

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



TRABAJO DIRIGIDO

"ANÁLISIS DE DATOS EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE OIL INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP CURVE EN POZOS DE GAS Y PETRÓLEO EN BOLIVIA"

POSTULANTE: UNIV. LIZANDRO VICENTE MORANTE

TUTOR: M.SC. ING. PEDRO REYNALDO MARIN DOMINGUEZ

ASESOR: ING. MAURICIO JESUS ORTUÑO RIVEROS

EMPRESA: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

LA PAZ – BOLIVIA

Mayo - 2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

INSTITUCIÓN

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – A.N.H.

DIRECCIÓN DE EXPLORACION Y EXPLOTACION – D.E.E.



TRABAJO DIRIGIDO

**"ANÁLISIS DE DATOS EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE OIL INFLOW
PERFORMANCE RELATIONSHIP CURVE EN POZOS DE GAS Y PETRÓLEO
EN BOLIVIA"**

POSTULANTE: UNIV. LIZANDRO VICENTE MORANTE
TUTOR: M.SC. ING. PEDRO REYNALDO MARIN DOMINGUEZ
ASESOR: ING. MAURICIO JESUS ORTUÑO RIVEROS
UNIVERSIDAD: UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

LA PAZ – BOLIVIA

Mayo - 2024

Dedicatoria

El resultado final de este trabajo se lo quiero dedicar a mi papá Wilfredo Vicente Cachi. y mi querida mamá Celia Morante Nina., quienes desde que tengo memoria han sacrificado mucho por proveerme una buena educación, me han dado el arma más poderosa que puede darle un padre y una madre a un hijo: educación, gracias a todos estos años apoyándome hoy logro concluir la carrera que con tanto amor me aconsejaron, con esta herramienta poder vivir esa vida que soñaron para mí.

Agradecimientos:

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a Dios, quien ha sido fuente de fortaleza y guía a lo largo de este camino académico.

Agradecer a todos mis docentes de la carrera de Ingeniería Petrolera de la UMSA, quienes me forjaron y me transmitieron no solo su conocimiento, sino sus experiencias de trabajo y vida, en especial a mis tutores a los Ingenieros Reynaldo Marín D. y Mauricio J. Ortuño R. por su invaluable contribución, sus comentarios, paciencia y sugerencias fundamentales para mejorar la calidad y precisión del presente trabajo.

Dar las gracias a los ingenieros: Cristian Burgoa Rodríguez - director de la Dirección de Exploración y Explotación (ANH-DEE), Sergio Imaña Guzmán (ANH-DEE), José Daniel Suarez Murillo (ANH-DOER), y a toda la familia de la Dirección de Exploración y Explotación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, sin ellos este proyecto no hubiera sido posible, gracias por la confianza depositada en mí, ha sido un honor trabajar con este gran equipo.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.2.1 ANTECEDENTES GENERALES	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.4 OBJETIVOS Y ACCIONES	3
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.5 METAS	3
1.6 JUSTIFICACIÓN	4
1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA	4
1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	4
1.6.3 JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL	4
1.7 ALCANCES	4
1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO	4
1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO	4
1.7.3 ALCANCE TEMPORAL	4
1.8 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION	5
1.8.1 PARADIGMA DE LA INVESTIGACION	5
1.8.2 ENFOQUE DE LA INVESTIGACION CIENTIFICA	5
1.8.3 TIPO DE INVESTIGACION	5
CAPÍTULO 2	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 COMPETENCIAS DE LA ANH	6
2.1.1 REGULAR	6
2.1.2 SUPERVISAR	6
2.1.3 CONTROLAR	6
2.1.4 FISCALIZAR	6
2.2 GENERALIDADES	6

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

2.3 REGÍMENES DE FLUJO	7
2.3.1 FLUJO TRANSIENTE.....	8
2.3.2 FLUJO EN ESTADO ESTACIONARIO	10
2.3.3 FLUJO EN ESTADO PSEUDOESTABLE.....	10
2.3.4 POZO HORIZONTAL.....	13
2.4 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP - IPR	13
2.4.1 IPR PARA RESERVORIOS MONOFÁSICOS	14
2.4.2 IPR PARA RESERVORIOS BIFÁSICOS	15
2.4.3 IPR PARA RESERVORIOS PARCIALES BIFÁSICOS DE PETROLEO	17
2.4.4 IPR PARA RESERVORIOS ESTRATIFICADOS.....	18
2.5 CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR	19
2.6 IPR FUTURA	20
2.6.1 MÉTODO DE VOGEL.....	20
2.6.2 MÉTODO DE FETKOVICH.....	21
2.7 IPR PARA POZOS DE GAS	23
2.7.1 RENDIMIENTO DE POZOS DE GAS VERTICALES.....	23
2.8 LENGUAJE DE PROGRAMACION - PYTHON.....	30
2.9 SISTEMA OPERATIVO LINUX	31
2.9.1 ORIGEN Y DESARROLLO	31
2.9.2 ENTORNO DE ESCRITORIO	31
2.9.3 HERRAMIENTAS PROPIETARIAS.....	31
2.9.4 CASOS APLICATIVOS DEL SISTEMA OPERATIVO.....	32
2.10 SPYDER	32
2.10.1 Editor de código	32
2.10.2 Consola IPython:.....	32
2.10.3 Explorador de variables:.....	32
2.10.4 Ayuda contextual:.....	33
2.10.5 Herramientas para el análisis científico:.....	33
2.10.6 Integración con IPython y Jupyter:	33
2.10.7 Inspección de Objetos:	33
2.10.8 Explorador de variables y archivos:.....	33
2.11 LIBRERIAS Y MODULOS PARA ANALISIS DE DATOS.....	33
2.11.1 Numpy.....	33

