las cuales se obtuvieron a partir de estudios realizados a diferentes tipos de crudos.

A continuación, se describen las propiedades de los fluidos presentes en un yacimiento y sus respectivas correlaciones aplicadas para el desarrollo de la herramienta de cómputo.

2.3.1. Propiedades Físicas del Gas.

Se hace uso de las ecuaciones de estados para describir el comportamiento de los gases, específicamente la llamada Ecuación de los Gases Ideales.

$$\text{Ec 1.} \quad PV = nRT$$

Donde P es la presión absoluta en psia, V el volumen en ft³, T la temperatura absoluta en °R, n el número de moles de gas en lb-mol, R la constante universal de los gases, su valor depende de las unidades empleadas de P, V, T, en este caso es equivalente a 10.73 psia-ft³/lb-mol-°R.

El número de moles de gas se determina mediante la relación entre el peso de gas y el peso molecular:

$$\text{Ec 2.} \quad n = \frac{m[\text{lb}]}{M[\frac{\text{lb}}{\text{lb-mol}}]}$$

Gravedad específica del Gas.

Se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

a condiciones de $T = 60\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $P = P_{atm}$:

$$\text{Ec 3.} \quad \rho [\frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}] = \frac{m}{M} = \frac{PM}{RT}$$

$$\text{Ec 4.} \quad \gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}}$$

Dado que el comportamiento de la mezcla de gas y aire se describe por la ecuación de gases ideales, γ_g también se puede expresar como:

$$\text{Ec 5.} \quad \gamma_g = \frac{\frac{PM_{gas}}{RT}}{\frac{PM_{aire}}{RT}} = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} = \frac{M_{gas}}{28.96}$$

Donde:

M_{gas} : Peso molecular del gas (lbs/lb-mol o grs/gr-mol)

M_{aire} : Peso molecular aparente del aire (=28.96 lbs/lb-mol)

Si se desconoce el peso molecular del gas, pero se conocen las fracciones molares de la mezcla, M_{gas} se determina por:

$$\text{Ec 6.} \quad M = \sum_{i=1}^n y_i M_i$$

Donde, M_i es el peso molecular del componente i en la mezcla (lbs/lb-mol o grs/gr-mol), y_i el componente i en la mezcla (fracción molar), n el número de componentes de la mezcla.

El peso molecular del gas también puede expresarse como en la Ec.6

$$\text{Ec 7.} \quad M_{gas} = 28.96 \gamma_g$$

Presión y Temperatura Pseudorreducida de los gases.

$$\text{Ec 8.} \quad P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

$$\text{Ec 9.} \quad T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

Donde P_{sr} la presión pseudorreducida adimensional; P es la presión del sistema en psia; P_{sc} la presión pseudocrítica en psia; T_{sr} la temperatura pseudorreducida adimensional; T temperatura del sistema en °R; T_{sc} temperatura pseudocrítica en psia.

Conociendo la composición del gas las propiedades como la presión y temperatura pseudocríticas se pueden estimar con la correlación de Kay, W.B de la siguiente manera:

$$\text{Ec 10.} \quad P_{sc} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci}$$

$$\text{Ec 11.} \quad T_{sc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$$

Donde y_i es el componente i en la mezcla (fracción molar); P_{ci} presión crítica el componente i en psia; T_{ci} temperatura crítica del componente i en °R. n el número de componentes.

Si desconozco la composición del gas, la presión y temperatura pseudocríticas se determinan a partir de su gravedad específica con la correlación de Brow, Katz, Oberfell y Alden.

Gas natural:

$$\text{Ec 12.} \quad P_{sc} = 677 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$$

$$\text{Ec 13.} \quad T_{sc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2$$

Gas condensado:

$$\text{Ec 14.} \quad P_{sc} = 706 + 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2$$

$$\text{Ec 15.} \quad T_{sc} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2$$

En casos donde el gas natural contenga impurezas es necesario hacer un ajuste de las propiedades pseudocríticas, mediante dos métodos de corrección existentes:

➤ *Corrección de Wichert y Aziz.*

$$\text{Ec 16.} \quad T'_{sc} = T_{sc} - F_{sk}$$

$$\text{Ec 17.} \quad P'_{sc} = \frac{P_{sc} T'_{sc}}{T_{sc} + B(1-B)F_{sk}}$$

Donde T_{sc} es la temperatura pseudocrítica en °R; T'_{sc} la temperatura pseudocrítica corregida en °R; P_{sc} la presión pseudocrítica en psia, P'_{sc} la presión pseudocrítica corregida en psia; B la fracción molar de H_2S en la mezcla de gas; F_{sk} factor de ajuste de la temperatura pseudocrítica, A suma de las fracciones molares de H_2S y CO_2 , F_{sk} , B y A son definidos matemáticamente como:

$$\text{Ec 18.} \quad F_{sk} = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4)$$

$$\text{Ec 19.} \quad A = y_{H_2S} + y_{CO_2} ; \quad B = y_{H_2S}$$

➤ *Corrección de Carr, Kobayashi y Burrows*

$$\text{Ec 20.} \quad T'_{sc} = T_{sc} - 80y_{CO_2} + 130y_{H_2S} - 250y_{N_2}$$

$$\text{Ec 21.} \quad P'_{sc} = P_{sc} + 440y_{CO_2} + 600y_{H_2S} - 170y_{N_2}$$

Factor de compresibilidad del Gas (z).

La correlación de standing y kart es útil para determinar el factor de compresibilidad mediante la lectura de la gráfica de la correlación.

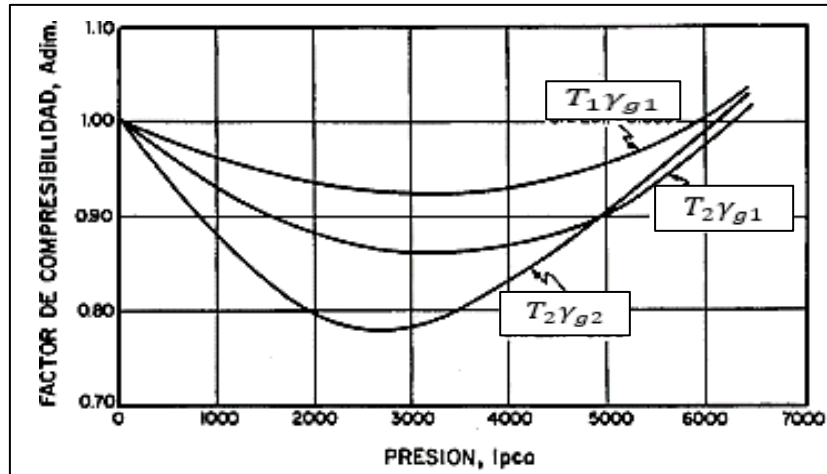


Figura 2. Efectos de presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación del gas (Banzer, 1996)

Sin embargo, para el presente trabajo se es necesario de un método numérico que facilite el cálculo directo del valor de z, el más apto es la siguiente correlación que permite la determinación de z sin necesidad de algún método iteración:

➤ *Correlación de Brill, J.P y Beggs, H.D.*

$$\text{Ec 22.} \quad z = A + \frac{1-A}{\exp(B)} + CP_{sr}^D$$

Donde los factores de A, B, C y D son determinados desde la Ec.23 hasta la Ec.26

$$\text{Ec 23.} \quad A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

$$\text{Ec 24.} \quad B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left[\frac{-0.066}{T_{sr}-0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^9(T_{sr}-1)} (P_{sr}^6)$$

$$\text{Ec 25.} \quad C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$\text{Ec 26.} \quad D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

$$\text{Ec 27.}$$

Rangos de Psr	0,0 < Psr < 5,0	0,0 < Psr < 13
Rangos de Tsr	1,3 < Tsr < 1,7	1,2 < Tsr < 2,4
Puntos evaluados	24	70
Error relativo Prom.	0.19%	0.02%
Desviación Estándar	0,96%	1.18%

Tabla 1. Rangos de aplicabilidad de a correlación Brill, J.P y Begg, H.D (Banzer, 1996)

La correlación cuenta un error de 0.19% con respecto a 24 valores leídos en las curvas de Standing y Katz, y un error de 0.02% con 70 puntos, no es válido para temperaturas pseudorreducida fuera del rango de 1.2 a 2.4

Factor volumétrico del Gas

Factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen de este en la superficie, a condiciones normales (14.7 psia y 60 °F)

$$\text{Ec 28.} \quad B_g = 0.02827 \frac{zT}{P} \frac{PCY}{PCN} \quad \text{o} \quad B_g = 0.00503 \frac{zT}{P} \frac{BY}{BN}$$

Donde B_g factor volumétrico del gas (PCY/PCN o BY/BN); z factor de compresibilidad del gas (adimensional); P presión (psia), T temperatura (°R

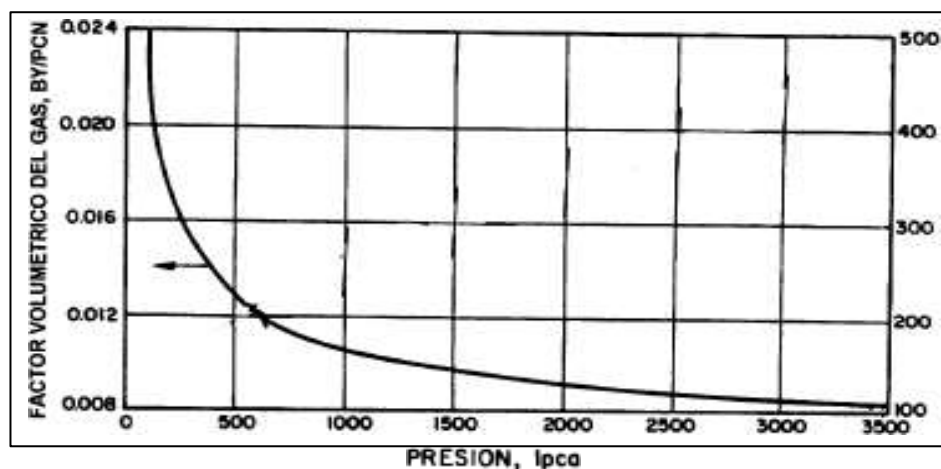


Figura 3. Comportamiento del factor de desviación respecto a la presión, temperatura y composición del gas (Banzer, 1996)

Densidad del Gas.

$$\text{Ec 29.} \quad \rho_g = \frac{Ma \cdot P}{10.73zT}, \left[\frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right]$$

Donde Ma peso molecular aparente de la mezcla de gas, P presión en psia, z factor volumétrico del gas (adimensional), T temperatura en °R.

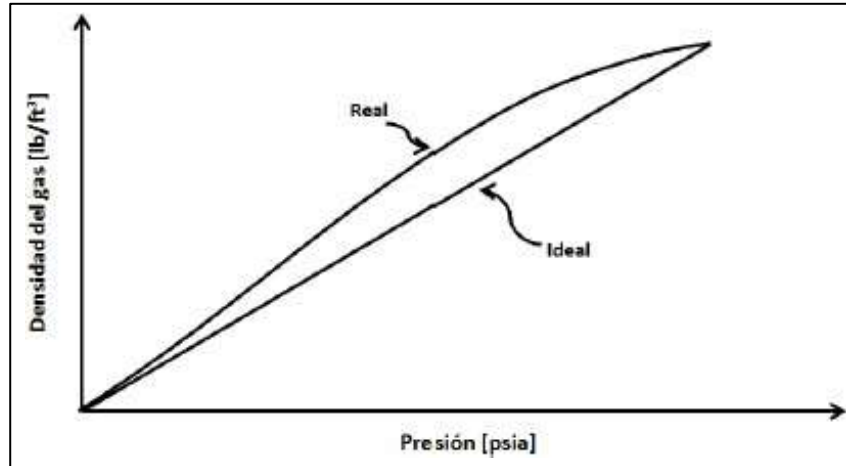


Figura 4. Comportamiento típico de la densidad del gas respecto a la presión a temperatura y masa constantes (Gallardo, 2018)

Viscosidad del Gas. (μ_g)

➤ *Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E.*

$$\text{Ec 30.} \quad \mu_g = \frac{K \exp\left(X \left(\frac{\rho_g}{62.4}\right)^Y\right)}{10^4}, [cp]$$

$$\text{Ec 31.} \quad K = \frac{(9.4 + 0.02Ma)T^{1.5}}{209 + 19Ma + T}$$

$$\text{Ec 32.} \quad X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01Ma$$

$$\text{Ec 33.} \quad Y = 2.04 - 0.2X$$

Donde T la temperatura del yacimiento en °R; ρ_g densidad del gas en lb/ft³; Ma peso molecular aparente de la mezcla de gas.

2.3.2. Propiedades físicas del Petróleo.

Gravedad Especifica del Petróleo.

Ec 34.
$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\rho_o}{62.4}, \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

Ec 35.
$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Solubilidad del gas (R_s).

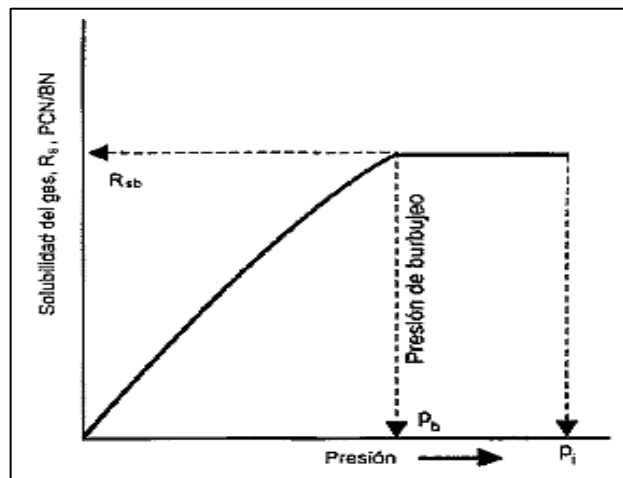


Figura 5. Diagrama de la Solubilidad del Gas en función de la Presión (Paris, 2019)

Factor Volumétrico del Petróleo (B_o).

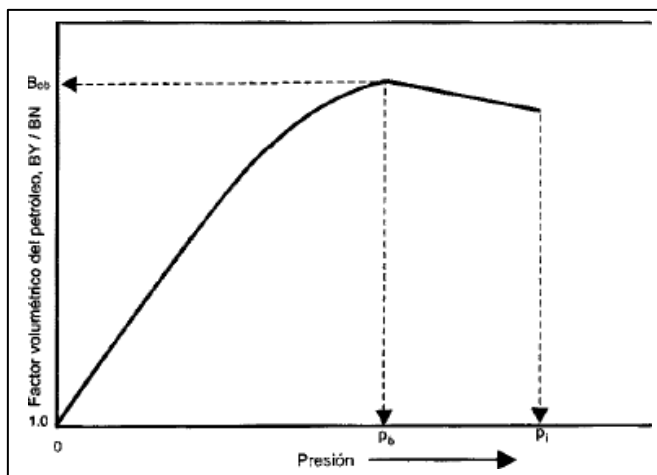


Figura 6. Diagrama del factor volumétrico del petróleo en la formación en función de presión (Paris,

2019)

➤ *Correlación de Standing para determinar R_s, P_b, B_o*

Ec 36. $x = 0.0125API - 0.00091(T - 460)$

Ec 37. $R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$

Ec 38. $P_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^x - 1.4 \right]$

Ec 39. $B_{ob} = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}$

➤ *Correlación de Glaso para determinar R_s, P_b, B_o*

Ec 40. $P_b^* = 10^{2.8869 - [1.41811 - 3.3093 \log P]^{0.5}}$

Ec 41. $R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{API^{0.989}}{(T-460)^{0.172}} \right) P_b^* \right]^{1.2255}$

Ec 42. $\log(P_b) = 1.7669 + 1.7447 \log(P_b) - 0.30218 [\log(P_b^*)]^2$

Ec 43. $P_b^* = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} (T)^{0.172} (API)^{-0.989}$

Ec 44. $B_o = 1.0 + 10^A$

Ec 45. $A = -6.58511 + 2.91329 \log(B_{ob}^*) - 0.27683 (\log(B_{ob}^*))^2$

Ec 46. $B_{ob}^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460)$

➤ *Correlación de Vásquez y Beggs para determinar R_s, P_b, B_o*

Ec 47. $R_s = C1 \gamma_{gs} P^{C2} \exp [C3(API/T)]$

Ec 48. $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$

Coefficiente	°API ≤ 30	°API > 30
C1	0.0362	0.0178
C2	1.0937	1.1870
C3	25.7240	23.931

Tabla 2. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para el cálculo de R_s (Banzer, 1996)

Ec 49.
$$P_b = \left[\left(\frac{C_1 R_s}{\gamma_{gs}} \right) (10^a) \right]^{C_2}, \quad a = -\frac{C_3 API}{T}$$

Coefficiente	°API ≤ 30	°API > 30
C1	27.624	56.18
C2	0.914328	0.84246
C3	11.172	10.393

Tabla 3. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para el cálculo de P_b (Banzer, 1996)

Ec 50.
$$B_{ob} = 1.0 + C_1 \frac{R}{s} + (T - 520) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 \frac{R}{s})$$

Coefficiente	°API ≤ 30	°API > 30
C ₁	4.677x10 ⁻⁴	4.670x10 ⁻⁴
C ₂	1.751x10 ⁻⁵	1.100x10 ⁻⁵
C ₃	-1.811x10 ⁻⁸	1.337x10 ⁻⁹

Tabla 4. Constantes de la Correlación de Vásquez y Beggs para determinar B_{ob} (Banzer, 1996)

➤ *Correlación de Petrosky y Farshad para determinar R_s, P_b, B_o*

Ec 51.
$$x = 7.916(10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.56(10^{-5})(T - 460)^{1.3911}$$

Ec 52.
$$R = \left[\left(\frac{P}{s} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.843910^x} \right]^{1.73184}$$

Ec 53.
$$P_b = \left[\frac{112.72 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.843910^x}} \right] - 1391.051$$

Ec 54.
$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046(10^{-5}) \left[R_s^{0.3778} \left(\frac{P_o^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.2426(T - 40)^{0.5371} \right]^{3.0936}$$

Donde P es presión en psia, y T temperatura en °R.

➤ *Correlación de Al-Marhoun para determinar R_s, P_b, B_o*

Ec 55.
$$R = \left[a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d P_o^e \right]$$

$a = 185.843208; \quad b = 1.877840; \quad c = -3.1437;$

$d = -1.32657; \quad e = 1.398441$

Ec 56.
$$P_b = a R_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e$$

$$a = 5.38088 * 10^{-3}; \quad b = 0.715082; \quad c = -1.87784;$$

$$d = 3.1437; \quad e = 1.32657$$

$$\text{Ec 57.} \quad B_{ob} = 0.497069 + 0.862963(10^{-3})T + 0.182594(10^{-2})F + 0.318099(10^{-5})F^2$$

$$\text{Ec 58.} \quad F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c$$

$$a = 0.742390; \quad b = 0.323294; \quad c = -1.202040$$

➤ *Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z para determinar*

R_s, P_b, B_o

$$\text{Ec 59.} \quad R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} P^{C_3} 10^{\frac{C_4 API}{T+460}}$$

$$\text{Ec 60.} \quad P_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_{gs}^{C_2} 10^{\frac{C_3 API}{T+460}}} \right]^{C_4}$$

$$\text{Ec 61.} \quad \gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 0.1595(API^{0.4078})(T^{-0.2466}) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
API ≤ 30	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
API > 30	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

Tabla 5. Constantes de la Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z para **determinar R_s y P_b**

(Banzer, 1996)

$$\text{Ec 62.} \quad B_{ob} = 0.98496 + 1.0(10^{-4})F^{1.5}$$

$$\text{Ec 63.} \quad F = R_s^{0.755} \gamma_{gs}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T$$

➤ *Correlación Lasater, J.A. para determinar R_s, P_b, B_o*

$$\text{Ec 64.} \quad R_s = \frac{132755 \gamma_o \gamma_g}{M_o(1-\gamma_g)}$$

Para $\frac{P \gamma_g}{T} < 3.29$:

$$\text{Ec 65.} \quad \gamma_g = 0.359 \ln \left(\frac{1.473 P \gamma_g}{T} + 0.476 \right)$$

Para $\frac{P\gamma_g}{T} \geq 3.29$:

$$\text{Ec 66.} \quad y_g = \left(\frac{0.121P\gamma_g}{T} + 0.236 \right)^{0.281}$$

Para $API \leq 40$:

$$\text{Ec 67.} \quad M_o = 630 - 10API$$

Para $API > 40$:

$$\text{Ec 68.} \quad M_o = 73110API^{-1.562}$$

$$\text{Ec 69.} \quad y_g = \frac{\frac{R_s}{379.3}}{\frac{R_s}{379.3} + \frac{350\gamma_g}{M_o}}$$

Para $y_g \leq 0.60$:

$$\text{Ec 70.} \quad P_b = \frac{[0.679 \exp(2.786y_g) - 0.323]T}{\gamma_g}$$

Para $y_g > 0.60$:

$$\text{Ec 71.} \quad P_b = \frac{[8.26y^{3.56} + 1.95]T}{\gamma_g}$$

Para $API \leq 40$:

$$\text{Ec 72.} \quad M_o = 630 - 10API$$

Para $API > 40$:

$$\text{Ec 73.} \quad M_o = 73110API^{-1.562}$$

Para presiones por debajo o igual al punto de burbujeo ($P \leq P_b$):

$$\text{Ec 74.} \quad B_o = B_{ob}$$

Para presiones por encima del punto de burbujeo ($P > P_b$):

$$\text{Ec 75.} \quad B_o = B_{ob} \exp[C_o(P_b - P)]$$

Densidad del Petróleo.

Por debajo del punto de burbujeo;

$$\text{Ec 76.} \quad \rho_o = \frac{62.4\gamma_g + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147[R_s\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25(T-460)]}$$

Por encima del punto de burbujeo;

$$\text{Ec 77.} \quad \rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o(P - P_b)]$$

Viscosidad del petróleo

Viscosidad del petróleo muerto (μ_{od}): Viscosidad a la presión atmosférica (sin gas disuelto) y a temperatura del yacimiento.

Viscosidad del petróleo saturado (μ_{ob}): Viscosidad a la presión de burbujeo y a temperatura del yacimiento.

Viscosidad del petróleo no saturado (μ_{ob}): Viscosidad a presión por encima del punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.

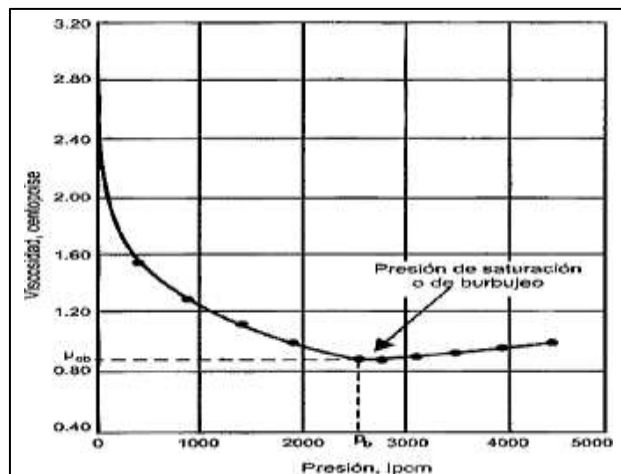


Figura 7. Viscosidad del petróleo en función de la presión (Paris, 2019)

➤ Correlación de Beggs y Robinson

$$\text{Ec 78.} \quad x = 10^{3.0324 - 0.02023API T^{-1.163}}$$

$$\text{Ec 79.} \quad \mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\text{Ec 80.} \quad a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$\text{Ec 81.} \quad b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

$$\text{Ec 82.} \quad \mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$\text{Ec 83.}$$

➤ *Correlación de Beal, C.*

$$\text{Ec 84.} \quad \mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{API^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T+200} \right]^a$$

$$\text{Ec 85.} \quad a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{API} \right)$$

$$\text{Ec 86.} \quad \mu_o = \mu_{ob} + \left[(0.001(P - P_b)(0.024\mu_{ob}^{1.6})) + (0.038\mu_{ob}^{0.56}) \right]$$

➤ *Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.*

$$\text{Ec 87.} \quad \mu_{od} = 16(10^8)T^{-2.8177}(\log API)^{5.7526} \log T - 26.9718$$

$$\text{Ec 88.} \quad \mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824A + 40.34(10^{-5})A^2$$

$$\text{Ec 89.} \quad A = (0.2001 + 0.8428(10^{-0.000845R_s})) \mu_{od}^{0.43+0.5165b}$$

$$\text{Ec 90.} \quad b = 10^{-0.00081R_s}$$

$$\text{Ec 91.} \quad \mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 1.127(10^{-3})(P - P_b)(-65.17(10^{-4})\mu_{ob}^{1.8148} + 0.038\mu_{ob}^{1.59})$$

➤ *Correlación de Egbogad, E.O.*

$$\text{Ec 92.} \quad \log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086API - 0.5644\log(T)$$

$$\text{Ec 93.} \quad \mu_o = \mu_{od}$$

2.3.3. Propiedades Físicas del Agua.

Factor Volumétrico del Agua.

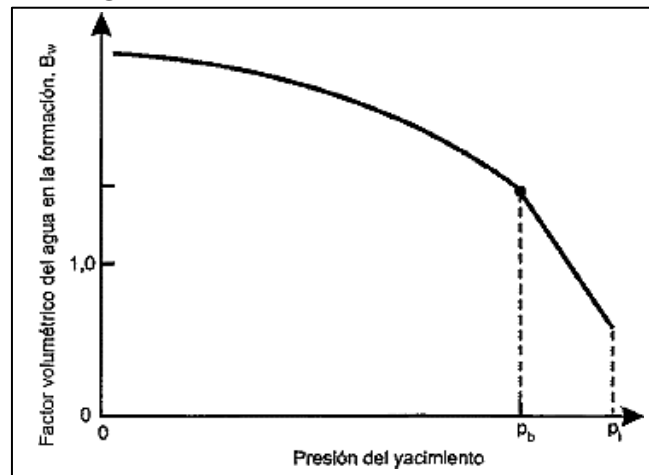


Figura 8. Comportamiento típico de B_w en función de la presión y a temperatura constante (Paris, 2019)

➤ *Correlación de McCain, W.D., Jr.*

$$\text{Ec 94.} \quad B_{wb} = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT})$$

$$\text{Ec 95.} \quad V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\text{Ec 96.} \quad V_{wP} = 1.95301 \times 10^{-9} P T - 1.72834 \times 10^{-13} P^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} P - 2.25341 \times 10^{-10} P^2$$

Para presiones por debajo del punto de burbujeo:

$$\text{Ec 97.} \quad B_w = B_{wb}$$

Para presiones por encima del punto de burbujeo:

$$\text{Ec 98.} \quad C_w = \frac{1}{7.033P + 541.5(S/58443) - 537T + 403300}$$

$$\text{Ec 99.} \quad B_w = B_{wb} \exp[C_w(P_b - P)]$$

Densidad del Agua

$$\text{Ec 100.} \quad \rho_w = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w}$$

Viscosidad del Agua

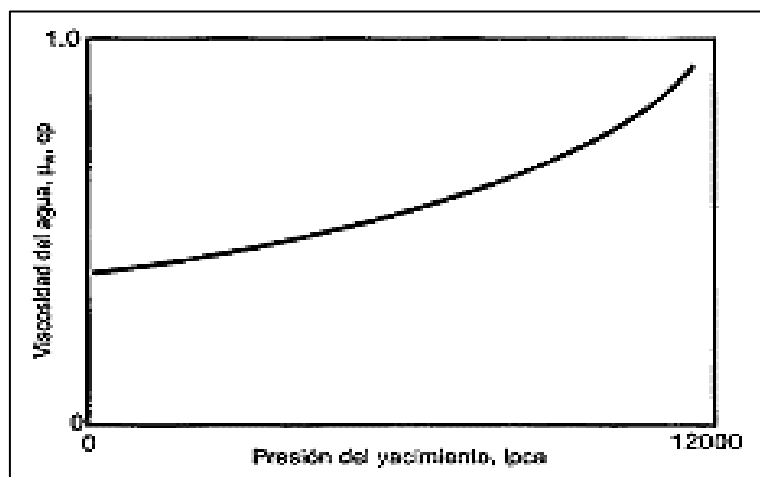


Figura 9. Forma típica de la viscosidad de una salmuera en función de la presión a temperatura constante del yacimiento (Paris, 2019)

➤ *Correlación de Matthews y Russel*

$$\text{Ec 101.} \quad \mu_{wl} = A + \frac{B}{T}$$

$$\text{Ec 102.} \quad A = -0.045118 + 0.009313 S - 0.000393 S^2$$

$$\text{Ec 103.} \quad B = 70.634 + 0.09576 S^2$$

$$\text{Ec 104.} \quad f = 1 + 3.5 \times 10^{-12} P^2 (T - 40)$$

$$\text{Ec 105.} \quad \mu_w = \mu_{wl} \chi f$$

➤ *Correlación de McCain*

$$\text{Ec 106.} \quad \mu_{wl} = AT^B$$

$$\text{Ec 107.} \quad A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3$$

$$\text{Ec 108.} \quad B = 1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4$$

$$\text{Ec 109.} \quad \mu_w = [0.994 + 4.0295 \times 10^{-5} P + 3.1062 \times 10^{-9} P^2] \mu_{wl}$$

➤ *Correlación de McCoy*

$$\text{Ec 110.} \quad \mu_{wp} = 0.02414 \times 10^{\frac{247.8}{T-140}}$$

Donde T en Kelvin y μ_{wp} en cp

$$\text{Ec 111.} \quad \mu_w = [1 - 1.87 \times 10^{-3} S^{0.5} + 2.18 \times 10^{-4} S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 \times 10^{-2} T)(2.76 \times 10^{-3} S - 3.44 \times 10^{-4} S^{1.5})] \mu_{wp}$$

Donde T la temperatura en °F; S salinidad, % por peso solidos disueltos (1%=10,000 ppm)

2.4. CURVA DE COMPORTAMIENTO DE INFLUJO.

Un gráfico de IPR simboliza el desempeño que tiene un reservorio a condiciones actuales, mostrando los valores de tasa de producción que se pueden obtener a condiciones distintas de presiones de fondo fluyente. (Mondavi, 2014)

A continuación, se presentan varios métodos para la construcción del gráfico IPR.

2.4.1. Índice de Productividad.

Se define como la relación entre la tasa de producción de líquido y la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo, un parámetro es clave para evaluar el desempeño del pozo y la eficiencia del sistema de producción. Cuantifica la capacidad de un pozo para producir fluidos desde el yacimiento hacia la superficie.

Se define por la ecuación:

$$\text{Ec 112.} \quad IP = J = \frac{k_o h}{\mu_o \beta_o \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

O también:

$$\text{Ec 113.} \quad IP = J = \frac{q_o}{(P_R - P_{wf})}$$

Para determinar qué tan buen productor es el pozo, se verifica los rangos de valores en la siguiente tabla.

Valores de J	Categorización
J < 0.5	Mal Productor
0.5 ≤ J ≤ 1.0	Productividad media
1.0 ≤ J ≤ 2.0	Buen productor
J ≥ 2.0	Excelente productor

Tabla 6. Categorización de Productividad del pozo

2.4.2. Método de Darcy.

Para flujo continuo de un líquido monofásico:

$$\text{Ec 114.} \quad q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + s \right]}$$

Para flujo semicontinuo de un líquido monofásico.

$$\text{Ec 115.} \quad q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

2.4.3. Método Lineal

Ec 116. $q_o = J(P_{ws} - P_{wf})$

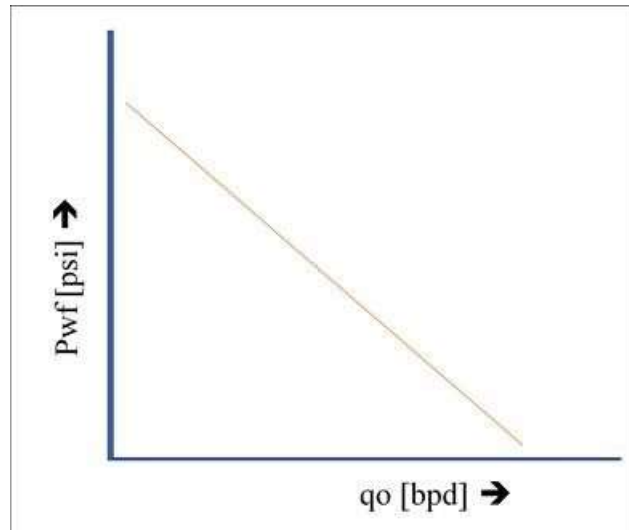


Figura 10. Curva IPR con IP constante, Yacimiento Subsaturado

2.4.4. Método de Vogel

Yacimiento saturado ($P_{ws} \leq P_b$)

Ec 117. $q_{o,max} = \frac{q_o}{\frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2}$

Ec 118. $q_o = q_{o,max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2 \right]$

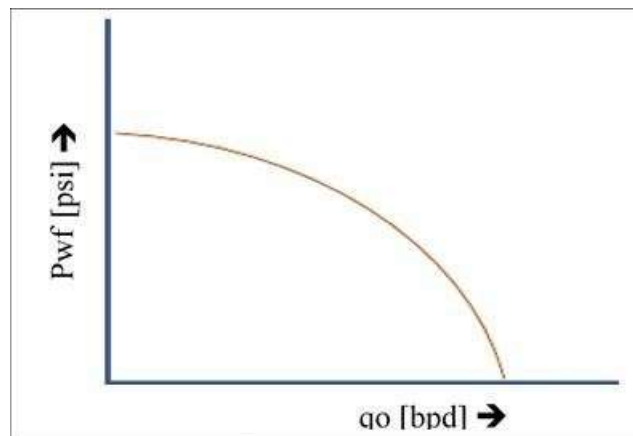


Figura 11. Curva IPR con IP variable, yacimiento saturado

2.4.5. Método de Vogel Compuesto

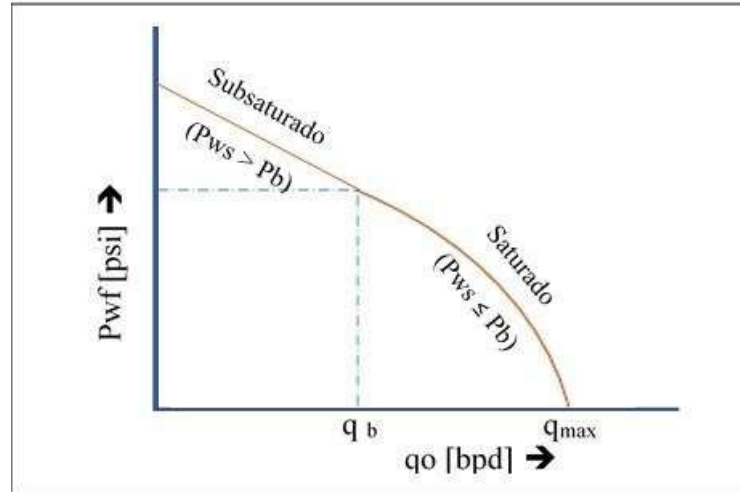


Figura 12. Comportamiento IPR, yacimientos subsaturados

Yacimiento Subsaturado ($P_{ws} > P_b$)

Caso 1. ($P_{wfs} > P_b$):

$$\text{Ec 119.} \quad q_b = J(P_{ws} - P_b)$$

Para valores de ($P_{wfs} \geq P_b$):

$$\text{Ec 120.} \quad q_o = J(P_{ws} - P_{wfs})$$

Para valores de ($P_{wfs} < P_b$):

$$\text{Ec 121.} \quad q_o = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Caso 2. ($P_{wfs} < P_b$):

$$\text{Ec 122.} \quad J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

$$\text{Ec 123.} \quad q_o = J(P_{ws} - P_{wfs})$$

Para valores de ($P_{wfs} \geq P_b$):

$$\text{Ec 124.} \quad q_o = J(P_{ws} - P_{wfs})$$

Para valores de ($P_{wfs} < P_b$):

$$\text{Ec 125.} \quad q_o = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^2 \right]$$

2.4.6. Modelo de Fetkovich.

$$\text{Ec 126.} \quad J = \frac{2q_L}{P_{ws} \left[1 - \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^{2n} \right]}$$

Yacimiento Saturado ($P_{ws} \leq P_b$)

Para valores de ($P_{wfs} < P_b$):

$$\text{Ec 127.} \quad q_L = + \frac{J P_{ws}}{1.8} \left[1 - \left(\frac{P_{wfs}}{P_{ws}} \right)^{2n} \right]$$

Yacimiento Subsaturado ($P_{ws} > P_b$)

Para valores de ($P_{wfs} < P_b$):

$$\text{Ec 128.} \quad q_L = J(P_{ws} - P_{wfs}) + \frac{J P_{ws}}{1.8} \left[1 - \left(\frac{P_{wfs}}{P_b} \right)^{2n} \right]$$

Para valores de ($P_{wfs} \geq P_b$):

$$\text{Ec 129.} \quad q_L = J(P_{ws} - P_{wfs})$$

2.5. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Los fluidos multifásicos pueden ser denominados flujos de dos fases (bifásicos) o de tres fases (gas, petróleo, agua) como flujo trifásico. En un pozo de petróleo, siempre que la presión caiga por debajo del punto de burbuja, se desprenderá gas y desde ese punto hasta la superficie se producirá un flujo gas-liquido (Economides et al., 1994)

Las complejidades asociadas con el flujo multifásico se deben a las variaciones en la distribución de fases en las tuberías. Estas variaciones de las fases se denominan regímenes o patrones de flujo, que tiene características específicas y se utilizan para reconocer la distribución geométrica de los componentes que fluyen en las tuberías (AL-Dogail et al., 2022)

El flujo multifásico se presenta en cada sarta de producción empleada para la producción de petróleo. En tal sentido, se hace necesario predecir el gradiente de presión de flujo multifásico para seleccionar correctamente las sartas, predecir las tasas de flujo y diseñar las instalaciones de levantamiento artificial (Duarte & Duarte, 2015)

2.5.1. Flujo Multifásico Vertical

Flujo que viaja en tuberías orientadas en posición vertical, que por coacción de la gravedad afecta directamente a los fluidos dentro del conducto, además de los efectos de la viscosidad, tensión superficial y densidad, se generan diferentes velocidades de ascenso o descenso entre sustancias (García, 2019)

2.5.2. Flujo Multifásico Horizontal.

Se desarrollan durante el transporte en secciones horizontales de tubería que, durante su avance las sustancias se agrupan y viajan a diferente velocidad mientras no existen elementos que provocan perturbación. (García, 2019)

2.5.3. Gradiente de Presión en Tuberías

Uno de los desafíos clave para comprender el flujo multifásico es predecir el gradiente de presión, o el cambio de presión a lo largo del pozo. Estimar con precisión este gradiente es fundamental porque influye directamente en el diseño del pozo, la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos y la seguridad de las operaciones de producción (Ughulu et al., 2025).

El gradiente de presión suele tener un mayor impacto en tuberías verticales, pero aun así en flujo multifásico horizontal suele haber pérdida de presión debido a la fricción y esto puede llegar a ser muy significativo en conductos horizontales a largas distancias, como en el caso de las tuberías (Isemin & Nkundu, 2021).

2.5.4. Patrones de Flujo.

La determinación del tipo de patrón de flujo es vital para analizar flujos multifásicos. Existen algunas similitudes en el patrón de flujo horizontal con el de flujo vertical, pero el efecto diferencial de la gravedad sobre el gas y el líquido explica la diferencia (Manikonda et al., 2022)

A continuación, se describirá los patrones de flujos para tubería vertical y horizontal.

Burbuja. - Presente en Tubería horizontal y vertical, gas libre que se presencia en pequeñas burbujas dispersas en una fase líquida continua

Tapón. - Presente en Tubería horizontal y vertical, burbujas de gas que experimentan coalescencia y ocupa casi por completo la sección transversal de la tubería.

Transición. - Presente en Tubería vertical, flujo con burbujas de gas inestable y movimiento oscilatorio del líquido.

Anular. - Presente en Tubería horizontal y vertical, delgada capa de líquido que fluye en las paredes de la tubería y gas en fase continua fluyendo por el centro de la tubería.

Niebla. - Presente en Tubería horizontal y vertical,

Estratificado. - Presente en Tubería horizontal. A bajo caudal el líquido fluye por la parte inferior mientras que el gas fluye por la superior.

Estratificado ondulado. - Presente en Tubería horizontal. al aumentar el caudal de gas, la interfaz se vuelve ondulada

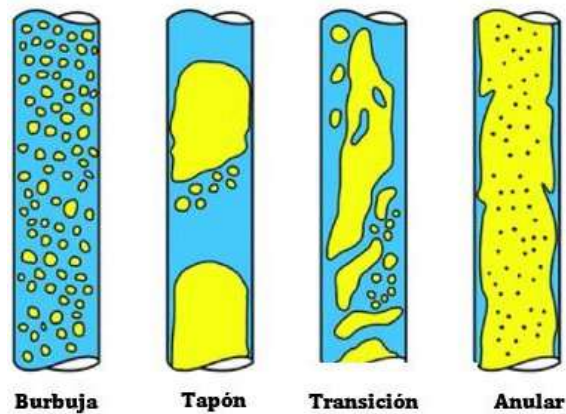


Figura 13. Patrones presentes en flujo vertical (Ughulu et al., 2025)

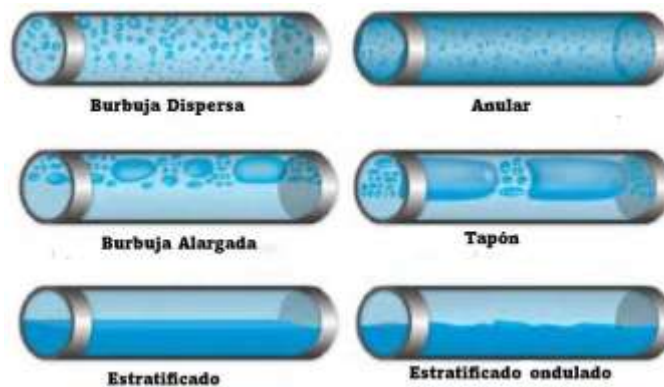


Figura 14. Patrones que intervienen en flujo horizontal multifásico(Alhashem, 2019)

2.5.5. Correlaciones para Flujo Multifásico.

Se considerará dos correlaciones de flujo bifásico más utilizadas: el método modificado de Hagedorn y Brown (Brown & Beggs, 1977) y el método de Beggs y Brill (Beggs & Brill, 1973)

a) *Correlación de Hagedorn y Brown*

Método utilizado para predecir gradientes de presión en sistemas de flujo multifásico vertical, particularmente en operaciones de petróleo y gas que involucran flujos de gas y líquido.