2.11.2 Pandas	34
2.11.3 Math	34
2.11.4 Openpyxl	34
2.11.5 Array	34
2.11.6 cProfile	35
2.11.7 fileinput	35
2.11.8 pickle	35
2.11.9 Turtle	36
2.11.10 Matplotlib.....	36
2.11.11 Sklearn.linear_model.....	36
CAPITULO 3	37
MARCO APLICATIVO Y DESARROLLO DEL TRABAJO	37
3.1 METODOLOGIA.....	37
3.2 SELECCIÓN DE POZOS	38
3.2.1 POZO BQN-N8D	38
3.2.2 ANALISIS DE DATOS – POZO BQN-N8D.....	40
3.2.3 CALCULO DE IPR Y AOF - POZO BQN-N8D.....	42
3.2.4 IPR FUTURA	44
3.2.5 POZO CHE-X5D ST	47
3.2.6 ANALISIS DE DATOS – POZO CHE-X5D ST.....	48
3.2.7 CALCULO IPR Y AOF – POZO CHE-X5D ST.....	50
3.3 INTERFAZ VISUAL EN LINUX-MINT.....	51
3.4 ACTIVIDADES REALIZADAS.....	54
CAPITULO 4	58
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	58
4.1 FACTIBILIDAD ECONÓMICA	58
4.2 ANÁLISIS FODA	59
CAPITULO 5	61
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
5.1 CONCLUSIONES	61
5.2 RECOMENDACIONES	62
6 BIBLIOGRAFIA.....	63
7 ANEXOS.....	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Modelo de depósito de flujo radial vista lateral	7
Figura 2: Modelo de depósito de flujo radial vista superior	8
Figura 3: Esquema de un reservorio con un límite de presión constante	11
Figura 4: Esquema de un embalse con limites sin flujo	11
Figura 5: Típica curva IPR	14
Figura 6: Modelo Generalizado IPR de Vogel	17
Figura 7: Flujo de gas en estado estacionario.....	25
Figura 8: Las tres regiones de presión	27
Figura 9: Campo Boquerón Norte	39
Figura 10: Importación de módulos y librerías de Python.....	40
Figura 11: Introducción de datos.....	40
Figura 12: Datos obtenidos mediante el Modelo de Vogel	41
Figura 13: Datos obtenidos mediante el Modelo de Fetkovich.	41
Figura 14: IPR VOGEL - BQN-N8D	42
Figura 15: Índice de Productividad y AOF – VOGEL.	42
Figura 16: IPR FETKOVICH – BQN-N8D	43
Figura 17: AOF - FETKOVICH.....	43
Figura 18: VOGEL Vs FETKOVICH.	44
Figura 19: IPR FUTURA para 5651 psi Vs 4500 psi	46
Figura 20: Ubicación en superficie del pozo CHE-X5D ST	48
Figura 21: Importación de librerías de Python	48
Figura 22: Introducción de datos.....	49
Figura 23: Datos obtenidos de Q y Pwf	49
Figura 24: Grafica de la pendiente para el Cálculo de IPR	50
Figura 25: IPR CHE-X5D ST.....	51
Figura 26: Interfaz de Linux-Mint	52
Figura 27:Interfaz Linux IPR Pozo petróleo.....	52
Figura 28: Interfaz Linux IPR Futura	53
Figura 29: Interfaz Linux IPR Pozo de Gas.....	53
Figura 30: Reporte Diario de Producción YRA-X1	54
Figura 31: Producción de Petróleo, Gas, Gasolina y Agua YRA-X1.....	55
Figura 32: Reporte de Líquidos.....	55
Figura 33: Reporte Diarios de Producción de Gas	56
Figura 34:Balance de Gas y Líquidos de las distintas operadoras.....	57
Figura 35: Inventario de Fiscalización Mensual.....	57
Figura 36: Costo de Software de la industria Hidrocarburífera	58
Figura 37: Análisis FODA.....	59
Figura 38: Calculo Presión de Fondo	70
Figura 39: Modelo Python VOGEL Petróleo 1.....	71
Figura 40: Modelo Python VOGEL Petróleo 2.....	72

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

Figura 41: Modelo Python Fetkovich Petróleo 1	73
Figura 42: Modelo Python Fetkovich Petróleo 2	74
Figura 43: Modelo Python IPR Well Testing Point 1	75
Figura 44: Modelo Python IPR Well Testing Point 2	76
Figura 45: Modelo Python IPR Futuro	77
Figura 46: Modelo Pozo de Gas 1	78
Figura 47: Modelo Pozo de Gas 2	78
Figura 48: Modelo Pozo de Gas 3	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ubicación del Pozo BQN-N8D	38
Tabla 2: Datos pozo BQN-N8D 2023.....	38
Tabla 3: Propiedades de Reservorio obtenidas con Python	44
Tabla 4: Valores obtenidos por Python para 5651 psi - 4500 psi.....	45
Tabla 5: Ubicación del Pozo CHE-X5D ST	47
Tabla 6: Datos pozo CHE-X5D ST 2023	47
Tabla 7: Clasificación de Campos según su Reservorio y Operadora	65