La ecuación de gradiente de presión para flujo multifásico vertical establecida por Hagedorn y Brown está dada por:

$$\text{Ec 130.} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right) = \frac{1}{144} \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta(V_m)^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right]$$

V_m la velocidad de la mezcla

$$\text{Ec 131.} \quad V_m = V_{sl} + V_{sg} = \frac{5.615 \cdot q_L}{86400 \cdot A_t} + \frac{q_g}{86400 \cdot A_t}$$

$$\text{Ec 132.} \quad \rho_L = \rho_o(1 - W_c) + \rho_w W_c$$

$$\text{Ec 133.} \quad \sigma_L = \sigma_o(1 - W_c) + \sigma_w W_c$$

$$\text{Ec 134.} \quad LB = 1.0171 - \frac{0.2218 \cdot V_m^2}{d}$$

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} < LB$, el patrón de flujo es burbuja, por ende, el Hold up se define como:

$$\text{Ec 135.} \quad H_L = 1 - 0.5 \left[1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - 4 \left(\frac{V_{sg}}{V_s}\right)} \right], \quad V_s = 0.8 \text{ ft/s}$$

Si $\frac{V_{sg}}{V_m} > LB$, H_L se determinara en función de 4 números adimensionales:

$$\text{Ec 136.} \quad N_{vl} = 1.938 V_{sl}^4 \frac{\rho_L}{\sigma_L}$$

$$\text{Ec 137.} \quad N_{vg} = 1.938 V_{sg}^4 \frac{\rho_L}{\sigma_L}$$

$$\text{Ec 138.} \quad N_D = (120.872 d)^2 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

$$\text{Ec 139.} \quad N_L = 0.15726 \mu^4 \frac{1}{L \sqrt{\rho_L \sigma_L^3}}$$

Duarte & Duarte (2015) propone una correlación matemática para determinar C_{NL} , $\frac{H_L}{\psi}$ y ψ a partir de los números adimensionales:

$$\text{Ec 140.} \quad C_{NL} = 0.0104 [1.163 - e^{-6.407 N_L}]$$

$$\text{Ec 141.} \quad x = \frac{N_{vl} P^{0.1} C_{NL}}{N_{vg}^{0.575} 14.7^{0.1} N_D}$$

$$\text{Ec 142.} \quad \frac{H_L}{\psi} = \frac{0.0745 \cdot 0.000841 + 1.0728 (x^{0.884})}{0.000841 + (x^{0.884})}$$

$$\text{Ec 143.} \quad Z = \frac{N_{vg} N_L^{0.38}}{N_D^{2.14}}$$

$$\text{Ec 144.} \quad \psi = \frac{0.97471888 * 0.0102865321 + 1.7467011 * Z^{3.8462631}}{0.01028655 + Z^{3.8462631}}$$

Finalmente obtenemos H_L :

$$\text{Ec 145.} \quad H_L = \psi \frac{H_L}{\psi}$$

$$\text{Ec 146.} \quad \rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$\text{Ec 147.} \quad \rho_f = \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_m}$$

$$\text{Ec 148.} \quad \lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

$$\text{Ec 149.} \quad \mu_m = \mu_L^{H_L} + \mu_g^{1-H_L}$$

$$\text{Ec 150.} \quad \mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w$$

$$\text{Ec 151.} \quad N_{RE} = 1488 * \frac{\rho_m d V_m}{\mu_m}$$

Si $N_{RE} < 2300$, el factor de fricción se determina por:

$$\text{Ec 152.} \quad f = \frac{64}{N_{RE}}$$

Si $2300 < N_{RE} < 3100$, el factor de fricción se determina por:

$$\text{Ec 153.} \quad f = 0.5675 \frac{N_{RE}^{0.3192}}{N_{RE}}$$

Si $N_{RE} > 3100$ el factor de fricción se determina por:

$$\text{Ec 154.} \quad f = (1.14 - 2 \log \left(\frac{s}{d} + \frac{21.25}{N_{RE}^{0.9}} \right))^2$$

Ahora si es posible calcular el gradiente de presión en la **Ec.128**

b) *Correlación de Beggs y Brill*

Se determina $V_{sl}, V_{sg}, V_m, \rho_L, \rho_m, \lambda_L, \mu_L, \mu_m$ al igual que en el método de Hagedorn y Brown haciendo uso de las ecuaciones Ec.129, Ec.130, Ec.143, Ec.145, Ec.146, Ec.147,

Se calcula el flujo masico del gas, líquido y total:

$$\text{Ec 155.} \quad G_L = \rho_L * V_{sl};$$

$$\text{Ec 156.} \quad G_g = \rho_g * V_{sg}$$

$$\text{Ec 157.} \quad G_T = G_g + G_L$$

$$\text{Ec 158.} \quad N_{FR} = \frac{V_m^2}{g*d}$$

Determinar el patrón de flujo existente en el flujo horizontal, calcular los parámetros correlacionados, L_1, L_2, L_3 y L_4

$$\text{Ec 159.} \quad L_1 = 316 * \lambda^{0,302}$$

$$\text{Ec 160.} \quad L_2 = 0.0009252 * \lambda^{-2.4684}$$

$$\text{Ec 161.} \quad L_3 = 0.10 * \lambda^{-1.4516}$$

$$\text{Ec 162.} \quad L_4 = 0.5 * \lambda^{-6.738}$$

Patrón	Condiciones
Segregado	$\lambda < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ ó $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ ó $\lambda \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuido	$\lambda < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ ó $\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} \geq L_4$

Tabla 7. Límites para determinar el patrón de flujo predominante (Beggs & Brill, 1973)

Calcular $H_L(0)$ considerando los coeficientes según el patrón de flujo. En caso de que el flujo es transición, se interpola entre los valores de flujo segregado y el intermitente.

$$\text{Ec 163.} \quad H_L(0) = \frac{a*\lambda^b}{N_{FR}^c}$$

Patrón de Flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Tabla 8. Coeficientes según el patrón de flujo (Beggs & Brill, 1973)

Determinar el coeficiente del factor de corrección por inclinación, considerando los coeficientes de la **Tabla 9**.

$$\text{Ec 164. } C = (1 - \lambda) \ln \left(\frac{d \lambda^e N^f}{LV \quad FR} \frac{N^g}{FR} \right)$$

Patrón de Flujo	d	e	f	g
Segregado ascendente	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente ascendente	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido ascendente	Sin corrección C=0			
Todos los patrones de flujo descendente	4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

Tabla 9. Coeficientes según el patrón de flujo a considerar por inclinación.

Se calcula el factor de corrección ψ debido a la inclinación

$$\text{Ec 165. } \psi = 1 + C * (\sin(1.8 * \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 * \theta))$$

Calcular el colgamiento del líquido corregido

$$\text{Ec 166. } H_L(\theta) = (H_L(0))\psi$$

La relación del factor de fricción de las dos fases (f_T) con respecto al factor de fricción sin resbalamiento (f_{ns}) esta determinada por:

$$\text{Ec 167. } \frac{f_T}{f_{ns}} = e^s$$

$$\text{Ec 168. } y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2}$$

$$\text{Ec 169. } s = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 * \ln y - 0.8725 * (\ln y)^2 + 0.01853 * (\ln y)^4}$$

Si $1 < y < 1.2$ el valor de s es calculada mediante:

$$\text{Ec 170. } s = \ln(2.2y - 1.2)$$

El factor de fricción sin considerar el resbalamiento se determina mediante:

$$\text{Ec 171. } f_{ns} = \frac{1}{\left(2 \log \left(\frac{N_{Rens}}{4.5223 * \log N_{Rens} - 3.2815} \right) \right)^2}$$

Entonces f_T será igual a

$$\text{Ec 172. } f_T = f_{ns} * \frac{f_T}{f_{ns}}$$

Por último, se determina el gradiente de presión total,

$$\text{Ec 173.} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_F = \frac{f_T * \rho_{ns} * V_m^2}{144(2 * g) * d}$$

$$\text{Ec 174.} \quad EK = \frac{f_T * V_{sg} * V_m}{144(g) * P}$$

$$\text{Ec 175.} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_F}{1 - EK}$$

2.6. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO POR VARILLA

(BM).

El sistema más antiguo aplicado debido a su simplicidad y pocas limitaciones. Consiste en el accionamiento de un balancín por medio de una sarta de cabillas que transmite el movimiento a una bomba de succión ubicada en el fondo del pozo logrando así la transferencia del fluido hasta la superficie (Gómez, 2005)

2.6.1. Funcionamiento y componentes.

Formado por un equipo de Superficie y un equipo de Subsuelo, donde su acción conjunta va a permitir el desplazamiento del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. El volumen del fluido que desplaza la bomba entra a la tubería de producción, desplazando a la vez un volumen igual hacia la línea de flujo y ésta a su vez a la estación recolectora.

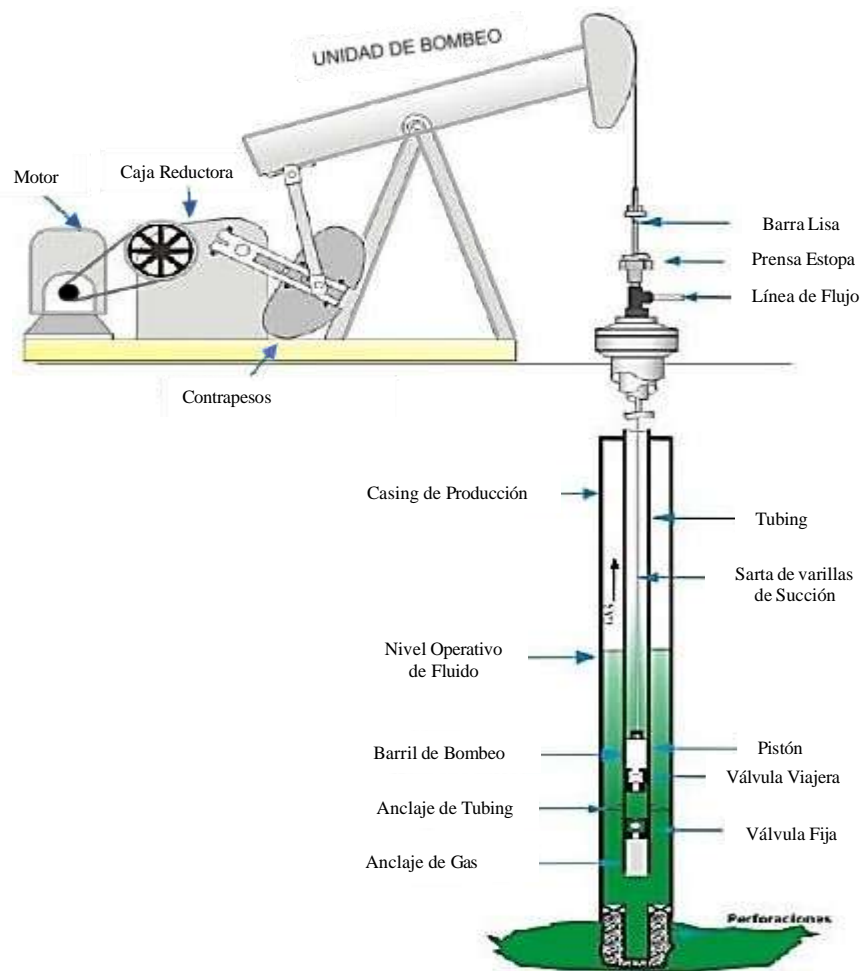


Figura 15. Sistema Típico de Bombeo Mecánico. (Rodríguez & Robles, 2010)

Equipos de superficie

La unidad de superficie es la que permite transmitir la energía requerida por la bomba de subsuelo desde la superficie hasta la profundidad donde se encuentra ubicada ésta última.

➤ ***Cabezal y conexiones superficiales.***

Utiliza válvulas para el control y manejo de los fluidos, accesorios para la operación del equipo de bombeo y el aparejo de producción.

➤ ***Barra Pulida.***

Conecta la sarta de varillas con el balancín y soporta las cargas generadas por el fluido dentro del tubing, la sarta y el de la bomba de fondo.

➤ ***Unidad de Bombeo.***

Proporciona el movimiento reciprocante apropiado para accionar la sarta de cabillas y éstas a su vez a la bomba de subsuelo.

Compuesta por tres partes fundamentales: unidad motriz, caja reductora, contrapesas.

✓ Unidad motriz.

Compuesta por un motor el cual transmite toda la energía a la caja de engranaje a través de las correas y genera la potencia necesaria para la operación de la unidad de superficie. Los motores más usados son los de combustión (gas, diésel o petróleo) y los eléctricos

✓ Caja de engranajes.

Reduce la velocidad del motor a una velocidad adecuada y necesaria para el bombeo.

✓ Contrapesas.

Proporciona una distribución equilibrada de las cargas durante el ascenso y el descenso a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el movimiento máximo rotacional.

Equipo de Subsuelo

➤ *Bomba de Subsuelo.*

Contiene el fluido de la formación al interior de este y eleva el fluido hasta la superficie, consta de las siguientes partes: cilindro, embolo, válvula viajera y fija.

✓ Cilindro o barril.

Donde se mueve el pistón en sus carreas ascendente y descendente permitiendo confinar los fluidos dentro de la bomba.

✓ Émbolo o pistón.

Desplaza el fluido dentro y fuera de la bomba.

- ✓ Válvula viajera.

Ubicada en el pistón y permite la entrada de los fluidos desde el fondo del pozo al interior de la bomba.

- ✓ Válvula Fija.

Ubicada en la base del barril, permite a entrada de los fluidos a la bomba en la carrera ascendente del pistón y crea un sello hermético en la carrera descendente.

- *Cabillas de Succión.*

Sirven de conexión entre la bomba de subsuelo y la unidad de superficie, además transmite energía, soporta las cargas y acciona la bomba.

- *Anclas del Eductor.*

Encargadas de regular el movimiento de a tubería eductora (donde se instalan), en el punto donde se controla el movimiento del pozo. El ancla se asienta en el revestidor para aprisionar el eductor.

2.6.2. Ventajas y Limitaciones.

Ventajas	Limitaciones
Útil durante toda la vida productiva del pozo	Se limita a pozos poco profundos (menor a 12000 pies)
Flexibilidad para equilibrar la tasa de desplazamiento con la capacidad del pozo, cuando este comienza a declinar.	Pozos con alta relación de gas/liquido se ve afectada la eficiencia de la bomba, reduciendo la producción
Diseño Simple, Fácil Manejo,	En pozos Desviados por problemas de fricción.
Bajo costo de remoción y reparación	Pozos con alta producción de solidos
Realiza levantamiento de fluidos viscosos.	Presenta altos problemas de corrosión.

Tabla 10. Ventajas y Limitaciones del Sistema de Bombeo Mecánico por Varilla

2.6.3. Diseño de Bombeo Mecánico.

Existen varios métodos para diseñar el sistema de bombeo mecánico por varilla, que serán enlistados a continuación:

- Desarrollo del Método API RP-11L
- Método API Modificado
- Método de la ecuación de Onda
- De Tensión en las varillas.

Para el presente trabajo se seleccionará al método API RL-11L como óptimo para el diseño del sistema.

Desarrollo del método API RP-11L

➤ *Procedimiento de Diseño API RP-11L*

Los datos necesarios para implementar el diseño son: Caudal óptimo de líquido por ARCH (q_L), Profundidad (L), Diámetro de Tubería (D_T), Tubería anclada o no, Diámetro del Pistón (D_P), API No., Peso de las Varillas (W_r), API fluido, Gravedad Específica del fluido, Longitud de carrera (S), Emboladas por minuto

- Velocidad de Bombeo Adimensional

$$\text{Ec 176. } \frac{N}{N_o} = \frac{NL}{245000}$$

Donde N/N_o relación de la velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas lisas (1 diámetro), N velocidad de bombeo (spm), L profundidad de asentamiento de la bomba.

- Velocidad de Bombeo Adimensional Corregida.

$$\text{Ec 177. } \frac{N}{N'_o} = \frac{N}{N_o F_c}$$

Donde N/No' relación de la velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas lisas (diferente diámetro), F_c frecuencia natural de la varilla (véase en el **ANEXO A, Tabla A1.1**)

- Carga del Fluido Sobre las Varillas

$$\text{Ec 178. } F_o = 0.34\gamma_{\text{fluido}}D_p^2L$$

Donde D_p diámetro del pistón (pulg), L profundidad de asentamiento de la bomba.

- Constante elástica de la sarta total de varillas.

$$\text{Ec 179. } \frac{1}{k_r} = E_rL$$

Donde L profundidad de asentamiento de la bomba, E_r constante de elasticidad de las varillas (véase en el **ANEXO A, Tabla A1.1**)

- Libras de carga necesaria para estirar la totalidad de la sarta de varillas.

$$\text{Ec 180. } Skr = S * 1/k_r$$

- Estiramiento de Varillas Adimensional = $\frac{F_o}{Sk_r}$

- Carrera del Pistón

Para una sarta de tubería anclada, se calcula mediante:

$$\text{Ec 181. } S_p = \frac{S_p}{S} * S$$

Donde S longitud de recorrido del pistón (pulg), S_p/S variable dependiente leída de la gráfica del **Anexo. 3. Factor de recorrido del pistón (S/SP)**

Si el tubing no está anclado, la longitud de carrera del pistón considerando la contracción del tubing en carrera ascendente se obtiene por:

$$\text{Ec 182. } \frac{1}{K_t} = E_tL$$

Donde, K_t constante de elasticidad para una tubería desanclada, L profundidad de asentamiento de la bomba, E_t coeficiente de elasticidad del tubing del (véase en el **ANEXO A, Tabla A1.2**)

$$\text{Ec 183.} \quad S_p = \frac{S_p}{S} * S - [F_o * \frac{1}{K_t}]$$

Donde, S longitud de recorrido del pistón (pulg), S_p/S variable dependiente leída de la **Figura A1.1** en el **ANEXO A**, F_o peso del fluido en varillas (lbs),

- Desplazamiento requerido de la Bomba

$$\text{Ec 184.} \quad P_D = 0.1166 * S_p * N * D_p^2 * E_p$$

Donde P_D Desplazamiento requerido de la Bomba (BFPD), S_p longitud de carrera en superficie (pulg), N velocidad de bombeo (SPM), D_p diámetro del pistón (pulg), E_p eficiencia volumétrica de la bomba (menor a 1)

- Peso de las varillas en fluido

$$\text{Ec 185.} \quad W_{rf} = W_{rt} (1 - 0.128 \gamma_{fluido})$$

$$\text{Ec 186.} \quad W_{rt} = W_r L$$

Donde, W_{rt} peso de las varillas en el aire (lb), L Longitud de la sarta, W_r peso de las varillas por pie (véase en el **ANEXO A, Tabla A1.1**),

- -Carga Máxima en la Barra Pulida (PPRL)

$$\text{Ec 187.} \quad PPRL = W_{rf} + \frac{F_1}{Skr} Skr$$

Donde $\frac{F_1}{Skr}$ se lee de la **Figura A1.2** en el **ANEXO A**,

- Carga Mínima sobre la barra Pulida (MPRL)

$$\text{Ec 188.} \quad MPRL = W_{rf} + \frac{F_2}{Skr} x Skr$$

Donde, $\frac{F_2}{Skr}$ se lee de la **Figura A1.3** en el **ANEXO A**.

- Selección de Contrapesos.

Cálculo de Valor Medio:

$$\text{Ec 189.} \quad \text{valor medio} = W_{rf} + 0.5F_o$$

Efecto de Contrabalance-CBE:

$$\text{Ec 190.} \quad CBE = (1.06)(W_{rf} + 0.5F_o)$$

Torque Máximo:

$$\text{Ec 191.} \quad PT = \frac{2T}{(S^2kr)} (Skr) \left(\frac{S}{2}\right) (T_a)$$

Donde, $\frac{2T}{S^2kr}$ se lee de la **Figura A1.4** en el **ANEXO A**.

Para determinar el valor de T_a es necesario conocer el valor de la relación

W_{rf}/Skr :

$$\text{Si } \frac{W_{rf}}{Skr} = 0.3,$$

$$\text{Ec 192.} \quad T_a = 1$$

$$\text{Si } \frac{W_{rf}}{Skr} \neq 0.3$$

$$\text{Ec 193.} \quad T_a = 1 + (\pm x\%) \left(\frac{W_{rf}-0.3}{10}\right)$$

Donde $x\%$ se lee en la **Figura A1.6** en el **ANEXO A**. Factor de torque máximo

ta (ajuste)

- Potencia en la barra pulida

$$\text{Ec 194.} \quad PRHP = \left(\frac{F_3}{Skr}\right) (Skr)(S)(N)(2.53x10^{-6})$$

Donde, $\frac{F_3}{Skr}$ se lee de la **Figura A1.5** en el **ANEXO A**

- Potencia mínima requerida para arrancar la unidad

$$\text{Ec 195.} \quad HP_{np} = \frac{PRHP * CFF}{E_{sup}}$$

$$\text{Ec 196.} \quad E_{sup} = ef_{mecanica} + ef_{motor}$$

Tipo de Unidad	Tipo de Motor Primario	Valores de CLF
Convencional y Balanceado de Aire	NEMA "D" Motores eléctricos de baja velocidad	1.375
	NEMA "C" Motores eléctricos de multicilindros	1.897
Mark II	NEMA "D" Motor eléctricos de alta velocidad	1.10
	NEMA "C" Motor eléctricos de multi cilindros	1.517

Tabla 11. Valores de CFL dependiendo el tipo de unidad (Campos & Panchi, 2011)

- Diseño de la bomba de Subsuelo

RWBC-350-175-16-6

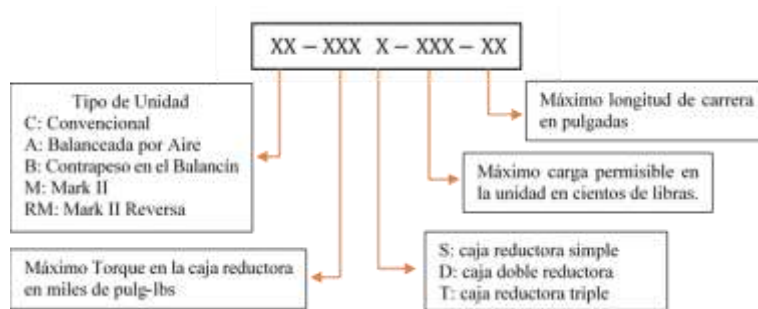


Figura 16. Designación API de las Unidades de Bombeo Mecánico(Lufkin, 2007)

2.7. SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET.

Método aplicado para suministrar energía adicional al fluido del pozo para realizar el levantamiento de este a superficie, cuando ya no se dispone de la energía suficiente para realizarlo, o para incrementar su productividad.

Este tipo de bomba no emplea partes móviles, por lo que logra tolerar fluidos de producción y motriz, altamente corrosivos y abrasivos, que, para el caso de cualquier otro tipo de sistema, es una de las principales limitantes (Porrás & Suarez, 2016)

Opera mediante el uso de un fluido motriz, el mismo que al pasar por la boquilla de la bomba transforma la energía potencial en energía cinética mediante la variación de área.

2.7.1. Funcionamiento y Componentes

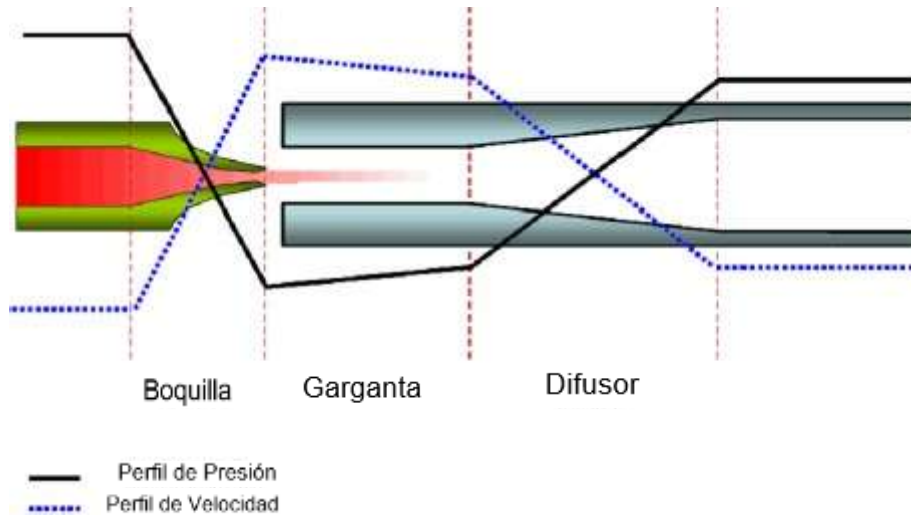


Figura 17. Cambios en los parámetros de presión y velocidad en la bomba (Ortega, 2012)

El sistema está compuesta por 3 elementos principales: Boquilla o Tobera (Nozzle), Garganta o cámara de mezclado (Throat), Difusor (Diffuser), se basa en el principio de Venturi, se suministra un fluido motriz a alta presión desde la superficie a la bomba de fondo a una tasa de flujo determinada, el fluido pasa por un área reducida donde se genera un intercambio de energía entre el fluido motriz y el fluido a producir y un aumento en la velocidad del fluido motriz, donde se desplaza la mezcla de los dos fluidos hasta la superficie para ser tratado y separado.

Para que la bomba jet trabaje de forma eficiente, la mezcla (transferencia de cantidad de movimiento) se debe completar en la garganta, la cual presenta una sección de área constante. Esta mezcla de fluidos se dirige hacia el difusor, que tiene un incremento gradual de área, lo que genera un efecto contrario al generado por la boquilla, es decir, se produce una reducción de la velocidad y un aumento de la presión. Esta presión debe ser lo suficientemente alta para poder vencer a la presión hidrostática y las pérdidas por fricción, de tal manera se podrá recuperar la mezcla de los fluidos en la superficie (Ávila & Duque, 2021)

El sistema de bombeo hidráulico se compone por:

Equipos de superficie.

➤ *Tubería de alta y baja presión*

Permiten circular el fluido motriz hacia el pozo y recuperar el fluido producido.

➤ *Unidad de Potencia*

La potencia necesaria para inyectar el fluido motriz hacia el pozo es obtenida mediante

bombas tríplex o quíntuplex, las mismas que son accionadas mediante motores eléctricos.

➤ *Manifold*

Regula el fluido transferido por la unidad de potencia.

➤ *Cabezal del pozo*

Controlan la circulación de cualquier fluido dentro del pozo, formado con válvulas de cuatro vías y el árbol de navidad.

Equipos de fondo

➤ *Empaque*

Utilizado para proporcionar aislamiento entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, evitando el movimiento vertical de los fluidos.

➤ *Standing Valve*

Permite que el fluido no se redireccione hacia el reservorio por su efecto en “U”.

➤ *Camisa de circulación*

Permite la circulación de fluidos entre la tubería de producción y el espacio anular por medio de la apertura o cierre de puertos, los cuales pueden ser operados mediante equipos de cable (slickline).

➤ *Bomba hidráulica tipo Jet*

- ✓ Boquilla

Es una herramienta que soporta grandes presiones y altas temperaturas, permite realizar el cambio de energía potencial a cinética.

- ✓ Garganta

Lugar en el cual el fluido motriz y el producido entran en contacto para finalmente equilibrar sus presiones y continuar su camino hacia el difusor.

- ✓ Difusor

Permite que la energía cinética del fluido se transforme en energía potencial mediante aumento del área.

2.7.2. Ventajas y Desventajas.

Ventajas	Desventajas
Viabile para producir petróleo de alta viscosidad (≈ 500 cP)	Baja eficiencia mecánica (10% - 30%)
No posee partes móviles, por lo que es resistente al gas y sólidos.	La producción de gas puede provocar cavitación y afectar al rendimiento de la bomba.
Pueden operar en pozos desviados, máximo hasta 55° de inclinación.	El diseño se vuelve complejo por la necesidad de instalar las facilidades en superficie necesarias para la circulación del fluido motriz.
En algunos casos la fuente de fluido motriz puede localizarse de manera remota	Se requiere altas presiones en superficie para inyectar el fluido motriz
Puede usar agua o petróleo como fluido motriz y el fluido motriz no necesita ser tratado.	El monitoreo de la presión y temperatura con sensores de fondo implica un aumento en los costos de instalación, a diferencia de otros sistemas como el BES, en donde los sensores están incluidos en todas las instalaciones

Tabla 12. Ventajas y Desventajas para el Sistema de Boleo Hidraulico Tipo Jet

2.7.3. Diseño del Sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet.

Método Propuesto por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson.

Para el Diseño del sistema de Bombeo Hidráulico Tipo Jet, se seguirá la secuencia de cálculos y ecuaciones publicada por (Petrie et al., 1983) en la primera parte se calcula el gasto en la boquilla, la presión en la boquilla y la relación adimensional de presión, flujo másico y área, en la segunda parte se calculan: la eficiencia de la bomba, área de cavitación y reformulaciones por manejo de gas libre dentro del pozo.

Los datos necesarios para el uso del método Propuesto por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson, se presentan en la siguiente tabla.

Datos	Unidad	Datos	Unidad	Datos	Unidad
L	ft	γ_w	adim	Fluido motriz	-
D	ft	G_o	Psi/ft	Qs	Bl/día
D _{IIP}	ft	G_w	Psi/ft	Fw	%
D _{OTP}	ft	μ_o	Cp	Pb	psi
D _{IIR}	ft	μ_w	cp	Pwf	psi
P _{WH}	psi	GOR	Pie3/lb	PR	psi
γ_o	Adim.	GRAV. API	°API		

Tabla 13. Datos de entrada para implementar el método propuesto por Hal Petrie, Eddie E. Smart y Phil Wilson (Hidalgo, 2018)

➤ *Representación matemática del modelo.*

- Flujo en la Tobera (bl/día):

$$\text{Ec 197. } Q_N = 832A_N \sqrt{\frac{P_N - P_s}{G_N}}$$

- Relación de áreas adimensional:

$$\text{Ec 198. } R = \frac{A_N}{A_T}$$

- Relación de flujo másico adimensional:

$$\text{Ec 199. } M = \frac{Q_s G_s}{Q_N G_N}$$

- Relación de presiones adimensional:

$$\text{Ec 200} \quad H = \frac{P_D - P_s}{P_N - P_D}$$

$$\text{Ec 201.} \quad H = \frac{\{2R + [(1-2R)(M^2R^2)/(1-R^2)] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2\}}{(1+K_N) - \{2R + [(1-2R)(M^2R^2)/(1-R^2)] - (1+K_{TD})R^2(1+M)^2\}}$$

- Eficiencia:

$$\text{Ec 202.} \quad E = H \times M = \frac{P_D - P_s}{P_N - P_D} \times \frac{Q_D G_s}{Q_N G_N}$$

- Área anular mínima en la succión (Evitar cavitación)

$$\text{Ec 203.} \quad A_{cM} = (A_T - A_N) = Q_s \left[\frac{1}{691 \sqrt{\frac{P_s}{G_s}}} \right]$$

- Aproximación para el manejo de gas

Ecuación propuesta por Cunnigha:

$$\text{Ec 204.} \quad M = \frac{Q_s \pm Q_G}{Q_N} \times \frac{G_s}{G_N}$$

El factor volumétrico de gas y líquido a diversas condiciones de fondo se determina por la correlación desarrollada por Standing, sustituyendo en la ecuación anterior se obtiene,

$$\text{Ec 205.} \quad M = \frac{Q_s}{Q_N} \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1.2} \right] (1 - F_w) + F_w \right\} \left(\frac{G_s}{G_N} \right)$$

- Área extra para el paso del gas,

$$\text{Ec 206.} \quad A_G = Q_s (1 - F_w) \left(\frac{GOR}{24650 P_s} \right)$$

- Área anular mínima en la succión considerando Gas

$$\text{Ec 207.} \quad A_{cM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1-F_w)GOR}{24650 P_s} \right]$$

➤ *Secuencia de cálculo para Ps constante*

Calcular:

- Gradiente del fluido motriz en succión de la bomba.

$$\text{Ec 208. } G_s = G_o(1 - W_c) + G_w W_c$$

- b) Considerando las Tablas del **ANEXO B**, seleccionar Tamaño de Tobera y garganta, tal que, el área anular formada sea mayor que A_{cM}

Área anular mínima en la succión considerando Gas

$$\text{Ec 209. } A_{cM} = Q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1-W_c)GOR}{24650 P_s} \right]$$

- c) Presión de operación en Superficie (2000<PT<4000) psi
d) Presión del fluido motriz en toberas. (Primera iteración perdida de presión por fricción despreciable)

$$\text{Ec 210. } P_N = P_T + G_N D - P_{FN}$$

$$\text{Ec 211. } P_{FN} = \frac{202 \cdot 10^{-8} \cdot L \cdot (D_{IC} - D_{ET})^{0.21}}{(D_{IC} - D_{ET})(D_{IC} - D_{ET})} \frac{0.1}{(D_{IC} - D_{ET})} \left[\left(\frac{\mu_D}{G_D} \right)^{0.21} x G_D \right] Q_D^{1.79}$$

- e) Flujo en la Tobera (bl/día):

$$\text{Ec 212. } Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_s}{G_N}}$$

- f) tasa de fluido de descarga

$$\text{Ec 213. } Q_D = Q_N + Q_s$$

- g) Gradiente del fluido producido en succión de la bomba.

$$\text{Ec 214. } G_s = G_o(1 - F_w) + G_w F_w$$

- h) Gradiente del fluido de retorno.

$$\text{Ec 215. } G_D = \frac{G_N Q_N \pm G_s Q_s}{Q_D}$$

- i) Corte de agua del fluido de retorno (Fluido motriz=Agua).

$$\text{Ec 216. } F_{WD} = \frac{Q_N \pm F_w Q_s}{Q_D}$$

- j) Corte de agua del fluido de retorno (Fluido motriz=Petróleo).

$$\text{Ec 217. } F_{WD} = \frac{F_w Q_s}{Q_D}$$

k) Relación gas - líquido del fluido de retorno.

$$\text{Ec 218.} \quad GLR_D = \frac{Q_s x (1 - F_w) x GOR}{Q_D}$$

l) Presión de descarga.

Si $GLR \leq 10$ determinar P_D de la siguiente forma:

$$\text{Ec 219.} \quad \mu_w = \frac{1776 - T}{26.5T - 89}; T [^\circ F]$$

$$\text{Ec 220.} \quad \mu_D = (F_{WD} \mu_w) + [\mu_o (1 - F_{WD})]$$

$$\text{Ec 221.} \quad P_D = (G_D D) + P_{FD} + P_{WH}$$

$$\text{Ec 222.} \quad P_{FN} = \frac{202 \cdot 10^{-8} \cdot L \cdot (D_{IC} - D_{ET})^{0.21}}{(D_{IC} - D_{ET})(D_{IC} - D_{ET})} \frac{D_{IC}^{0.1}}{(D_{IC} - D_{ET})} \left[\left(\frac{\mu_D}{G_D} \right)^{0.21} x G_D \right] Q_D^{1.79}$$

Si $GLR > 10$ determinar P_D se determina por otra correlación adecuada

(Correlación de Orkiszewski)

m) Relación adimensional de flujo másico

$$\text{Ec 223.} \quad M = Q_s \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_s} \right)^{1.2} \right] (1 - F_w) + F_w \right\} \left(\frac{G_s}{Q_N G_N} \right)$$

n) Relación de presiones adimensional:

$$\text{Ec 224.} \quad R = \frac{A_N}{A_T}$$

$$\text{Ec 225.} \quad H = \frac{\{2R + [(1 - 2R)(M^2 R^2)/(1 - R^2)] - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2\}}{(1 + K_N) - \{2R + [(1 - 2R)(M^2 R^2)/(1 - R^2)] - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2\}}$$

Donde $K_{TD} = 0.20$, $K_N = 0.03$

Para $GLR \leq 10$:

Para la primera iteración se continua con el literal “o”, en la o las siguientes iteraciones se debe aplicar el criterio de convergencia entre el valor de H_A (H iteración anterior) y H_C (H iteración actual), si se obtiene un valor menor al 1% se procede al siguiente literal “n”

$$\text{Ec 226.} \quad \text{criterio de convergencia (\%)} = \frac{H_C - H_A}{H_C} * 100$$

$$H = H_c, \text{ si criterio de conv} < 1\%$$

Para $GLR > 10$:

$$\text{Ec 227. } H_{prom} = \frac{2H_A + H_C}{3}$$

$$\text{Ec 228. } \text{criterio de convergencia} (\%) = \frac{H_C - H_{prom}}{H_C} * 100$$

$$\text{Ec 229. } H = H_c, \text{ si criterio de conv} < 1\%$$

Se calcula H_{prom} a partir de la segunda iteración, donde valor de H_A es H iteración anterior y H_C es H iteración actual, si se obtiene un valor menor al 1% se procede al siguiente literal “o”

- o) Presión de entrada en toberas. (Primera iteración perdida de presión por fricción despreciable)

$$\text{Ec 230. } P_N = \frac{P_D - P_\Sigma}{H} + P_D$$

$$\text{Ec 231. } \text{criterio de convergencia} (\%) = \frac{P_{NC} - P_{NA}}{P_{NC}} * 100$$

A partir de la segunda de la segunda iteración se calcula el criterio de convergencia, donde P_{NC} es la presión de entrada en toberas actual y P_{NA} es la presión de entrada en toberas anterior, si el *criterio de convergencia* (%) < 1% se continua con el literal “p”, si no vuelve a empezar desde el literal “e”

- p) Nuevo valor de presión superficial de operación P_T

$$\text{Ec 232. } P_T = P_N - (G_N D) + P_{FN}$$

- q) Tasa máxima de flujo sin cavitación.

$$\text{Ec 233. } Q_{sc} = \frac{Q_s(A_T - A_N)}{A_{SM}}$$

- r) Potencia requerida de la bomba tríples, asumiendo que se tiene un 90% de eficiencia.

$$\text{Ec 234.} \quad H_P = \frac{Q_N P_T}{52910 * 0,9}$$

➤ *Secuencia de cálculo para P_T constante*

El cálculo se hace igual a la **Secuencia de cálculo para P_s constante** hasta el literal “n”, posterior el literal “o” es igual a:

o) Nueva presión de admisión de la bomba.

$$\text{Ec 235.} \quad P_s = P_D - H(P_N - P_D)$$

$$\text{Ec 236.} \quad \text{criterio de convergencia (\%)} = \frac{P_{SC} - P_{SA}}{P_{SC}} * 100$$

A partir de la segunda de la segunda iteración se calcula el criterio de convergencia, donde P_{SC} es la presión de entrada en toberas actual y P_{SA} es la presión de entrada en toberas anterior, si el *criterio de convergencia (%)* < 1% se continua con el literal “p”, si no vuelve a empezar desde el literal “d”

p) Tasa máxima de flujo sin cavitación.

$$\text{Ec 237.} \quad Q_{SC} = \frac{Q_s(A_T - A_N)}{A_{SM}}$$

q) Potencia requerida de la bomba tríples, asumiendo que se tiene un 90% de eficiencia.

$$\text{Ec 238.} \quad H_P = \frac{Q_N P_T}{52910 * 0,9}$$

Los resultados obtenidos son:

- Presión superficial de Operación, P_r
- Tasa de fluido motriz, Q_N
- Potencia de la bomba tríples, H_p
- Tasa máxima de flujo sin cavitación, Q_{sc}
- Tasa de producción, Q_s
- Presión de succión de la bomba, P_s

2.8. LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN PYTHON

El lenguaje Python es uno de los lenguajes de análisis de datos más famosos que los científicos de datos utilizan para centrarse en sus investigaciones. La naturaleza interactiva de alto nivel de este lenguaje y las bibliotecas de su ecosistema científico lo convierten en la opción preferida para desarrollar algoritmos analíticos (Siddiqui & Alkadri, 2017)

Python dispone de algunas librerías que permiten responder a varios tipos de problemáticas, permite generar gráficos, hacer calculo distribuido y es un lenguaje con gran potencial en las matemáticas (López, 2020)

Entre las librerías empleadas en este trabajo para el análisis de datos están: Tkinter, Numpy, Pandas, Matplotlib. Tabulate, PIL

2.8.1. Tkinter

Biblioteca de código abierto que permite desarrollar aplicaciones de escritorio en Python, considerado el más utilizado para la creación de interfaces gráficas, contiene suficientes elementos para la creación de ventanas, menú, pestañas, botones, textos, etc.

2.8.2. Numpy (Numerical Python)

Biblioteca de código abierto, contiene una amplia lista de funciones para realizar cálculos numéricos de manera eficiente y estructurada, colección de funciones matemáticas de alto nivel para operar con ellas.

Numpy es capaz de manejar grandes conjuntos de datos, crucial en entornos donde se trabaja a menudo con datos complejos y extensos, optimiza el uso de la memoria y ofrece funciones para realizar operaciones en conjuntos de datos masivos de manera eficiente.

2.8.3. Pandas

Paquete de gran ayuda para la manipulación y análisis de datos, una de las estructuras de pandas abordada en este estudio es DataFrame, que maneja una estructura de datos similar a una tabla en Excel y permite especificar tanto el index (fila) como columns (columna).

2.8.4. Matplotlib.

Permite visualizar datos y realizar gráficos en 2D, permite personalizar el contenido de etiquetas, colores, estilos de línea, escalas, etc., dentro de esta librería el módulo más usado es pyplot, proporcionando una interfaz funcional de manera rápida sin necesidad de clases o estructuras complejas.

2.9. VISUAL STUDIO CODE

Editor de código fuente rápido y perfecto para el uso diario, contiene una serie de extensiones que permiten al programador a ser más productivo ya se puede navegar por el código con facilidad.

La característica principal de VS Code es su compatibilidad con extensiones, los usuarios pueden agregar lenguajes, depuradores y herramientas a su propia instalación para un mejor servicio al desarrollo posterior (Tan et al., 2023)

Integrando Python en el entorno de desarrollo Visual Studio Code permitirá al desarrollador optimizar significativamente el trabajo de codificación, facilitará la implementación de algoritmos complejos para cálculos, entrada de datos, representación de resultados, y si es necesario mediante gráficos o tablas.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

Este capítulo presenta la metodología empleada para el desarrollo de un software que permita el dimensionamiento y análisis comparativo entre los sistemas de bombeo, haciendo uso del lenguaje Python implementado dentro de entorno de Visual Studio Code, lo que permitió un código organizado y estructurado.

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Investigación aplicada y experimental, dado que se busca crear una solución practica mediante el desarrollo de software, además de validar el funcionamiento del software mediante prueba de datos permitiendo observar y comparar los resultados obtenidos con diferentes escenarios.

3.2. PROCEDIMIENTO

Etapa 1: Investigación y Revisión Bibliográfica.

- Investigación exhaustiva de la implementación y aplicación del lenguaje de programación Python en la industria petrolera
- Definición de las funcionalidades del software, como la capacidad de realizar los cálculos de dimensionamiento y análisis comparativo entre los sistemas

Etapa 2: Planificación y selección del lenguaje de programación

- Planificación del diseño del sistema y la estructura de los módulos de cálculo.

- Selección de las herramientas y lenguajes de desarrollo adecuados, como Python y bibliotecas gráficas, para garantizar la efectividad y escalabilidad del sistema.