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente documento se da a conocer todo lo desarrollado en el Trabajo Dirigido en la presente Institución del Estado la Agencia Nacional de Hidrocarburos (A.N.H.), que tiene como tuición: Fiscalizar, Supervisar, Controlar y Regular con eficacia, eficiencia, calidad y transparencia, todas las actividades relacionadas con la Cadena Hidrocarburíferas, todo esto en el marco de nuestras políticas en territorio Nacional.

En el capítulo 1, establecemos las bases del trabajo dirigido, se presentan las generalidades y se justifica la importancia de comprender ciertos aspectos técnicos para el desarrollo del proyecto. Los objetivos y metas se delinearán para orientar el trabajo y se define el alcance dentro del cual se llevará a cabo el presente trabajo.

En el capítulo 2, se proporciona el aspecto teórico relacionado al campo de estudio el cual se somete el presente trabajo dirigido, se da a conocer cada uno de los casos posibles que coadyuban al entendimiento técnico para el desarrollo y cálculo de variables necesarias para obtener resultados en el presente proyecto.

En el capítulo 3, se dedica a dar a conocer lo trabajado y obtenido de resultados del Trabajo Dirigido, donde se detallan los casos que se tomó en cuenta y los métodos que se utilizaron para poder lograr los resultados esperados, también se detalla las actividades realizadas en la institución.

Finalmente, en el último capítulo se presentan las conclusiones derivadas del trabajo dirigido. Se destacan los logros alcanzados, las lecciones aprendidas y la importancia de un enfoque técnico y operativo equilibrado en el asesoramiento del área de reservorios y producción y todas las áreas que competen en la cadena de Hidrocarburos.

ABSTRACT

In the present document we present all that has been developed in the Directed Work in this State Institution, the National Agency of Hydrocarbons (A.N.H.), which is responsible for: Supervising, Monitoring, Controlling and Regulating with effectiveness, efficiency, quality and transparency, all the activities related to the Hydrocarbon Chain, all this within the framework of our policies in the National territory.

In Chapter 1, we establish the basis of the work to be carried out, we present the generalities and justify the importance of understanding certain technical aspects for the development of the project. The objectives and goals are outlined to guide the work and the scope within which the present work will be carried out is defined.

In chapter 2, the theoretical aspect related to the field of study to which the present work is submitted is provided, and each of the possible cases that contribute to the technical understanding for the development and calculation of variables necessary to obtain results in the present project are presented.

In chapter 3, it is dedicated to present the work and results obtained from the Directed Work, where the cases that were taken into account and the methods that were used to achieve the expected results are detailed, as well as the activities carried out in the institution.

Finally, the last chapter presents the conclusions derived from the directed work. It highlights the achievements, lessons learned and the importance of a balanced technical and operational approach in advising the reservoir and production area and all the areas involved in the hydrocarbon chain.

GLOSARIO DE TERMINOS

A = área de drenaje, ft^2 .

Q_o = caudal de petróleo, stb/día .

D = coeficiente de flujo de no-Darcy, d/Mscf .

Q_g = caudal de gas, Mscf/día .

$Y = 1.78$ = constante de Euler. [1]

h = espesor del reservorio, ft .

C_t = factor de compresibilidad total, psi^{-1} .

C_A = factor de forma de área de drenaje o factor de Dietz, [1]

s = factor de daño, [1]

B_g = factor volumétrico de gas de formación, bbl/scf .

Z = factor de compresibilidad del gas, [1]

J = índice de productividad, bbl/psia .

L = longitud horizontal del pozo ($L/2 < 0.9 r_{eH}$), ft .

\emptyset = porosidad, %

P_{wf} = presión de fondo fluyente, psia .

P_i = presión inicial de reservorio, psia

k = permeabilidad efectiva, md .

k_H = permeabilidad horizontal promedio, md .

k_V = permeabilidad vertical, md .

$\bar{\psi}_r$ = pseudopresión promedio del reservorio de gas real, psi^2/cp .

r_e = radio de drenaje, ft .

r_w = radio de pozo, ft .

r_{eH} = radio de área de drenaje horizontal, ft .

t = tiempo de flujo, hr.

T = temperatura, °R.

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

μ_g = viscosidad del gas, cp.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad el desarrollo de tecnologías computacionales es de vital importancia para la vida moderna, para favorecer el desarrollo de tales tecnologías se han puesto a la disposición de científicos, ingenieros, y programadores herramientas que permiten la ampliación de estas tecnologías, tales como son los lenguajes de programación, entornos de desarrollo, y documentadores de código.

Los pozos de hidrocarburos existentes en Bolivia se caracterizan por su madurez, es decir, el tiempo que llevan en producción en algunos casos supera los 35 años y en ciertos casos dichos pozos se encuentran en proceso de depletación, conocido a su vez como agotamiento natural del pozo. El agotamiento simboliza la caída de presión del yacimiento debido a la producción de los fluidos, por donde en algunos casos la producción de un pozo es de bajo aporte.