Etapa3: Desarrollo del Software y Algoritmos

- Desarrollo y codificación del software, para realizar los cálculos de dimensionamiento de los sistemas de bombeo.
- Creación de la interfaz gráfica para que sea funcional y fácil de usar.

Etapa 4:

- Implementación del software para el dimensionamiento de los sistemas con datos propuesto para el estudio.
- Verificación de que el software cumpla con los requerimientos establecidos.

Etapa 5: Conclusiones y Recomendaciones

- Interpretación de resultados obtenidos del dimensionamiento de los sistemas con los datos de estudios.
- Propuesta de recomendaciones basadas en los resultados obtenidos, orientando a la elección óptima del sistema de levantamiento artificial en pozos de crudos pesados.

3.3. FLUJOGRAMAS

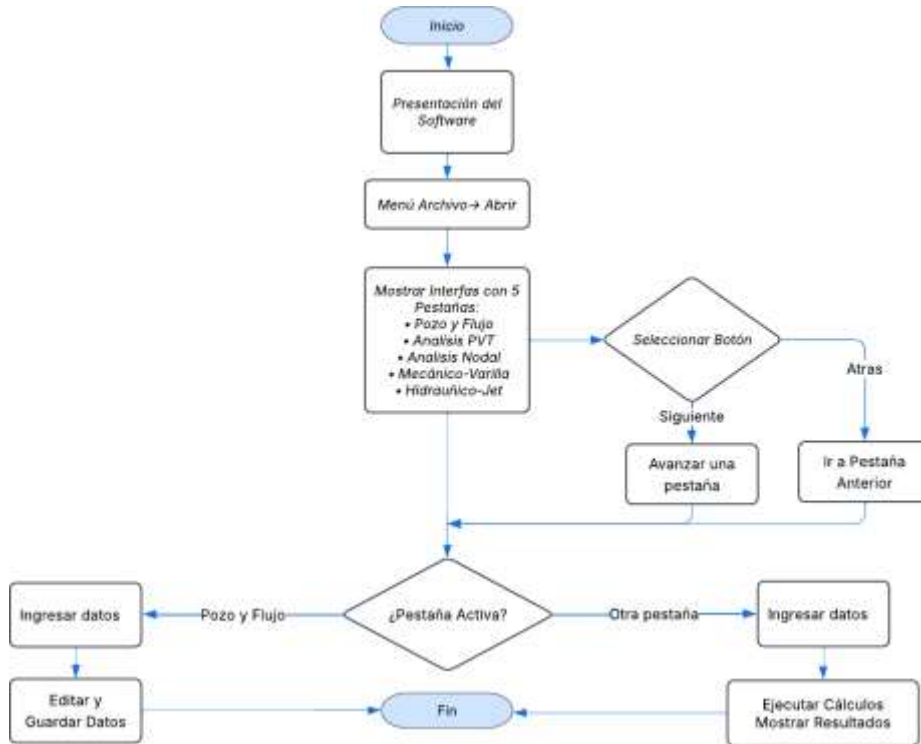


Figura 18. Flujoograma Generalizado del Software (Autor,2025)

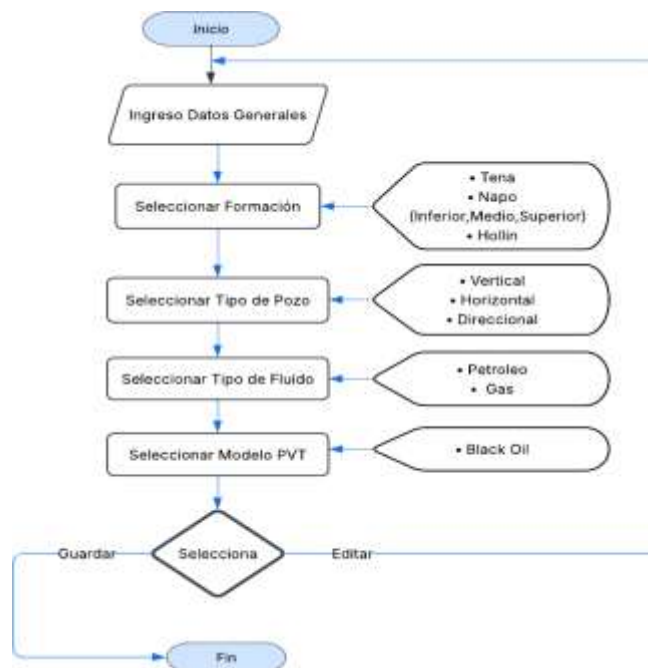


Figura 19. Flujoograma de Modulo Pozo y Flujo del software

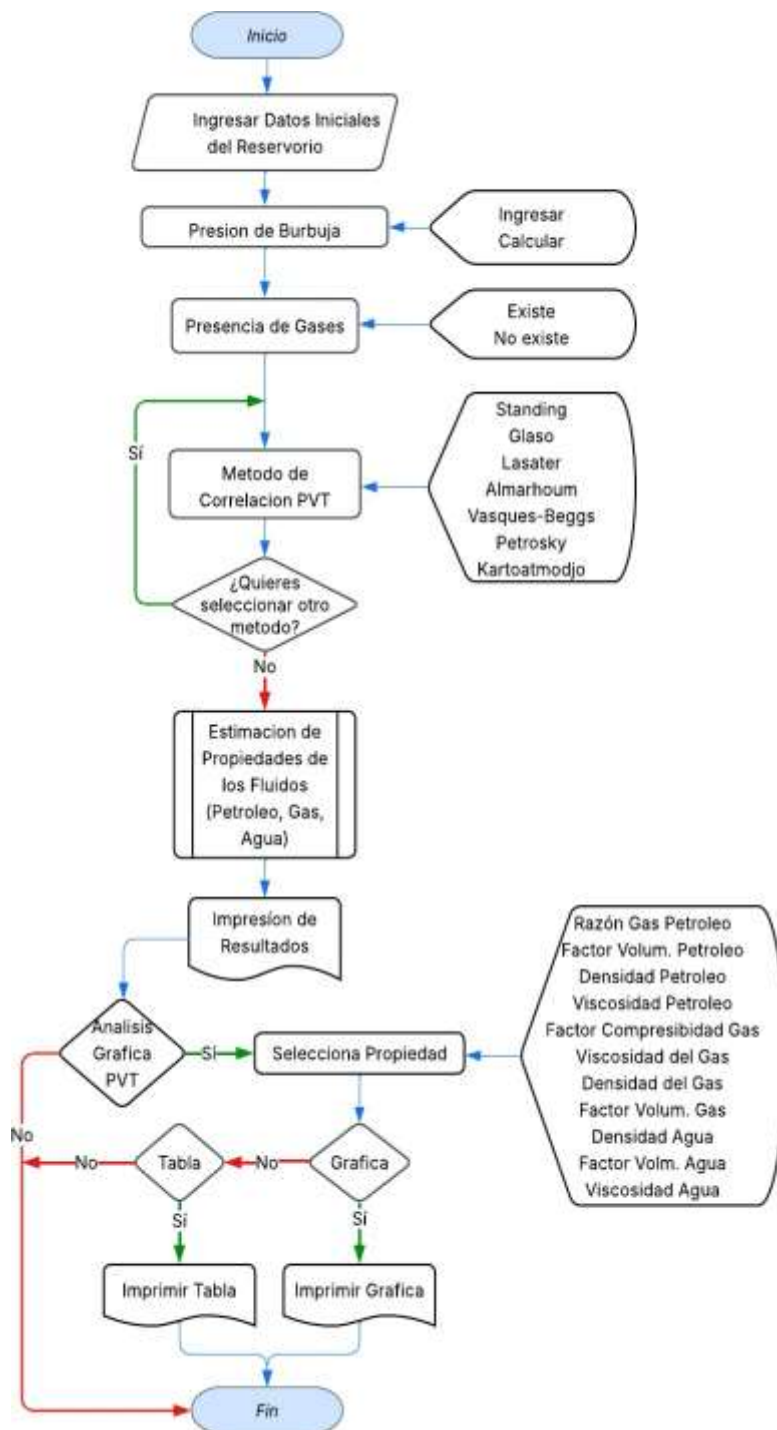


Figura 20. Flujoograma del Módulo Análisis PVT

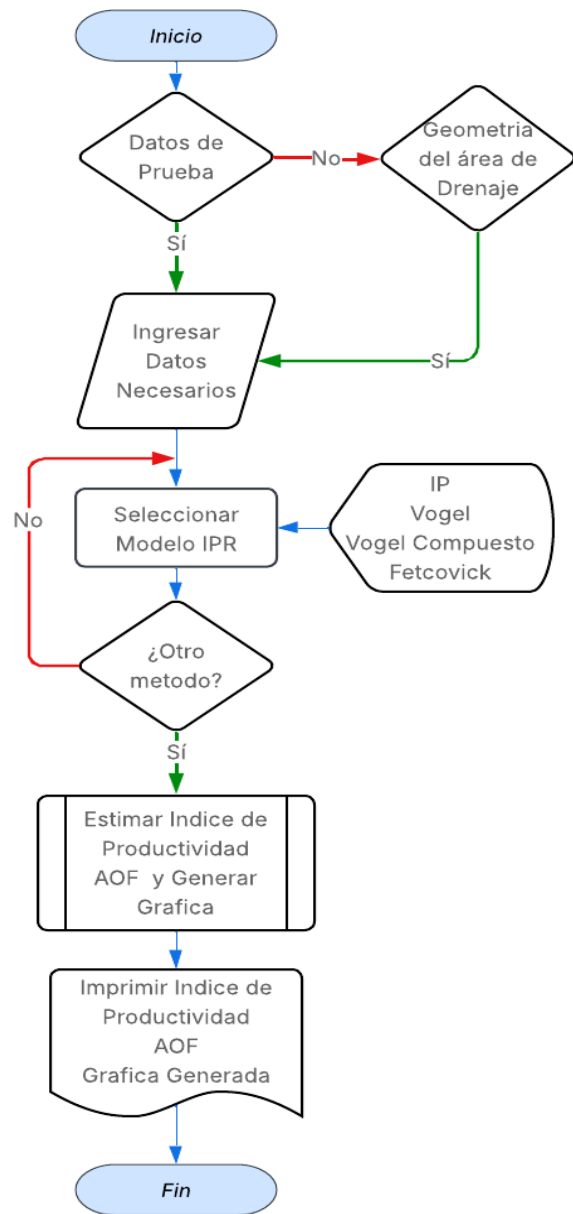


Figura 21. Flujograma del Módulo Análisis Nodal

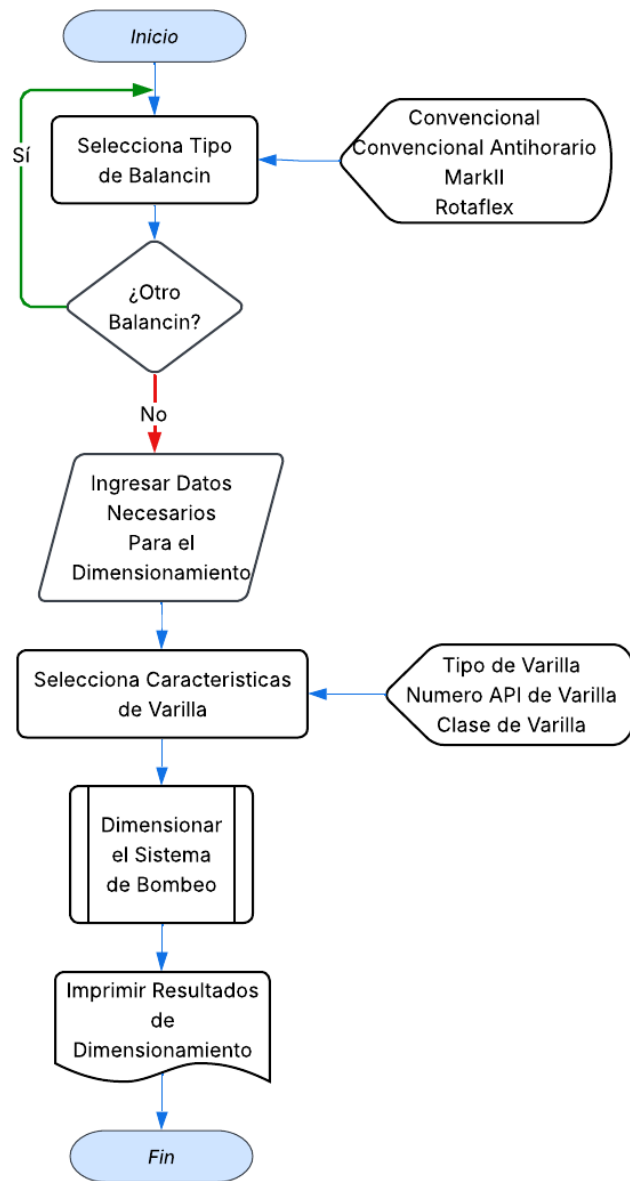


Figura 22. Flujograma de Modulo Mecánico-Varilla

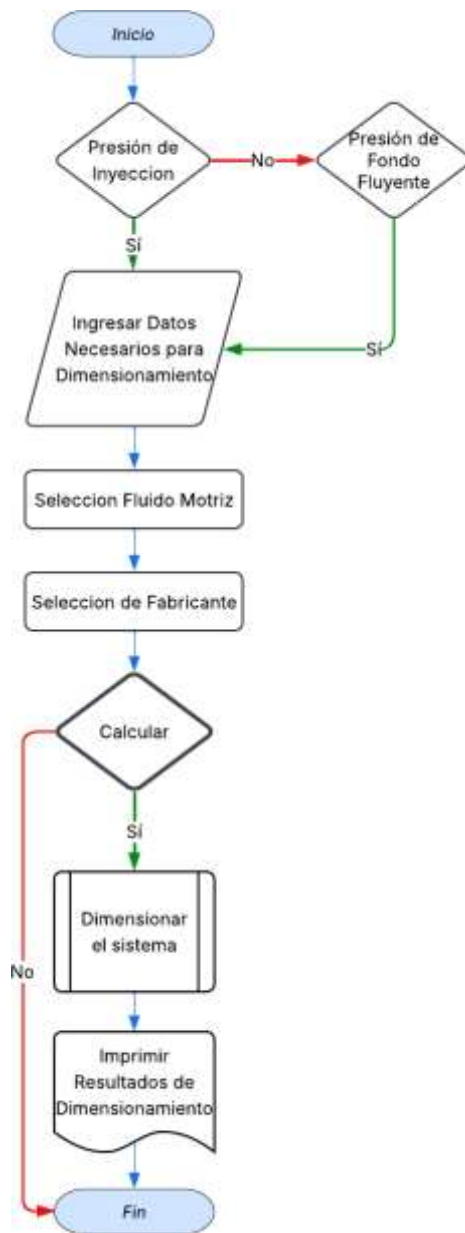


Figura 23. Flujograma de Modulo Hidráulico-Jet

3.4. INTERFAZ DEL SOFTWARE ALOSS



Figura 24. Interfaz gráfica principal del software

En la parte superior del software se encuentra el menú Archivo, Vista y Ayuda



Figura 25 Menú y submenú presentes en el software

El menú Vista contiene dos opciones Pantalla completa que permitirá ajustar el software que cubra toda la pantalla, y Restaurar Ventana que volverá a ajustar el software en tamaño predeterminado.

Dentro del menú Ayuda, se encuentra Contenido, que permitirá visualizar una breve descripción del uso del Software.

Para iniciar el programa el usuario deberá seleccionar en el menú Archivo/Iniciar, se mostrarán 5 módulos de calculo que contiene el programa: Pozo y flujo, Análisis PVT, Análisis Nodal, Mecánico Varilla, Hidráulico Jet.

Los botones Atrás y Siguiente permitirán navegar entre los submenús dentro del software.

En el módulo Pozo y Flujo permitirá al usuario ingresar datos generales y del campo de estudio, posteriormente guardar la información ingresada, en tal caso el usuario desea cambiar la información podrá hacerlo a través del botón “Editar”.

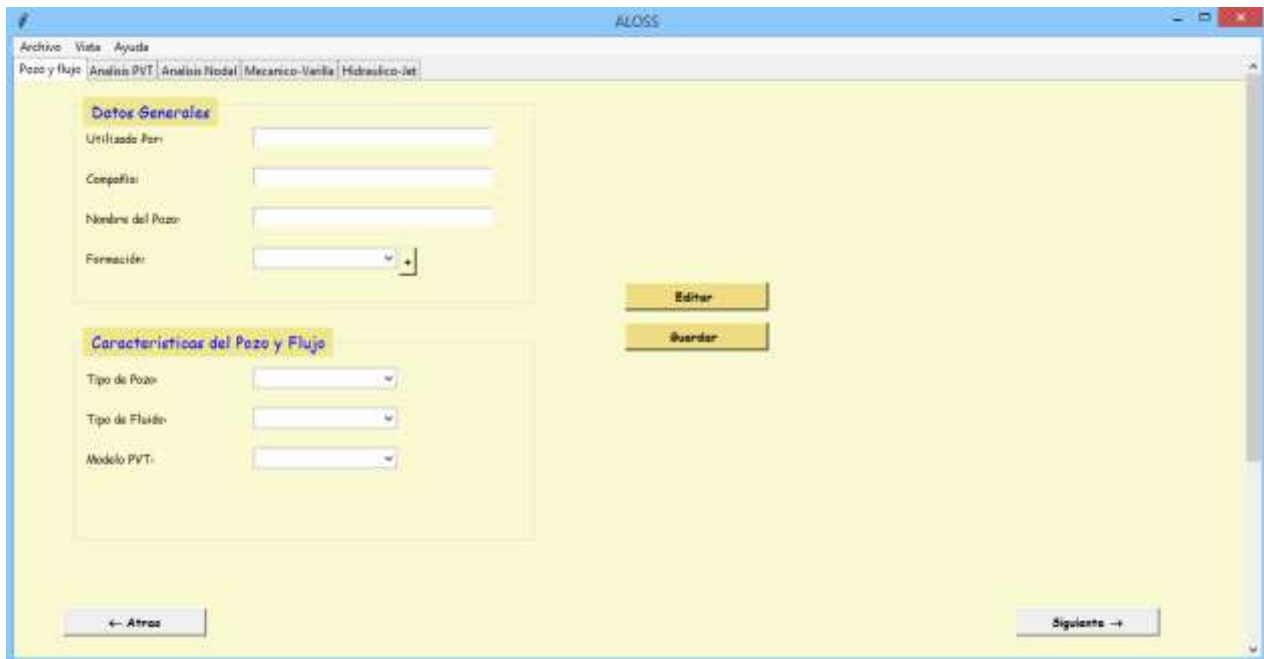


Figura 26. Modulo Pozo y Flujo para ingresar información del pozo y flujo.

El Módulo Análisis PVT los cálculos de las propiedades PVT dependerán del método de correlación seleccionado.

Figura 27. Modulo para Análisis PVT dada la información de datos iniciales del reservorio

Los resultados se mostrarán en la sección posicionada debajo del botón validar, para cada flujo (petróleo, gas, agua), también se podrán mostrar en graficas dependiendo la propiedad seleccionada como se muestra en la **figura 28**, o en tabla como en la **figura 29**.

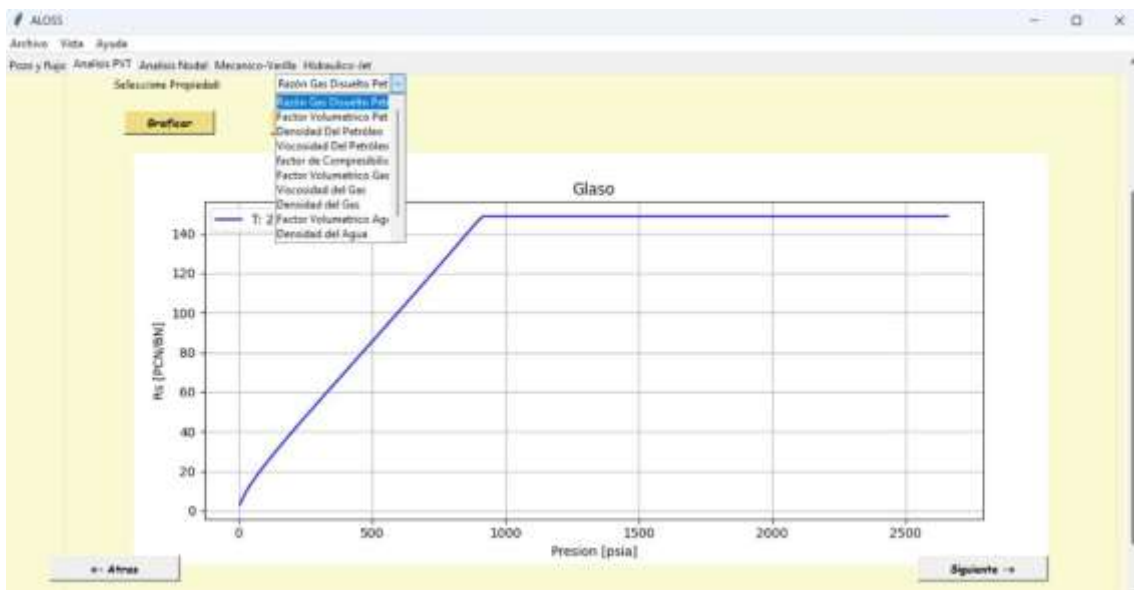


Figura 28. Representación de resultados en grafica por correlación y propiedad seleccionada.

Presión	Temperatura	Fb	Ra	β	ρ	μ	z	β_g	Pw
2600.0	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.7047	2.0934	0.7541	0.0054	13.30
2633.2	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.7541	2.0836	0.7533	0.0055	13.11
2666.4	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.7213	2.0739	0.7526	0.0056	13.03
2579.3	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.8978	2.0643	0.752	0.0056	12.911
2552.7	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.8604	2.0548	0.7513	0.0057	12.808
2525.9	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.8286	2.0454	0.751	0.0057	12.665
2499.1	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.5965	2.036	0.7505	0.0058	12.555
2472.3	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.564	2.0267	0.7502	0.0058	12.423
2445.5	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.5312	2.0175	0.7499	0.0058	12.294
2418.8	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.4979	2.0083	0.7497	0.006	12.164
2391.8	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.4644	1.9993	0.7495	0.006	12.035
2365.0	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.4306	1.9903	0.7494	0.0061	11.894
2338.2	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.3964	1.9815	0.7494	0.0062	11.764
2311.4	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.3618	1.9726	0.7495	0.0062	11.623
2284.5	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.3287	1.9629	0.7496	0.0063	11.491
2257.7	220.0	976.6651	148.7302	1.1156	53.2914	1.9532	0.7498	0.0064	11.355

Figura 29. Representación de resultados en forma de Tabla de las propiedades de los fluidos.

El Módulo Análisis Nodal permitirá generar cálculos dependiendo de la selección Datos de pruebas (figura 30) o Geometría del Área de drenaje (figura 31), los resultados podrán mostrarse en la sección debajo del botón ‘calcular’, además cuenta con una representación gráfica de los resultados obtenidos.

Figura 30. Modulo para Análisis nodal por Datos de prueba

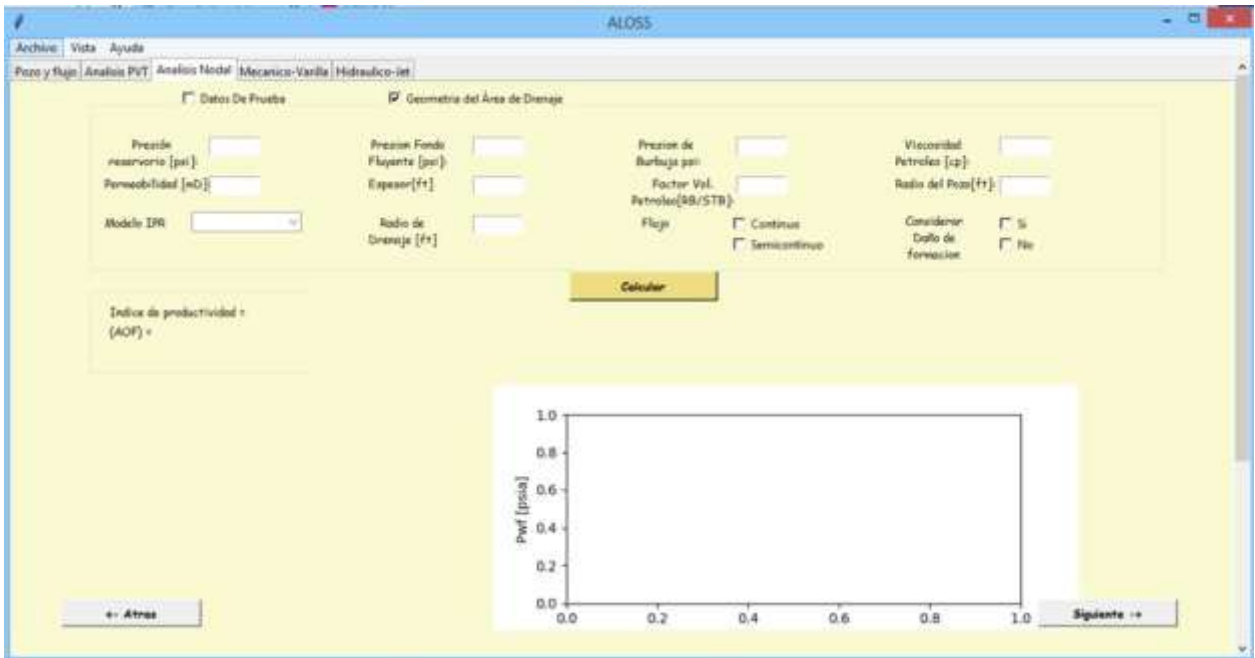


Figura 31. Módulo para Análisis nodal por selección Geometría del área de drenaje

En el Módulo Mecánica Varilla se permitirá realizar el análisis de bombeo mecánico, ingresando los datos necesarios para su dimensionamiento y una vez pulsado el botón **Calcular**, los resultados generados se mostrarán en la sección Resultados.

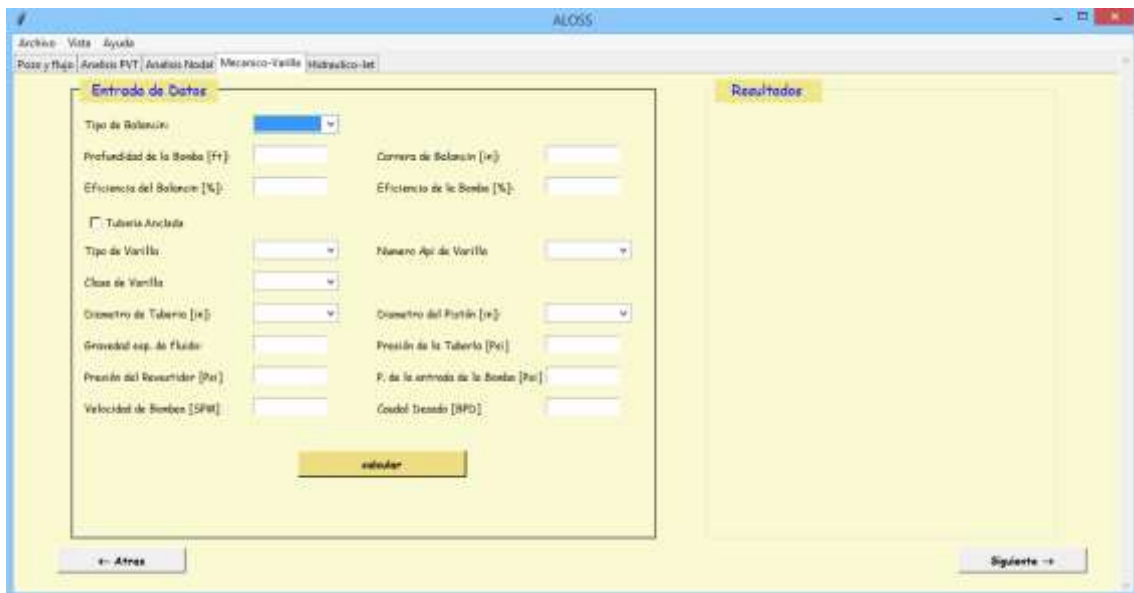


Figura 32. Módulo para dimensionamiento por Sistema de Bombeo Mecánico por Varilla.

En el Módulo Hidráulico Jet se permitirá el ingreso de datos necesarios para el dimensionamiento de este, una vez ingresados, se pulsará el botón **Calcular** y se mostrarán los resultados del sistema en la sección **Resultados**.

Entrada de Datos		Resultados	
<input type="checkbox"/> Presión de Inyección	<input type="checkbox"/> Presión de Fondo Fluyente		
Profundidad [ft]:	<input type="text"/>	Longitud de la T.F. [ft]:	<input type="text"/>
Diam. Exterior de la T.F. [in]:	<input type="text"/>	Diam. Interior de la T.F. [in]:	<input type="text"/>
Diam. Interior de la T.F. [in]:	<input type="text"/>	Gravedad API:	<input type="text"/>
Relacion Gasa/Petróleo [gal/STB]:	<input type="text"/>	Visc. Petróleo [cp]:	<input type="text"/>
Visc. Agua [cp]:	<input type="text"/>	Presión de agua [%]:	<input type="text"/>
Presión de petróleo [%]:	<input type="text"/>	Presión de resaca [psi]:	<input type="text"/>
Presión de saturación [psi]:	<input type="text"/>	Presión lateral de poz. [psi]:	<input type="text"/>
Presión de Fondo [psi]:	<input type="text"/>	Presión Fondo Fluyente [psi]:	<input type="text"/>
Tasa de Flujo Total [STB/D]:	<input type="text"/>	Tasa de Producción deseada [STB/D]:	<input type="text"/>
Fluido Motriz:	<input type="text"/>	Fabricante:	<input type="text"/>

Figura 33. Modulo para dimensionamiento por Sistema de Bombeo Hidraulico Tipo Jet

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. MODELAMIENTO DIGITAL DE POZO MEDIANTE APLICACIÓN DESARROLLADA

Para realizar un análisis comparativo entre los sistemas de bombeo mecánico por varilla e hidráulico tipo jet, se tomó como pozo de estudio al (URAP001), pozo productor de crudo pesado.

4.1.1. Datos de entrada

Para el modelamiento digital se procederá primero a ingresar datos generales del pozo de estudio, mostrados a continuación:

Pozo URAP001

Información general	
Nombre del Pozo	URAP001
Formación productora	Hollín Superior
Características del Pozo y Flujo	
Tipo de Pozo	Vertical
Fluido	Petróleo
Modelo PVT	Black Oil
Datos del Fluido	
Presión del reservorio [psia]	2660
Presión de separador [psia]	105
Temperatura del reservorio [°F]	220
Temperatura del separador [°F]	110

Gravedad API	22
Gravedad específica del gas	0.950
Gravedad específica del agua	1.013
Relación gas petróleo [scf/STB]	148.7
Salinidad [ppm]	18500
Corte de Agua [%]	1.5
Presencia de Gases adicionales	No existe
Profundidad de la Bomba [ft]	9250.5
Profundidad del Reservorio [ft]	9980.0
Presión en cabezal de pozo [psia]	110
Presión de Fondo Fluyente [psia]	1540.5
Caudal Total de Fluido [STB/d]	200
Caudal de Fluido de Prueba [STB/d]	310
ID Tubería de Producción [in]	1.995
OD Tubería de Producción [in]	2.875
ID Tubería de revestimiento [in]	4.892
Diámetro del pistón [pulg]	1,06
Mecánico Varilla	
Tipo de Balancín	Convencional
Velocidad de Bombeo [spm]	8
Longitud de la Carrera [pulg]	144
Tubería anclada	No
Tipo de Varilla	Acero
N° API de varilla	55
Clase de varilla	D
Eficiencia del Balancín [%]	95
Eficiencia de la bomba [%]	95
Presión en la entrada de la Bomba [psia]	1200.4
Presión de la Tubería [psia]	80
Presión del revestidor [psia]	45
Hidráulico tipo Jet	
Presión para considerar fija	Presión de Inyección
Presión de Inyección [psia]	2540
Temperatura de Inyección [°F]	110
Fluido motriz	Agua
Fabricante	National-A

Tabla 14. Datos de Ingresos de Pozo URAP001

Propiedades PVT de los fluidos

Las propiedades PVT del petróleo, agua, gas son calculados en la segunda interfaz “Análisis PVT”, en base a los datos iniciales del reservorio. Para el estudio del pozo URAP001 se escogió la correlación de Glaso rangos de aplicación, y se obtuvieron los resultados son mostrados en la **Tabla.15**

Petróleo		Gas		Agua	
Presión de burbuja [psi]	1125.169	Razón gas disuelto petróleo	148.73		
Factor Volumétrico [RB/STB]	1.1149	Factor Volumétrico [ft³/scf]	0.0054	Factor Volumétrico [RB/STB]	1.0452
Densidad [lb/ft³]	51.736	Densidad [lb/ft³]	13.301	Densidad [lb/ft³]	60.4697
Correlación de viscosidad	Beggs y Robinson	Correlación de viscosidad	Lee, Gonzales y Eakin	Correlación de viscosidad	Mathews y Russel
Viscosidad [cp]	2.0109	Viscosidad [cp]	0.0238	Viscosidad [cp]	0.29456

Tabla 15. Propiedades de los Fluidos mediante correlación de Glaso en el pozo URAP001.

IPR (Inflow Performance Relationship)

Se selecciono el modelo de Vogel como el más adecuado, dado es el mejor que representa el comportamiento de afluencia en pozos que producen bajo condiciones de flujo bifásico, inclusive con empujes por gas en solución, situación común en la producción de crudos pesados, permitiendo obtener una estimación mas realista del desempeño productivo del pozo.

Índice de Productividad [bpd/psi]	0.4309
Caudal máximo [bbl/d]	630.121

Tabla 16. Índice de Productividad y Caudal máximo calculado en el pozo URAP001

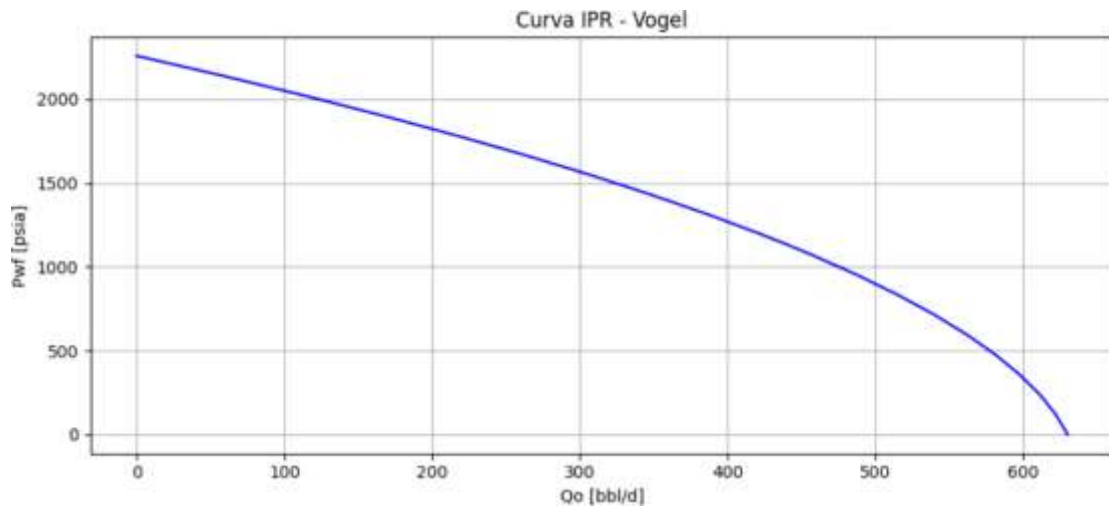


Figura 34. Curva IPR del pozo URAP001 empleando el método de Vogel

Dimensionamiento por Bombeo Mecánico por Varilla

Los resultados del dimensionamiento obtenidos del software para el pozo URAP001 se muestran a continuación:

Caudal [100% eficiencia de la bomba] [bpd]	117.13
Caudal [95% eficiencia de la bomba] [bpd]	11.278
Carga al Pistón por fluido [lbs]	3263.0916
Carga máxima de la carga Pulida [lbs]	14929.52
Carga mínima de la carga Pulida [lbs]	6709.18
Torque Máximo en la caja de engranaje	309942.307
Peso necesario para contrabalance	11543.34
Carga el Pistón [pulg]	111.7585
Potencia en barra Pulida [HP]	10.15

Tabla 17. Resultados de Dimensionamiento por Sistema Mecánico por Varilla para el pozo URAP001

Con una eficiencia del 95% de la bomba, la tasa de petróleo alcanza a 111.27 bpd y si se considerara una eficiencia del 100% de la bomba llegaría a 117.13 bpd., La carga máxima soportada por la viga del balancín será de 14929.52 lbs, potencia requerida por la carga de la barra pulida es de 10.15 HP.

Dimensionamiento por Sistema de Bombeo Hidráulico tipo jet

Los resultados del dimensionamiento para el pozo URAP001 se muestran a continuación:

Fabricante	National A
Bomba	11-A
Área de Tobera [pg²]	0.0346
Área Anular [pg²]	0.0564
Área de Garganta [pg²]	0.091
Presión Superficial de Op. [psi]	2540
Tasa de Fluido Motriz [bpd]	2282.69
Potencia de la Bomba tripex [HP]	124.698
Tasa de Flujo por Cavitación [bpd]	399.216
Tasa de Flujo de Producción [bpd]	310
Presión de Succión de la Bomba[psi]	2540

Tabla 18. Resultados de Dimensionamiento por Sistema Hidráulico Tipo Jet para el pozo URAP001

El pozo URAP001, requerirá una bomba 11-A para producir a una tasa de fluido de 310 bpd con una presión superficial de 2540 psi, inyectando a una tasa de fluido motriz de 2882.766 bpd, además se obtuvo una tasa de producción de 399.216 bpd a partir de la cual se inicia la cavitación, una potencia hidráulica de 124.698 HP de la bomba tríplex considerando una eficiencia de 90%.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

En este trabajo se cumplió con el objetivo de desarrollar un software orientado a la optimización y evaluación entre los sistemas de bombeo mecánico e hidráulico tipo jet, integrando cinco módulos principales que abarcan el comportamiento completo del sistema de producción.

El software fue codificado y ejecutado en el entorno de desarrollo Visual Studio Code con la extensión de Python, facilitando el desarrollo y la validación de este, cuenta con una interfaz fácil y sencilla de manejar donde el usuario puede interactuar entre los módulos incorporados.

El software funciona satisfactoriamente conforme a las pruebas realizadas, no obstante, sus resultados no deben considerarse como definitivos para la implementación de un sistema de bombeo en un campo, sino como una orientación inicial para valorar la factibilidad entre los sistemas.

5.2. RECOMENDACIONES

Extender el software, incluyendo nuevos sistemas de levantamiento artificial, esto permitiría evaluar diferentes alternativas según las características del pozo y las condiciones de producción del campo/pozo en estudio, convirtiéndolo en una herramienta integral de comparación.

Incorporar nuevos módulos, mejorar la interfaz de usuario y agregar funcionalidades, como análisis económicos que permita calcular y comparar los costos asociados a cada sistema de levantamiento artificial, facilitando la identificación del mas rentable entre los sistemas de estudio, ofreciéndole al usuario tomar decisiones basados en un criterio técnico-financiero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-Dogail, A., Gajbhiye, R., Alnaser, M., & Alnajim, A. (2022). Pressure Characteristics of Slug Flow in Horizontal Pipes. *International Petroleum Technology Conference*, D032S162R004. <https://doi.org/10.2523/IPTC-22459-MS>
- Alhashem, M. (2019). Supervised Machine Learning in Predicting Multiphase Flow Regimes in Horizontal Pipes. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, D021S043R003. <https://doi.org/10.2118/197545-MS>
- Álvarez, J., & Rodríguez, M. (2020). Optimización del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en campos de crudo pesado. *Revista Internacional de Ingeniería Petrolera*.
- American Petroleum Institute. (1998). *API RP 11L TO RECOMMENDED PRACTICE FOR DESIGN CALCULATIONS FOR SUCKER ROP PUMPING SYSTEMS. CUARTA EDICION, 27.*
- Ávila, C., & Duque, M. (2021). *Integración del software SYAL® con el Sistema de monitoreo y control de bombeo hidráulico jet para la optimización de la producción en tiempo real.* [UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR]. <https://www.dspace.uce.edu.ec/bitstreams/2f09be09-d536-4c07-9192-9f0ead395d9e/download>
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas PVT* (Preliminar). <https://oilproduction.net/files/Correlaciones%20PVT-Carlos%20Banzer.pdf>
- Beggs, H., & Brill, J. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology, Volumen 25.*

- Brown, K., & Beggs, H. D. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods: Vol. VOLUMEN 1*. PENY WELL BOOKS.
- Campos, O., & Panchi, C. (2011). *ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LAGO AGRIO OPERADO POR EP - PETROECUADOR* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4222>
- Cortés, C. (2017). *TÉCNICAS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18837>
- Duarte, L., & Duarte, M. (2015). *ALGORITMO COMPUTACIONAL PARA PREDECIR EL GRADIENTE DE PRESIÓN EN POZOS VERTICALES MEDIANTE LA CORRELACIÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO DE HAGEDORN Y BROWn*. 23.
- Economides, M., Hill, D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *PETROLEO PRODUCTION SYSTEMS*. <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-petroleumproductionsystems.pdf>
- Gallardo, H. (2018). *Apuntes para la materia de Ingeniería de Yacimientos de Gas*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- García, J. (2019). *DISEÑO DE UN SISTEMA SIMULADOR FÍSICO DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA REPRODUCIR CONDICIONES DE FLUJO SEMEJANTES A LAS REALES* [CIATEG, A.C]. <https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/389/1/GarciaMontejoJoseL%20MMANAV%202020.pdf>

García, M., González, A., & Pérez, J. (2023). Uso de Python en la simulación y optimización de sistemas de bombeo mecánico: Aplicaciones en la industria petrolera. *Journal of Computational Engineering*.

Gómez, M. (2005). *EVALUACIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE DIFERENTES MÉTODOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL* [Universidad Central de Venezuela]. *EVALUACIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE DIFERENTES MÉTODOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL*

González, J., Martínez, F., & Pérez, R. (2018). Optimización de sistemas de bombeo mecánico utilizando algoritmos genéticos. *Revista de Ingeniería Petrolera*.