La capacidad de entrega del reservorio se puede modelar matemáticamente sobre la base de regímenes de flujo como el flujo transitorio, el flujo en estado estacionario y el flujo en estado pseudoestable.

Se puede formular una relación analítica entre la presión de fondo de pozo y la tasa de producción para un régimen de flujo dado se lo denomina IPR, se aborda para establecer el IPR de diferentes reservorios y configuraciones de pozo.

Como punto importante también se debe analizar la normativa legal que rige las operaciones hidrocarburíferas en el país, misma que se encuentra regulada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos A.N.H., donde el ente regulador se encarga de fiscalizar las condiciones bajo las cuales se debe tratar aspectos referentes a la producción, considerándose, así como una alternativa económicamente viable de tener opción de dar acceso legal a la producción en conjunto.

1.2 ANTECEDENTES

1.2.1 ANTECEDENTES GENERALES

En los inicios de la industria petrolera, no se tenían un adecuado control sobre los hidrocarburos que se extraían de los pozos productores de petróleo ya que se carecían de conocimientos, con el paso del tiempo la profundidad a la que se encontraban los yacimientos fue aumentando, así como también la dificultad para su explotación, con el tiempo la tecnología va mejorando haciendo que la ingeniería sea capaz de poder extraer hidrocarburos de manera más efectiva, minimizando el impacto ambiental.

Actualmente, la gran complejidad de la extracción del petróleo hace necesario la implementación de nuevas tecnologías, y en este caso se propone elaborar un análisis de datos en Python para el cálculo de Oil Inflow Performance Relationship Curve en pozos de gas y petróleo en Bolivia

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha adoptado como software libre al sistema operativo Linux, por lo que las actividades de fiscalización, regularización, control y supervisión pueden verse afectadas debido a las limitaciones que implica el uso de software libre. En ese sentido, el proyecto pretende aportar con la implementación de una herramienta elaborada con código en Python que pueda ejecutarse en Linux - Mint

1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Es posible realizar el análisis de datos que lleva a cabo la Agencia Nacional de Hidrocarburos en la Dirección de Exploración y Explotación para el cálculo de Oil Inflow Performance Relationship en pozos de Bolivia por medio del desarrollo de una herramienta codificada en el lenguaje de programación python?

1.4 OBJETIVOS Y ACCIONES

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una serie de códigos mediante el lenguaje de programación Python para el cálculo de la curva de comportamiento Oil Inflow Performance en Pozos de Gas y Petróleo en Bolivia.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS Y ACCIONES DE LA INVESTIGACIÓN

- Evaluar, categorizar las variables de entrada para el análisis de IPR
- Elaborar un código con el lenguaje de programación Python que tenga la capacidad de elaborar la curva IPR
- Realizar el análisis de datos para la obtención de AOF e índice de productividad para pozos de petróleo y gas, previamente seleccionados.
- Evaluar económicamente el proyecto.

1.5 METAS

Realizar una herramienta en Python que contribuya al crecimiento o la mejora de la Dirección de Exploración y Explotación. Por lo cual la meta es terminar el proyecto con el mayor de los éxitos, obteniendo resultados que sean significativos y así poder brindar recomendaciones respecto al área técnica de la Dirección.

Desarrollar habilidades y competencias específicas para el área de reservorios y producción de la Dirección de Exploración y Explotación (D.E.E.) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (A.N.H.), desde habilidades técnicas, habilidades de gestión, habilidades de comunicación entre otras.

Adquirir conocimiento y comprensión del sector o industria donde se desarrolla la Dirección de Exploración y Explotación, esto implica el estudio de tendencias, análisis del sector, investigación de la industria y comprensión de las dinámicas y desafíos del sector.

Fomentar la innovación, estimulando la generación de ideas y propuestas involucrando la realización de actividades de investigación y desarrollo, la identificación de nuevas tecnologías o la implementación de métodos para resolver problemas del diario vivir.

1.6 JUSTIFICACIÓN

1.6.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La elaboración de curvas IPR con el lenguaje de programación Python permite comprender la productividad de los pozos petroleros y gasíferos, lo que contribuirá directamente a la Dirección de Exploración y Explotación coadyuvando en los análisis de los Planes Anuales de Operación (PAO) presentados por YPFB para aprobación de la ANH, los cuales incluyen datos de producción en pozos de Bolivia, sin disminuir la calidad y exactitud, simulando situaciones reales que pueden darse al producir hidrocarburos y puedan tomar las decisiones correctas.

1.6.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

La aplicación del mismo permitirá mantener rangos óptimos de bajo costo. Esto resultaría en ahorros significativos en términos de recursos humanos, licencias y logística utilizados para el análisis de IPR.

1.6.3 JUSTIFICACIÓN AMBIENTAL

Se consideran todos los aspectos relacionados al Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos (DS 24335), enfatizando que el impacto ambiental concerniente al presente proyecto no afecta el ecosistema hidrocarburífero del país.

1.7 ALCANCES

1.7.1 ALCANCE TEMÁTICO

Los temas que debe ser considerados para la elaboración del presente perfil de trabajo dirigido son: producción de hidrocarburos, ingeniería básica de producción, análisis nodal.

1.7.2 ALCANCE GEOGRÁFICO

El presente proyecto podrá ser abarcado en todo el territorio nacional de Bolivia.

Dado que el presente proyecto está dado tanto para pozos de petróleo y gas y ya con la herramienta computacional se podrá elaborar la curva IPR.

1.7.3 ALCANCE TEMPORAL

El presente proyecto se lo desarrollara en un lapso de tiempo de 5 meses a partir del mes de noviembre, hasta el mes de marzo de la gestión 2024

1.8 METODOLOGIA DE LA INVESTIGACION

1.8.1 PARADIGMA DE LA INVESTIGACION

La investigación como tal tendrá como base epistemológica el positivismo y el método científico como guía para su elaboración. La razón de la elección de este paradigma es porque es el que mejor se adapta a las características y necesidades de la investigación.

El paradigma positivista y su consecuente enfoque cuantitativo permitirá analizar y calcular el rendimiento de pozos de gas y petróleo en los campos hidrocarburíferos de Bolivia.

1.8.2 ENFOQUE DE LA INVESTIGACION CIENTIFICA

El proyecto constara de un enfoque cuantitativo porque a través de la recolección de datos e información provenientes de datos de pozos se propone calcular el IPR para su respectivo desglose de resultados.

1.8.3 TIPO DE INVESTIGACION

Por el tipo de investigación, el presente proyecto reúne todas las condiciones metodológicas de una investigación tecnológica, por lo que se utilizaran conocimientos de Ingeniería de Reservorios, Ingeniería de Producción y programación con Python.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 COMPETENCIAS DE LA ANH

Las competencias de la ANH, establecidas en la Constitución Política del Estado, Ley N.º 1600 y la Ley N.º 3058 son:

2.1.1 REGULAR

Facultad de establecer condiciones técnicas, legales, económicas y administrar procesos para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas dentro de un marco normativo a objeto de ejercer supervisión, control, fiscalización y garantizar los derechos concurrentes de un determinado sector.

2.1.2 SUPERVISAR

Función de inspeccionar in situ y/o en línea, una actividad para determinar si el trabajo es realizado de forma satisfactoria de acuerdo con la normativa aplicable y con las mejores prácticas de la industria.

2.1.3 CONTROLAR

Atribución administrativa que mide y evalúa el desempeño de la actividad del ente sujeto a regulación, en función a la normativa aplicable, a fin de tomar la acción preventiva y/o correctiva necesaria para que cumpla y/o alcance las actividades planificadas.

2.1.4 FISCALIZAR

Potestad de ejercer una evaluación posterior a las actividades ejecutadas por el ente sujeto a regulación, a objeto de identificar el cumplimiento de sus compromisos en virtud a la normativa aplicable, con la finalidad de determinar responsabilidades, establecer sanciones y permitir la implementación de ajustes en la regulación. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2017)

2.2 GENERALIDADES

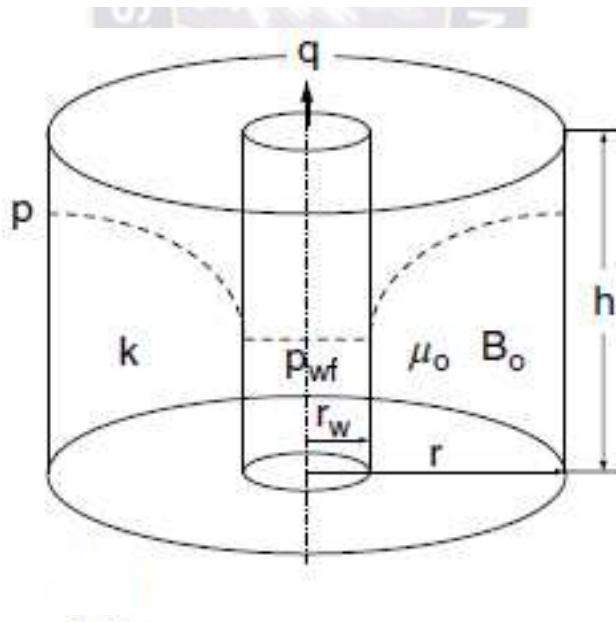
Los hidrocarburos son compuestos químicos formados exclusivamente por átomos de carbono e hidrogeno. Dada su composición elemental, son considerados compuestos orgánicos. Los hidrocarburos son fundamentales y tienen un papel crucial en la industria del

petróleo y el gas debido a que son los principales constituyentes de los combustibles fósiles. (Comunidad Petrolera, 2009)