Hidalgo, J. (2018). *ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO HIDRÁULICO: HAL PETRIE, EDDIE E. SMART Y PHIL WILSON EN EL ACTIVO SHUSHUFINDI* [ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19178>

Isemin, I., & Nkundu, K.-A. (2021). Investigating the Use of Machine Learning Models for the Prediction of Pressure Gradient and Flow Regimes in Multiphase Flow in Horizontal Pipes. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, D021S009R011. <https://doi.org/10.2118/208410-MS>

López, R. (2020). *ÁNÁLISIS COMPARATIVO DE LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN PARA EL DESARROLLO DE APLICACIONES EN CIENCIA DE DATOS* [Tecnológico Nacional de México]. https://www.researchgate.net/publication/383696742_Comparative_Analysis_of

Programming_Languages_Utilized_in_Artificial_Intelligence_Applications_Features_Performance_and_Suitability

Lufkin, I. Inc. (2007). *Lufkin General Catalog 2006*.
https://media.salvex.com/auction/d/1829848/182984728_720875.pdf

Manikonda, K., Islam, R., Obi, C. E., Hasan, A. R., Sleiti, A. K., Abdelrazeq, M. W., Hassan, I. G., & Rahman, M. A. (2022). Horizontal Two-Phase Flow Regime Identification with Machine Learning Classification Models. *International Petroleum Technology Conference*, D011S021R002.
<https://doi.org/10.2523/IPTC-22153-MS>

Mondavi, D. (2014). *IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE CURVAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO* [ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL]. <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/30922>

Obregón, K., & Mera, C. (2019). *IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO PUCUNA* [ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL].
<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/49125>

Ortega, H. (2012). *DISEÑO DE UN SISTEMA EXPERTO PARA LA APLICACION DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET EN POZOS PRODUCTORES DE ACEITE* [UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO].
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2013/septiembre/0701589/0701589.pdf>

- Paris, M. (2019). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Ediciones Astro Data S.A.
<https://pdfcoffee.com/fundamentos-de-ingenieria-de-yacimientos-magdalena-paris-de-ferrer-3-pdf-free.html>
- Petrie, H. L., Wilson, P. M., & Smart, E. E. (1983). Jet Pumping Oil Wells. *World Oil Magazine*, 18.
- Porras, J., & Suarez, J. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO COMBINADO BOMBEO MECÁNICO E HIDRÁULICO PARA LA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO POR MEDIO DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN UN POZO EN CAMPO PROVINCIA*. <https://repository.uamerica.edu.co/items/13e8852f-8b13-4fb3-9703-4a4b0360b7d6>
- Quiroga, K. (1978). *PRODUCCIÓN DE PETROLEO PESADO Y EXTRAPESADO MEDIANTE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL]*.
<http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/44119>
- Rodríguez, W., & Robles, C. (2010). *HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CONVENCIONALES*. 182.
- Salazar, P., Rodríguez, D., & Castro, J. (2021). *Desarrollo de un sistema de bombeo mecánico por varilla en yacimientos de crudo pesado: Aplicaciones y resultados*.
- Siddiqui, T., & Alkadri, M. (2017, junio). *REVIEW OF PROGRAMMING LANGUAGES AND TOOLS FOR BIG DATA ANALYTICS*. 8(5), 7.

Tan, J., Chen, Y., & Jiao, S. (2023). *Visual Studio Code in Introductory Computer Science Course: An Experience Report* (No. arXiv:2303.10174). arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2303.10174>

Ughulu, E. O., Soremukun, I. O., & Farotimi, T. A. (2025). A New Modification to the Hagedorn-Brown Correlation for Prediction of Two-Phase Pressure Gradient in Horizontal Wells. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, D031S013R002. <https://doi.org/10.2118/228663-MS>

ANEXOS

ANEXO A

Rod	Plunger	Rod Wt. Lb per ft	Elastic Constant	Frecuency Factor
No	Dia.	Wr	Er	Fc
44	all	0,726	1,99E-06	1
54	1,06	0,908	1,67E-06	1,138
54	1,25	0,929	1,63E-06	1,14
54	1,5	0,957	1,58E-06	1,137
54	1,75	0,99	1,53E-06	1,122
54	2	1,027	1,46E-06	1,095
54	2,25	1,067	1,39E-06	1,061
54	2,5	1,108	1,28E-06	1,023
55	all	1,135	1,27E-06	1
64	1,06	1,164	1,38E-06	1,229
64	1,25	1,211	1,32E-06	1,215
64	1,5	1,275	1,23E-06	1,184
64	1,75	1,341	1,14E-06	1,145
65	1,06	1,307	1,14E-06	1,098
65	1,25	1,321	1,13E-06	1,104
65	1,5	1,343	1,10E-06	1,11
65	1,75	1,369	1,09E-06	1,114
65	2	1,394	1,07E-06	1,114
65	2,25	1,426	1,05E-06	1,11
65	2,5	1,46	1,02E-06	1,099
65	2,75	1,497	9,90E-07	1,082
65	3,25	1,574	9,30E-07	1,037
66	all	1,634	8,83E-07	1
75	1,06	1,566	9,97E-07	1,191
75	1,25	1,604	9,73E-07	1,193
75	1,5	1,664	9,35E-07	1,189
75	1,75	1,732	8,92E-07	1,174
75	2	1,803	8,47E-07	1,151
75	2,25	1,875	8,01E-07	1,121
76	1,06	1,802	8,16E-07	1,072
76	1,25	1,814	8,12E-07	1,077
76	1,5	1,833	8,04E-07	1,082
76	1,75	1,855	7,95E-07	1,088
76	2	1,88	7,85E-07	1,093
76	2,25	1,908	7,74E-07	1,096
76	2,5	1,934	7,64E-07	1,097
76	2,75	1,967	7,51E-07	1,094
76	3,25	2,039	7,22E-07	1,078
76	3,75	2,119	6,90E-07	1,047
77	all	2,224	6,49E-07	1
85	1,06	1,883	8,73E-07	1,261

Rod	Plunger	Rod Wt. Lb per ft	Elastic Constant	Frecuency Factor
No	Dia.	Wr	Er	Fc
87	2,5	2,496	5,88E-07	1,079
87	2,75	2,523	5,82E-07	1,082
87	3,25	2,575	5,70E-07	1,084
87	3,75	2,641	5,56E-07	1,078
87	4,75	2,793	5,22E-07	1,038
88	All	2,904	4,97E-07	1
96	1,06	2,382	6,70E-07	1,222
96	1,25	2,435	6,55E-07	1,224
96	1,5	2,511	6,33E-07	1,223
96	1,75	2,607	6,06E-07	1,213
96	2	2,703	5,78E-07	1,196
96	2,25	2,806	5,49E-07	1,172
97	1,06	2,645	5,68E-07	1,12
97	1,25	2,67	5,63E-07	1,124
97	1,5	2,707	5,56E-07	1,131
97	1,75	2,751	5,48E-07	1,137
97	2	2,801	5,38E-07	1,141
97	2,25	2,856	5,28E-07	1,143
97	2,5	2,923	5,15E-07	1,141
97	2,75	2,989	5,03E-07	1,135
97	3,25	3,132	4,75E-07	1,111
98	1,06	3,068	4,75E-07	1,043
98	1,25	3,076	4,74E-07	1,045
98	1,5	3,089	4,72E-07	1,048
98	1,75	3,103	4,70E-07	1,051
98	2	3,118	4,68E-07	1,055
98	2,25	3,137	4,65E-07	1,058
98	2,5	3,157	4,63E-07	1,062
98	2,75	3,18	4,60E-07	1,066
98	3,25	3,231	4,53E-07	1,071
98	3,75	3,289	4,50E-07	1,074
98	4,75	3,412	4,28E-07	1,064
99	All	3,676	3,93E-07	1
107	1,06	2,977	5,24E-07	1,184
107	1,25	3,019	5,17E-07	1,189
107	1,5	3,085	5,06E-07	1,195
107	1,75	3,158	4,94E-07	1,197
107	2	3,238	4,80E-07	1,195
107	2,25	3,336	4,64E-07	1,187
107	2,5	3,435	4,47E-07	1,174
107	2,75	3,537	4,30E-07	1,156
108	1,06	3,325	4,30E-07	1,097
108	1,25	3,345	4,30E-07	1,101
108	1,5	3,376	4,30E-07	1,106

85	1,25	1,943	8,41E-07	1,253	108	1,75	3,411	4,30E-07	1,111
85	1,5	2,039	7,91E-07	1,232	108	2	3,452	4,30E-07	1,117
85	1,75	2,138	7,38E-07	1,201	108	2,25	3,498	4,30E-07	1,121
					108	2,5	3,548	4,30E-07	1,124
86	1,06	2,058	7,42E-07	1,151	108	2,75	3,603	4,30E-07	1,126
86	1,25	2,087	7,32E-07	1,156	108	3,25	3,731	4,30E-07	1,123
86	1,5	2,133	7,17E-07	1,162	108	3,75	3,873	4,30E-07	1,108
86	1,75	2,185	6,99E-07	1,164					
86	2	2,247	6,79E-07	1,161	109	1,06	3,839	3,78E-07	1,035
86	2,25	2,315	6,56E-07	1,153	109	1,25	3,845	3,78E-07	1,036
86	2,5	2,385	6,33E-07	1,138	109	1,5	3,855	3,77E-07	1,038
86	2,75	2,455	6,10E-07	1,119	109	1,75	3,867	3,76E-07	1,04
					109	2	3,88	3,75E-07	1,043
87	1,06	2,39	6,12E-07	1,055	109	2,25	3,896	3,74E-07	1,046
87	1,25	2,399	6,10E-07	1,058	109	2,5	3,911	3,72E-07	1,048
87	1,5	2,413	6,07E-07	1,062	109	2,75	3,93	3,71E-07	1,051
87	1,75	2,43	6,03E-07	1,066	109	3,25	3,971	3,67E-07	1,057
87	2	2,45	5,98E-07	1,071	109	3,75	4,02	3,63E-07	1,063
87	2,25	2,472	5,94E-07	1,075	109	4,75	4,12	3,54E-07	1,066

Tabla A1. 1 Datos de Varillas y Bombas (American Petroleum Institute, 1998)

Diam. Tubería (pulg)	Diam. Exterior (pulg)	Diam. Interior (pulg)	Área (pulg)	Constante elástica (pulg/lb-ft)
1.900	1.900	1.610	0.800	0.500x10 ⁻⁶
2 3/8	2.375	1.995	1.304	0.307x10 ⁻⁶
2 7/8	2.875	2.411	1.812	0.221x10 ⁻⁶
3 1/2	3.500	2.992	2.590	0.154x10 ⁻⁶
4	4.000	3.476	3.077	0.130x10 ⁻⁶
4 1/2	4.500	3.958	3.601	0.111x10 ⁻⁶

Tabla A1. 2 Especificaciones de la tubería de producción (American Petroleum Institute, 1998)

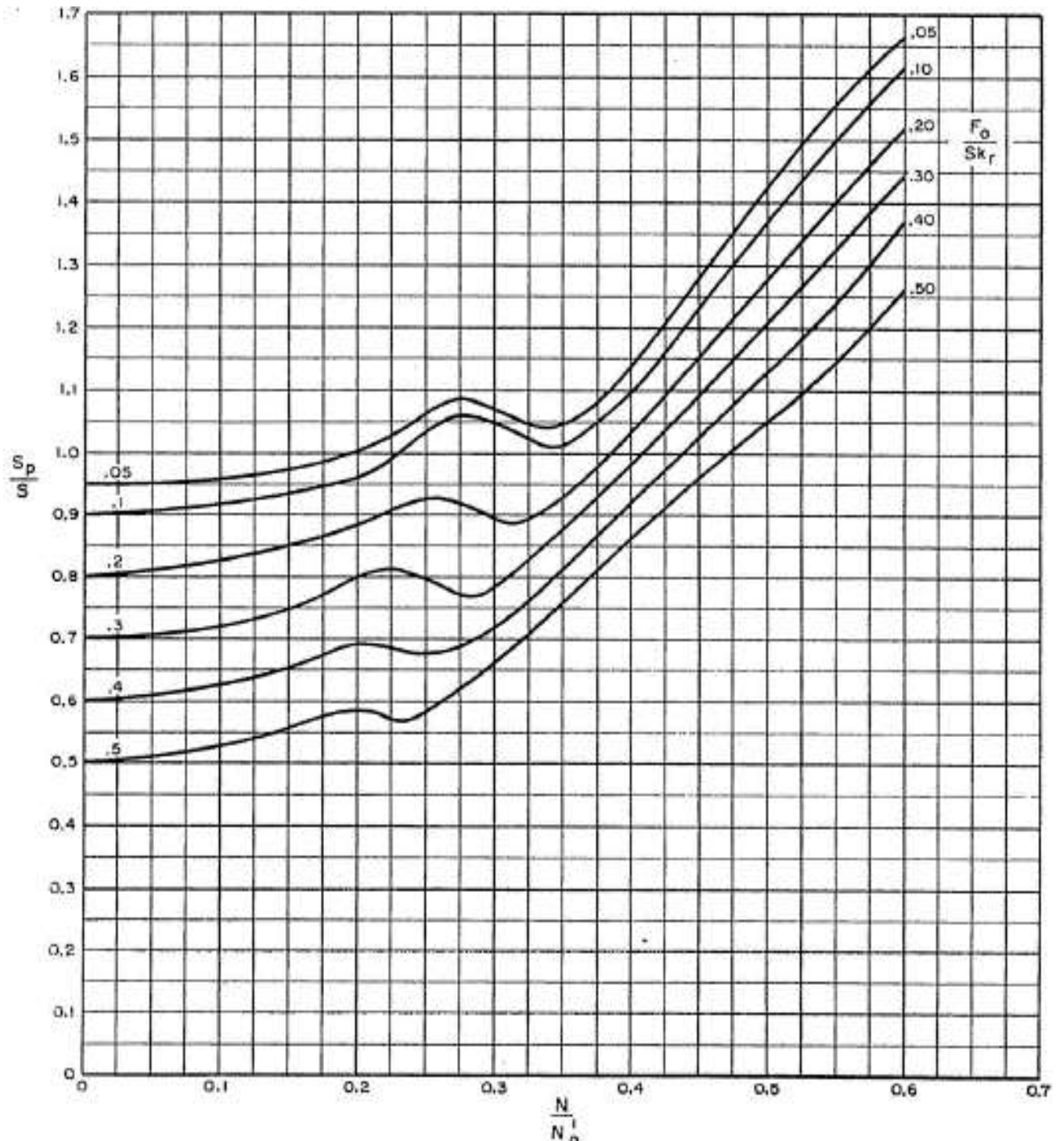


Figura A1. 1 Factor de recorrido del pistón (S/SP) (American Petroleum Institute, 1998)

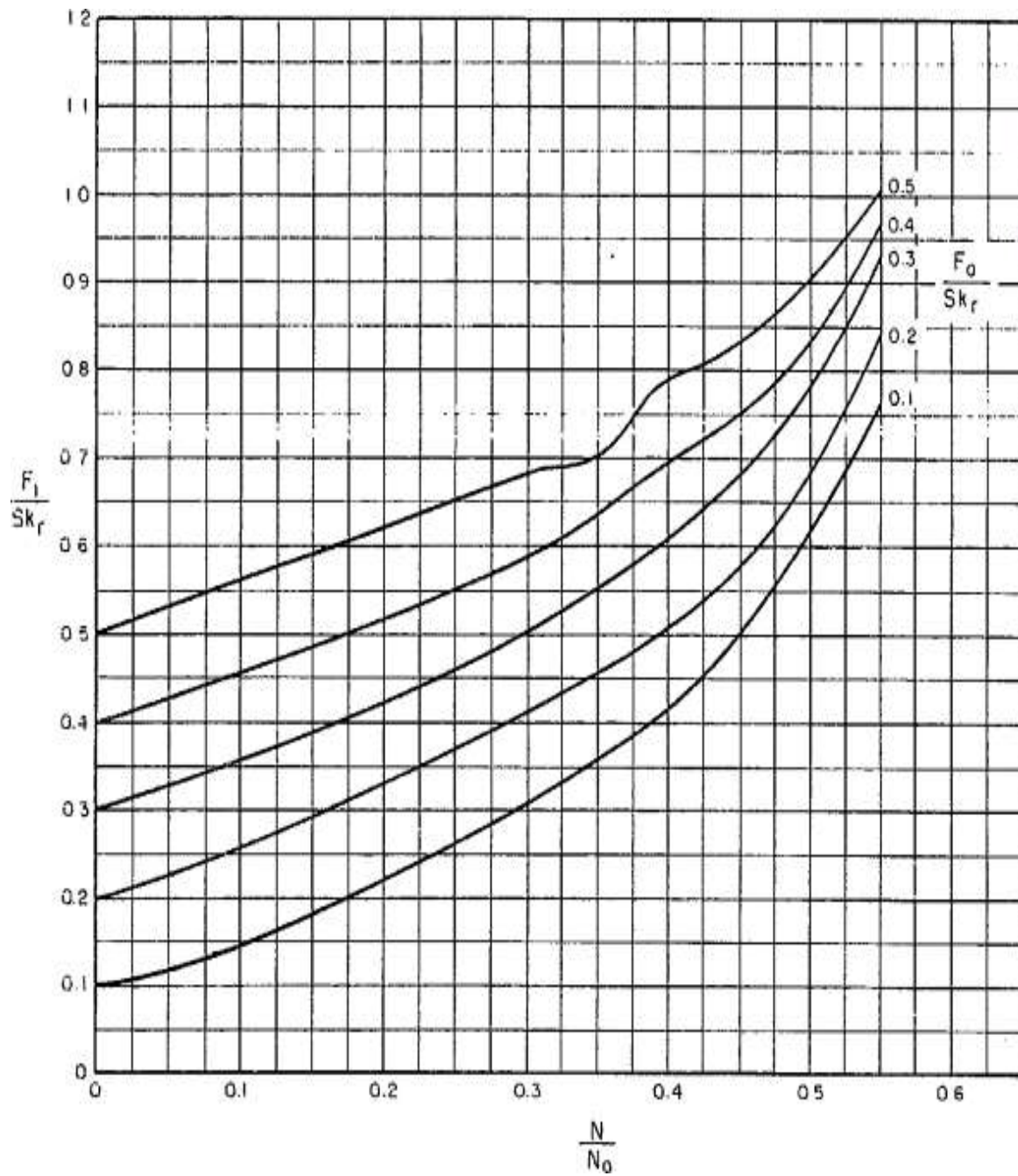


Figura A1. 2 Carga máxima en la barra lisa (F_1/SK_r) (American Petroleum Institute, 1998)

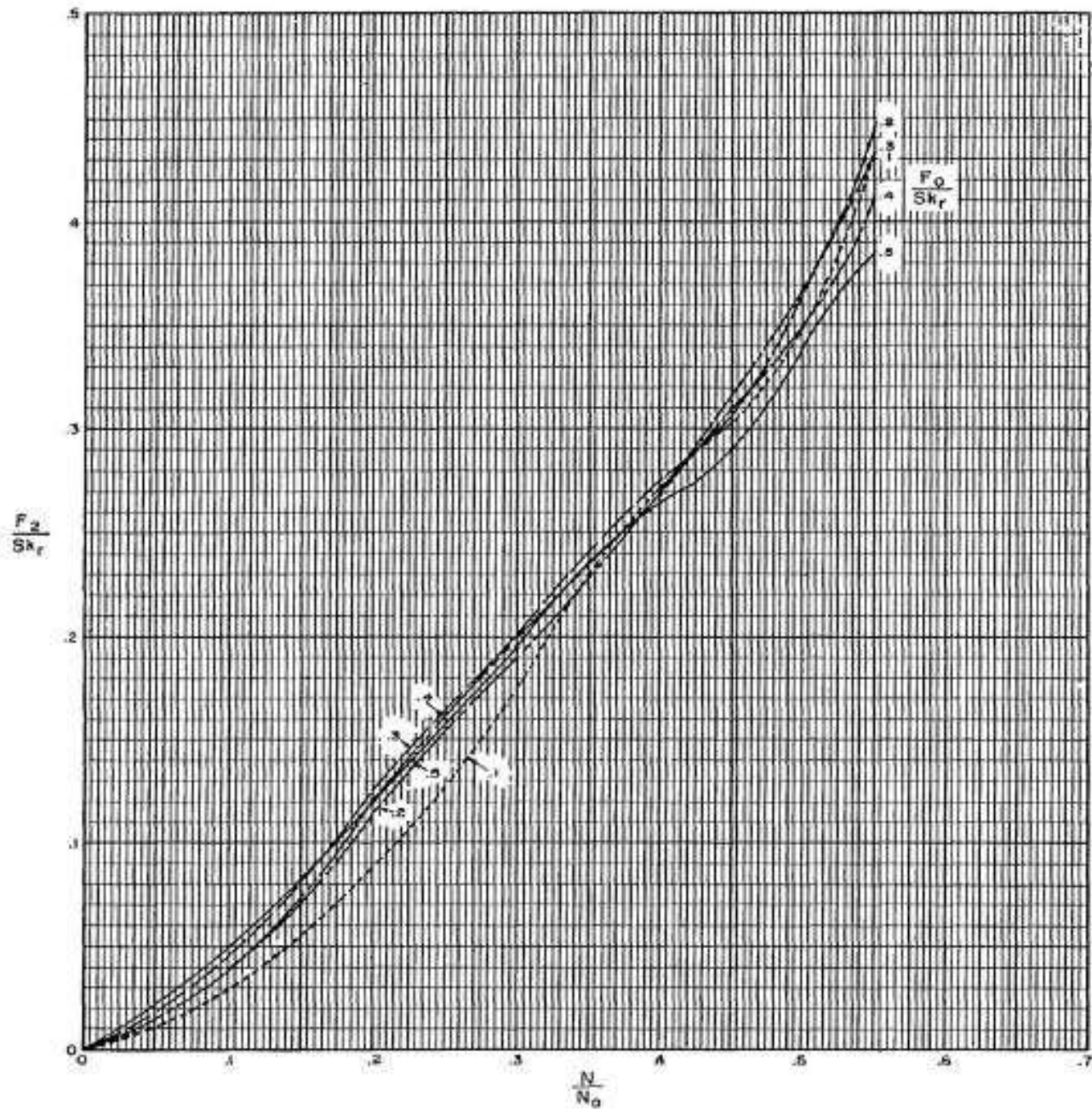


Figura A1. 3 Relación Adimensional (F_2/SK_r) (American Petroleum Institute, 1998)