2.3 REGÍMENES DE FLUJO

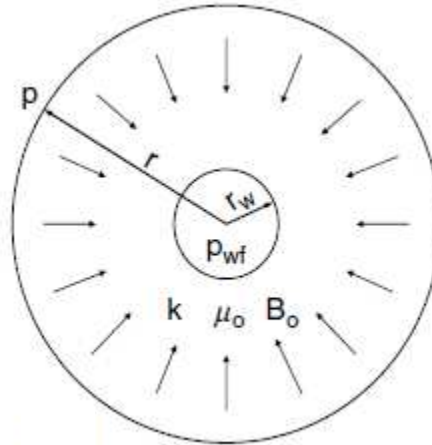
Cuando se abre un pozo vertical para producir petróleo a una tasa de producción q , se crea un embudo de presión de radio r alrededor del pozo, como se ilustra con la línea de puntos en la figura 1. En este modelo de reservorio, h es el espesor del reservorio, k es la permeabilidad horizontal efectiva del reservorio, μ_o viscosidad del petróleo, B_o es el factor volumétrico de petróleo, r_w es el radio del pozo, p_{wf} es la presión de fondo fluente de pozo y p es la presión de reservorio a la distancia r de la línea central del pozo. Las líneas de flujo en la región cilíndrica forman un patrón de flujo radial horizontal como se muestra en la figura 2. (Guo et al, s.f.)

Figura 1: Modelo de depósito de flujo radial vista lateral



Fuente: Boyun Guo, William C. Lyons and Aly Ghalambor; Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach

Figura 2: Modelo de depósito de flujo radial vista superior



Fuente: Boyun Guo, William C. Lyons and Aly Ghalambor; *Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach*

2.3.1 FLUJO TRANSIENTE

Se define como un régimen de flujo en el que el radio de propagación de la onda de presión desde el pozo no ha alcanzado ningún límite del reservorio. Durante el flujo transitorio, el embudo de presión en desarrollo es pequeño en relación con el tamaño del reservorio. Por lo tanto, el reservorio actúa como un reservorio infinitamente grande desde el punto de vista del análisis de presión transitoria.

Suponiendo un flujo de petróleo monofásico en el yacimiento, se han desarrollado varias soluciones analíticas para describir el comportamiento del flujo transiente como ser la que propone Dake (1978). Una solución de tasa constante expresada por la ec. 2.1 es utilizada frecuentemente en ingeniería de producción. (Guo et al, s.f.)

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q B_o \mu_o}{k h} * \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \quad (2.1)$$

Donde

P_{wf} = presión de fondo fluyente, psia.

P_i = presión inicial de reservorio, psia

q = caudal, stb/día.

μ_o = viscosidad del petróleo, cp.

k = permeabilidad efectiva, md.

h = espesor del reservorio, ft.

t = tiempo de flujo, hr.

\emptyset = porosidad, l.

C_t = factor de compresibilidad total, psi^{-1} .

R_w = radio del pozo a la altura de la arena productora, ft.

Debido a que los pozos de producción de petróleo normalmente se operan a una presión constante en el fondo del pozo debido a la presión constante en la cabeza del pozo impuesta por un tamaño constante del estrangulador, una solución de presión constante en el fondo de pozo es más deseable para el análisis del desempeño del flujo de entrada del pozo. Con una disposición adecuada de las condiciones de frontera interna, Earlougher (1977) desarrollo una solución de presión de fondo de pozo constante, similar a la ec. 2.1

$$q = \frac{kh (P_i - P_{wf})}{162.6 B_o \mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\emptyset \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)} \quad (2.2)$$

La misma es utilizada para el análisis transitorio del desempeño de pozos en ingeniería de producción.

La ec. 2.2 indica que la tasa de petróleo disminuye con el tiempo de flujo. Esto se debe a que el radio del embudo de presión, sobre el cual actúa la reducción de presión ($P_i - P_{wf}$) aumenta con el tiempo, es decir, el gradiente de presión general del reservorio disminuye con el tiempo.

Para pozos de gas la solución transiente es:

$$q_g = \frac{kh[m(P_i) - m(P_{wf})]}{1638 T \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right)} \quad (2.3)$$

Donde q_g es la tasa de producción en Mscf/d, T es la temperatura en °R y $m(p)$ es la pseudopresión del gas real definida como:

$$m(p) = \int_{P_b}^P \frac{2p}{\mu z} dp \quad (2.4)$$

2.3.2 FLUJO EN ESTADO ESTACIONARIO

Lo definimos como un régimen de flujo en el que la presión en cualquier punto del reservorio permanece constante a lo largo del tiempo. Esta condición de flujo prevalece cuando el embudo de presión se ha propagado hasta un límite de presión constante. Suponiendo un flujo monofásico, se puede derivar la relación teórica de la ley de Darcy para un reservorio de petróleo en condiciones de flujo en estado estacionario debido a un límite circular de presión constante a una distancia r_e del pozo.

$$q = \frac{kh (P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (2.5)$$

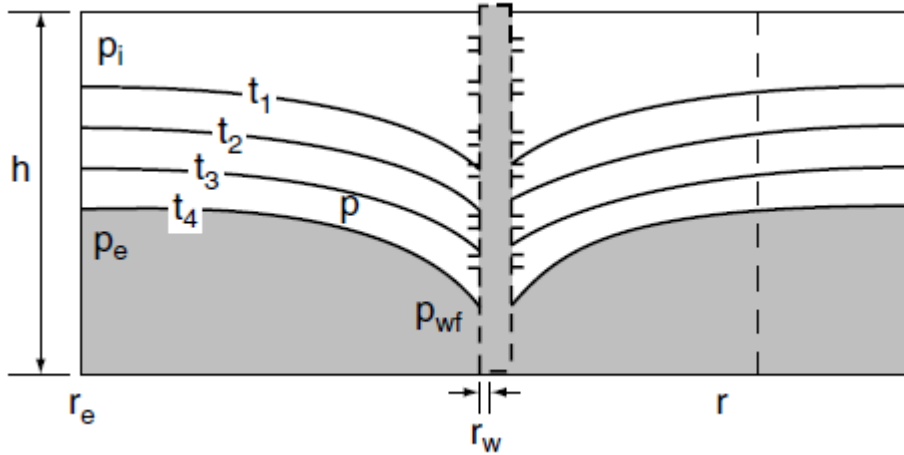
2.3.3 FLUJO EN ESTADO PSEUDOESTABLE

El flujo en estado pseudoestable se define como un régimen de flujo en el que la presión en cualquier punto del reservorio disminuye a la misma tasa constante a lo largo del tiempo. Esta condición de flujo prevalece después de que el embudo de presión que se muestra en la figura 2 se ha propagado a todos los límites sin flujo. Un límite de falta de flujo puede ser una falla de sellado, una restricción de la zona productiva o límites de las áreas de drenaje de los pozos de producción. (Guo et al, s.f.)

En la figura 3 se muestra un esquema del reservorio donde se presenta la presión en el límite sin flujo en el momento. Suponiendo un flujo monofásico, la siguiente relación teórica se puede derivar de la ley de Darcy para una reserva de petróleo en condiciones de flujo en estado pseudoestable debido a un límite circular sin flujo a una distancia r_e del pozo:

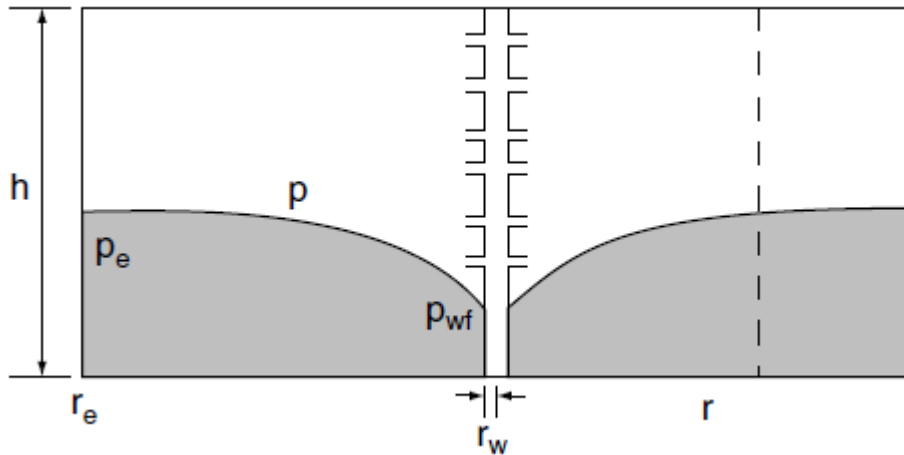
$$q = \frac{k h (P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad (2.6)$$

Figura 3: Esquema de un reservorio con un límite de presión constante



Fuente: Ahmed T. & McKinney; *Advanced Reservoir Engineering*

Figura 4: Esquema de un embalse con límites sin flujo



Fuente: Ahmed T. & McKinney; *Advanced Reservoir Engineering*

El tiempo de flujo requerido para que el embudo de presión alcance el límite circular se pueda expresar como:

$$t_{pss} = 1200 \frac{\phi \mu_o c_t r_e^2}{k} \quad (2.7)$$

Porque P_e en la ec. 2.6 no se conoce en un momento dado, la siguiente expresión usando la presión promedio del reservorio es más útil:

$$q = \frac{kh (\bar{P} - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (2.8)$$

Donde \bar{P} es la presión promedio del reservorio en psia.

Si los límites sin flujo delimitan un área de drenaje de forma no circular, se debe utilizar la siguiente ecuación para el análisis del flujo en estado pseudoestable.

$$q = \frac{kh (\bar{P} - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} + S \right)} \quad (2.9)$$

Donde:

A = área de drenaje, ft².

Y = 1.78 = constante de Euler. I.

C_A = Factor de forma de área de drenaje o factor de Dietz, I.

Para un pozo de gas ubicado en el centro de un área de drenaje circular, la solución en estado pseudo estable es:

$$q_g = \frac{k h [m(\bar{P}) - m(P_{wf})]}{1424 T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + Dq_g \right)} \quad (2.10)$$

Donde:

D = Coeficiente de flujo de no-Darcy, d/Mscf.

2.3.4 POZO HORIZONTAL

Para flujo transiente, flujo en estado estacionario y flujo en estado pseudoestable, también pueden existir en reservorios perforados por pozos horizontales. Hay diferentes modelos matemáticos disponibles en la literatura, como la de Joshi, que presento la siguiente relación considerando el flujo de petróleo en estado estacionario en el plano horizontal y el flujo en estado pseudoestable en el plano vertical (Joshi, 1991)

$$q = \frac{k_H h (P_e - P_{wf})}{141.2\beta\mu \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left[\frac{I_{ani}h}{r_w(I_{ani}+1)} \right] \right\}} \quad (2.11)$$

Donde:

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eH}}{L/2}\right)^4}} \quad (2.12)$$

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (2.13)$$

Donde:

k_H = permeabilidad horizontal promedio, md.

k_V = permeabilidad vertical, md.

r_{eH} = radio de área de drenaje, ft.