Anexo 7 Torque máximo (2T/S2Kr)

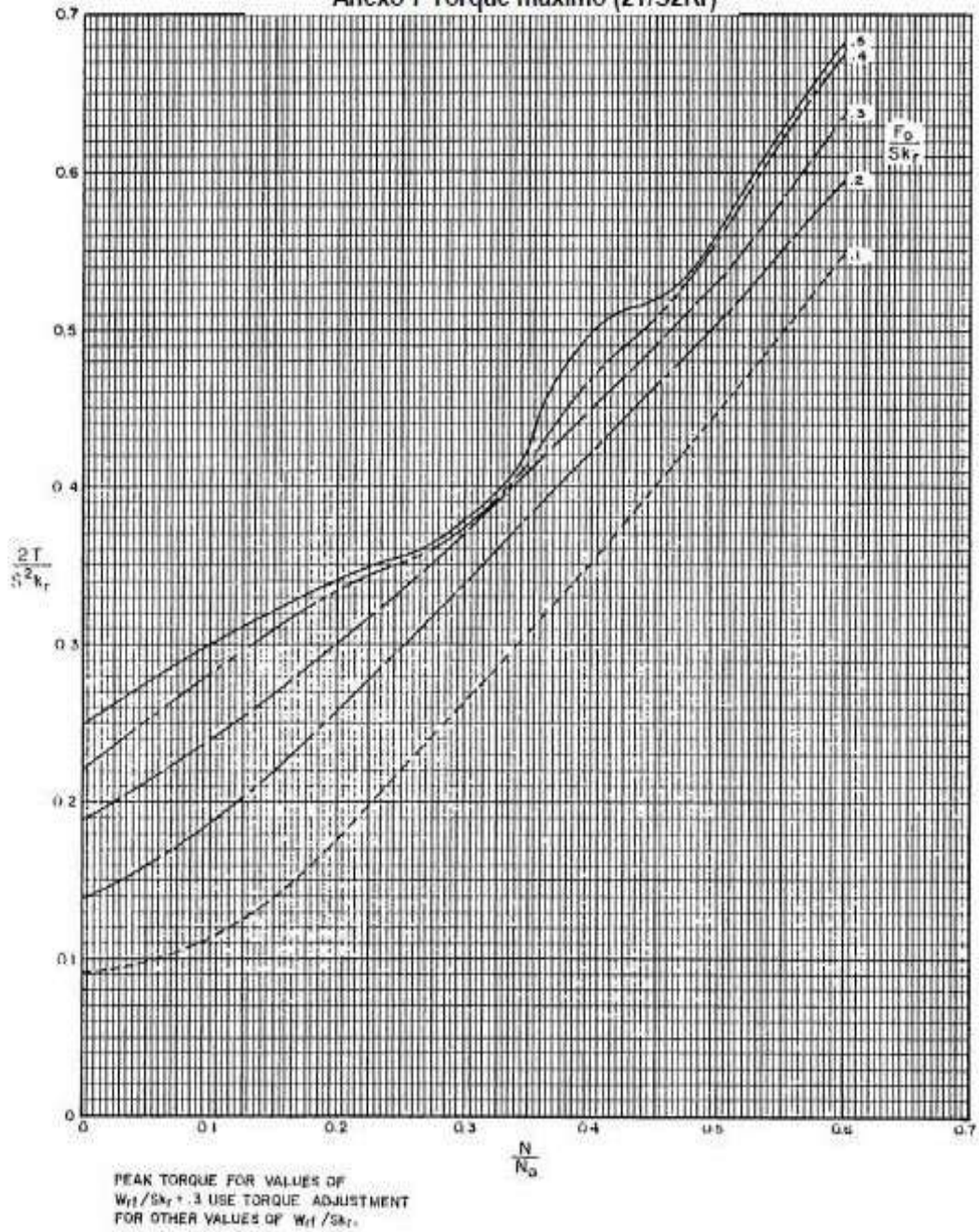


Figura A1. 4 Relación Adimensional (2T/S2Kr) (American Petroleum Institute, 1998)

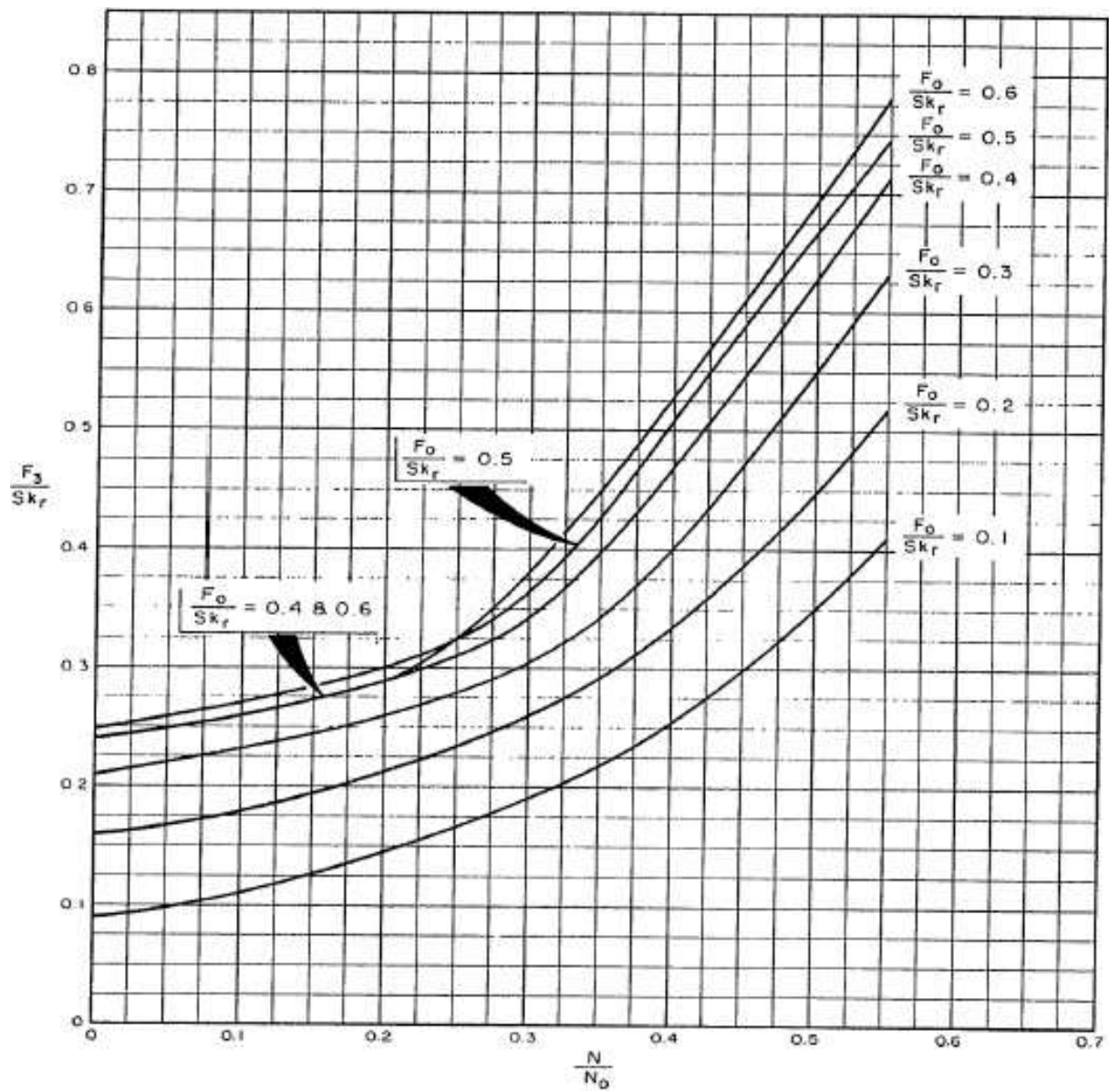


Figura A1. 5 Potencia en la barra lisa (F_3/SK_r) (American Petroleum Institute, 1998)

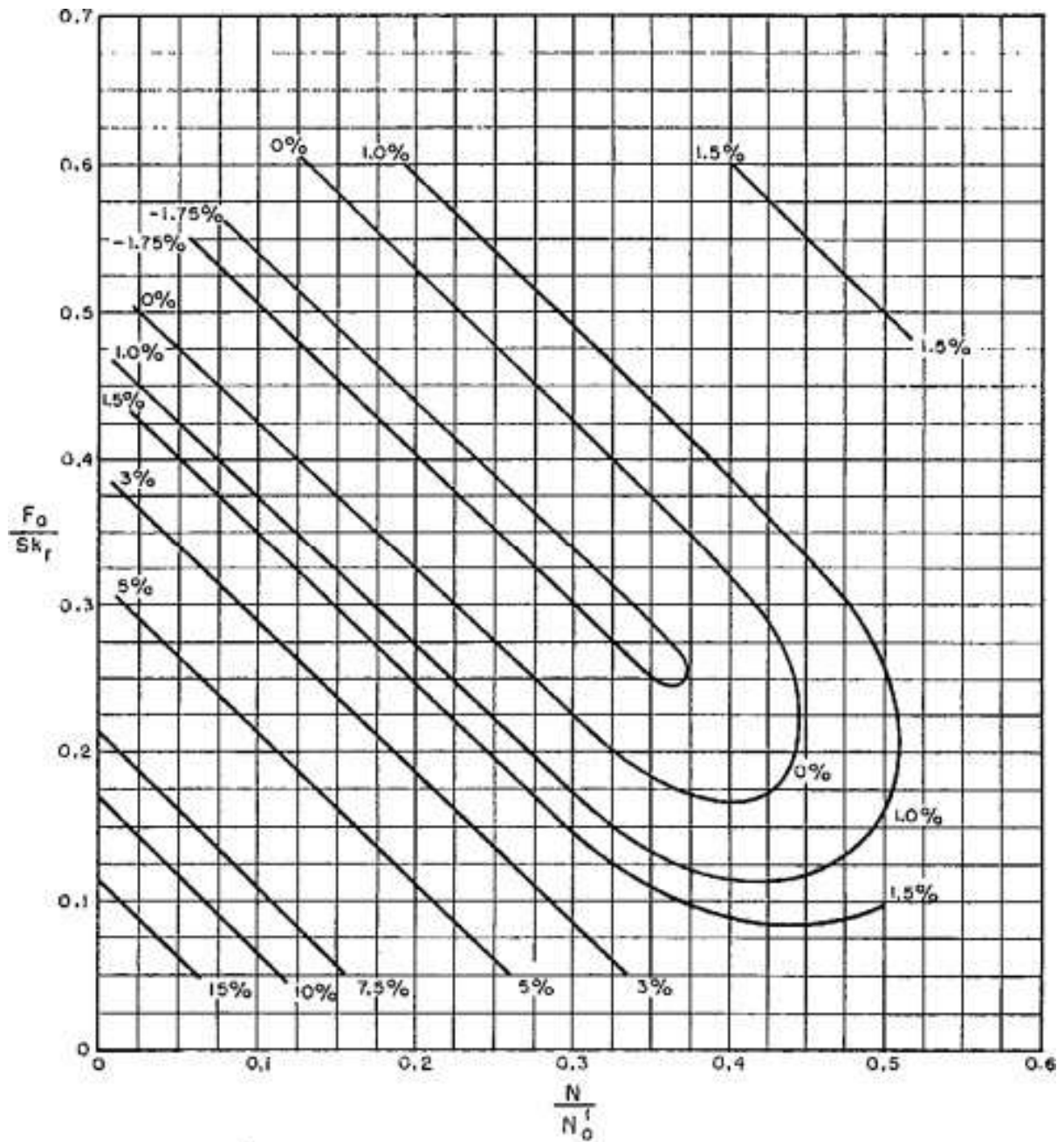


Figura A1. 6 Factor de torque máximo T_a (ajuste), para valores de wrf/skr , diferentes de 0,3 (American Petroleum Institute, 1998)

ANEXO B

Tamaño de Geometrías de Bombas Jet											
National Oilmaster				Kobe				Guiberson			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área	Número	Área
1	0,0024	1	0,0064	1	0,0024	1	0,006	DD	0,0016	0	0,0044
2	0,0031	2	0,0081	2	0,0031	2	0,0077	CC	0,0028	0	0,0071
3	0,0039	3	0,0104	3	0,004	3	0,01	BB	0,0038	0	0,0104
4	0,005	4	0,0131	4	0,0052	4	0,0129	A	0,0055	1	0,0143
5	0,0064	5	0,0167	5	0,0067	5	0,0167	B	0,0095	2	0,0189
6	0,0081	6	0,0212	6	0,0086	6	0,0215	C	0,0123	3	0,0241
7	0,0103	7	0,0271	7	0,0111	7	0,0278	D	0,0177	4	0,0314
8	0,0131	8	0,0346	8	0,0144	8	0,0359	E	0,0241	5	0,038
9	0,0167	9	0,0441	9	0,0186	9	0,0464	F	0,0314	6	0,0452
10	0,0212	10	0,0562	10	0,024	10	0,0599	G	0,0452	7	0,0531
11	0,0271	11	0,031	11	0,031	11	0,0774	H	0,0661	8	0,0661
12	0,0346	12	0,091	12	0,04	12	0,1	I	0,0855	9	0,0804
13	0,0441	13	0,1159	13	0,0517	13	0,1292	J	0,1257	10	0,0962
14	0,0562	14	0,1476	14	0,0668	14	0,1668	K	0,159	11	0,1195
15	0,0715	15	0,1879	15	0,0863	15	0,2154	L	0,1963	12	0,1452
16	0,091	16	0,2392	16	0,1114	16	0,2783	M	0,2463	13	0,1772
17	0,1159	17	0,3046	17	0,1439	17	0,3594	N	0,3117	14	0,2165
18	0,1476	18	0,3878	18	0,1858	18	0,4642	P	0,3848	15	0,2606
19	0,1879	19	0,4938	19	0,24	19	0,5995	16	0,3127		
20	0,2392	20	0,6287	20	0,31	20	0,7743	17	0,375		
21	1	18	0,4513								
22	1,2916	19	0,5424								
23	1,6681	20	0,6518								
24	2,1544										

Tabla B1. 1 Tamaño de Tobera y Garganta por Fabricante (Petrie et al., 1983)

National			Kobe		
Relación			Relación		
Tobera	Garganta	R	Tobera	Garganta	R
N	N-1	0,483X	N	N-1	0,517A-
N	N-1	0,380A	N	N-1	0,400A
N	N+1	0,299B	N	N+1	0,310B
N	N+2	0,235C	N	N+2	0,240C
N	N+3	0,184D	N	N+3	0,186D
N	N+4	0,145E	N	N+4	0,144E

Tabla BI. 2 Relación R para fabricante National y Kobe (Petrie et al., 1983)

ÁREA ANULAR As						
Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0,004	0,0057	0,008	0,0108	0,0144
2	0,0033	0,005	0,0073	0,0101	0,0137	0,0183
3	0,0042	0,0065	0,0093	0,0129	0,0175	0,0233
4	0,0054	0,0082	0,0118	0,0164	0,0222	0,0296
5	0,0068	0,0104	0,015	0,0208	0,0282	0,0377
6	0,0087	0,0133	0,0191	0,0265	0,036	0,0481
7	0,0111	0,0169	0,0243	0,0338	0,0459	0,0612
8	0,0141	0,0215	0,031	0,0431	0,0584	0,0779
9	0,0179	0,0274	0,0395	0,0548	0,0743	0,0992
10	0,0229	0,035	0,0503	0,0698	0,0947	0,1264
11	0,0291	0,0444	0,0639	0,0888	0,1205	0,1608
12	0,0369	0,0564	0,0813	0,113	0,1533	0,2046
13	0,0469	0,0718	0,1035	0,1438	0,1951	0,2605
14	0,0597	0,0914	0,1317	0,183	0,2484	0,3316
15	0,0761	0,1164	0,1677	0,2331	0,3163	0,4223
16	0,0969	0,1482	0,2136	0,2968	0,4028	0,5377
17	0,1234	0,1888	0,272	0,3779	0,5128	
18	0,1571	0,2403	0,3463	0,4812		
19	0,2	0,306	0,4409			
20	0,2546	0,3896				

Tabla BI. 3 Áreas anulares a considerar para fabricante National (Petrie et al., 1983)

ÁREA ANULAR As						
Tobera	A-	A	B	C	D	E
1	0,0036	0,0053	0,0076	0,0105	0,0143	
2	0,0029	0,0046	0,0069	0,0098	0,0136	0,0184
3	0,0037	0,006	0,0089	0,0127	0,0175	0,0231
4	0,0048	0,0077	0,0115	0,0164	0,0227	0,0308
5	0,0062	0,01	0,0149	0,0211	0,0293	0,0397
6	0,008	0,0129	0,0192	0,0273	0,0378	0,0513
7	0,0104	0,0167	0,0248	0,0353	0,0488	0,0663
8	0,0134	0,0216	0,032	0,0456	0,0631	0,0856
9	0,0174	0,0278	0,0414	0,0589	0,0814	0,1106
10	0,0224	0,036	0,0534	0,076	0,1051	0,1428
11	0,0289	0,0464	0,069	0,0981	0,1358	0,184
12	0,0374	0,0599	0,0891	0,1268	0,1749	0,2382
13	0,0483	0,0774	0,1151	0,1633	0,2265	0,3076
14	0,0624	0,1001	0,1482	0,2115	0,2926	0,3974
15	0,0806	0,1287	0,192	0,2731	0,378	0,5133
16	0,1036	0,1668	0,2479	0,3528	0,4881	0,6629
17	0,1344	0,2155	0,3203	0,4557	0,6304	0,8562
18	0,1735	0,2784	0,4137	0,5885	0,8142	1,1058
19	0,2242	0,3595	0,5343	0,76	1,0516	1,4282
20	0,2896	0,4643	0,6901	0,9817	1,3583	1,8444

Tabla BI. 4 Áreas anulares para fabricante Kobe (Petrie et al., 1983)

RELACIONES Y AREA ANULAR - GUIBERSON									
Tobera									
DD	Gargantas	0	0						
	R	0,36	0,22						
	As	0,0028	0,0056						
CC	Gargantas	0	0	0	1				
	R	0,64	0,4	0,27	0,2				
	As	0,0016	0,0043	0,0076	0,0115				
BB	Gargantas	0	0	1	2				
	R	0,54	0,37	0,27	0,2				
	As	0,0032	0,0065	0,0105	0,015				
A	Gargantas	0	1	2	3				
	R	0,53	0,39	0,29	0,23				
	As	0,0048	0,0088	0,0133	0,0185				
B	Gargantas	0	1	2	3	4	5	6	
	R	0,92	0,66	0,5	0,4	0,3	0,25	0,21	
	As	0,0009	0,0048	0,0094	0,0145	0,0219	0,0285	0,0357	
C	Gargantas	1	2	3	4	5	6	7	
	R	0,86	0,65	0,51	0,39	0,32	0,27	0,23	
	As	0,002	0,0066	0,0118	0,0191	0,0257	0,033	0,0408	
D	Gargantas	3	4	5	6	7	8	9	
	R	0,74	0,56	0,46	0,39	0,33	0,27	0,22	
	As	0,0064	0,0137	0,0203	0,0276	0,0354	0,0484	0,0628	
E	Gargantas	4	5	6	7	8	9	10	11
	R	0,77	0,63	0,53	0,45	0,36	0,3	0,25	0,2
	As	0,0074	0,014	0,0212	0,029	0,042	0,0564	0,0722	0,0954
F	Gargantas	6	7	8	9	10	11	12	
	R	0,69	0,59	0,48	0,39	0,33	0,26	0,22	
	As	0,0138	0,0217	0,0346	0,049	0,0648	0,088	0,1138	
G	Gargantas	8	9	10	11	12	13	14	
	R	0,68	0,56	0,47	0,38	0,31	0,26	0,21	
	As	0,0208	0,0352	0,051	0,0742	0,1	0,132	0,1712	
H	Gargantas	10	11	12	13	14	15	16	
	R	0,69	0,55	0,45	0,37	0,3	0,25	0,21	
	As	0,0302	0,0534	0,0792	0,1112	0,1504	0,1945	0,2467	
I	Gargantas	11	12	13	14	15	16	17	
	R	0,72	0,59	0,48	0,4	0,33	0,27	0,23	
	As	0,0339	0,0597	0,0917	0,1309	0,175	0,2272	0,2895	
J	Gargantas	13	14	15	16	17	18	19	
	R	0,71	0,58	0,48	0,4	0,34	0,28	0,23	
	As	0,0515	0,0908	0,1349	0,1871	0,2493	0,3256	0,4167	
K	Gargantas	15	16	17	18	19	20		
	R	0,61	0,51	0,42	0,35	0,29	0,24		
	As	0,1015	0,1537	0,216	0,2922	0,3833	0,4928		
L	Gargantas	16	17	18	19	20			
	R	0,63	0,52	0,44	0,36	0,3			
	As	0,1164	0,1787	0,2549	0,346	0,4555			
M	Gargantas	17	18	19	20				
	R	0,66	0,55	0,45	0,38				
	As	0,1287	0,205	0,2961	0,4055				
N	Gargantas	18	19	20					
	R	0,69	0,57	0,48					
	As	0,1395	0,2306	0,3401					
P	Gargantas	19	20						
	R	0,71	0,59						
	As	0,1575	0,267						

Tabla B1. 5 Relaciones y Áreas anulares para fabricante Guiberson (Petrie et al., 1983)