L = longitud horizontal del pozo ($L/2 < 0.9 r_{eH}$), ft.

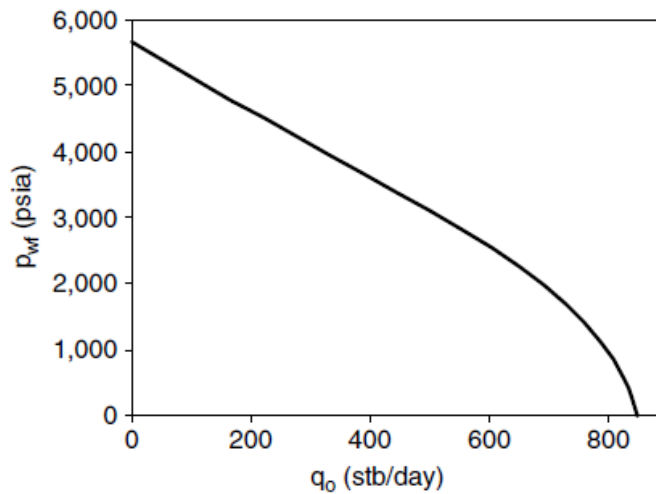
2.4 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP - IPR

El IPR se utiliza para evaluar la capacidad de entrega del reservorio en ingeniería de producción. La curva IPR es una presentación grafica de la relación entre la presión que fluye en fondo de pozo y la tasa de producción de líquido, en la Figura 2 se muestra una curva típica de IPR. La magnitud de la pendiente de la curva IPR se denomina Índice de Productividad, es decir:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad (2.14)$$

Donde J es el índice de productividad. Aparentemente J no es una constante en la región de flujo de dos fases. (Earlougher, R., 1977)

Figura 5: Típica curva IPR



Fuente: Robert C. Earlougher; *Advances in Well Test Analysis - SPE*

2.4.1 IPR PARA RESERVORIOS MONOFÁSICOS

Todos los modelos de flujo de entrada de reservorio se derivaron sobre la base del supuesto flujo de líquidos monofásicos. Esta suposición es válida para reservorios de petróleo subsaturados, o porciones de reservorios reservorio donde la presión está por encima de la presión de burbuja. Las siguientes ecuaciones definen el índice de productividad J para presiones de fondo de pozo que fluyen por encima de la presión del punto de burbuja y son de la siguiente manera:

$$J^* = \frac{q}{(P_i - P_{wf})} = \frac{k h}{162.6 B_o \mu_o \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right)} \quad (2.15)$$

Para flujo transiente radial alrededor de un pozo vertical:

$$J^* = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{k h}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (2.16)$$

Para flujo radial en estado estacionario alrededor de un pozo vertical:

$$J^* = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{k h}{141.2 B_o \mu_o \left(\frac{1}{2} \ln \frac{4 A}{\gamma c_A r_w^2} + S \right)} \quad (2.17)$$

Para flujo es estado pseudoestable alrededor de un pozo vertical:

$$J^* = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{k h}{141.2 B \mu \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right\}} \quad (2.18)$$

Para flujo en estado estacionario alrededor de un pozo horizontal, dado que el índice de productividad (J^*) por encima de la presión del punto de burbuja es independiente de la tasa de producción, la curva IPR para un yacimiento de fase única (líquida) es simplemente una línea recta trazada desde la presión del reservorio hasta la presión del punto de burbuja. Si la presión del punto de burbuja es 0 psig, el flujo abierto absoluto (AOF) es el índice de productividad (J^*) multiplicado por la presión del reservorio. (Ahmed, 2019)

2.4.2 IPR PARA RESERVORIOS BIFÁSICOS

El modelo lineal IPR para valores de presión tan bajos como la presión del punto de burbuja. Por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas de la solución escapa del petróleo y se convierte en gas libre. El gas libre ocupa una parte del espacio poroso, lo que reduce el flujo de petróleo. Este efecto se cuantifica por la reducida permeabilidad relativa. Además, la viscosidad del petróleo aumenta a medida que disminuye el contenido de gas en solución. La combinación del efecto de permeabilidad relativa y el efecto de viscosidad da como resultado una menor tasa de producción de petróleo a una presión de fondo de pozo determinada. Esto hace que la curva IPR se desvíe de la tendencia lineal por debajo de la presión del punto de burbuja, cuanto menor sea la presión, mayor será la desviación. Si la

presión del reservorio está por debajo de la presión inicial del punto de burbuja, existe un flujo bifásico de petróleo y gas en todo el dominio del reservorio y el reservorio se denomina "reservorio bifásico". (Ezekwe)

Sólo se encuentran disponibles ecuaciones empíricas para modelar la IPR de reservorio de dos fases. Estas ecuaciones empíricas incluyen la ecuación de Vogel (1968) ampliada por Standing (1971), la ecuación de Fetkovich (1973), la ecuación de Bandakhlia y Aziz (1989), la ecuación de Zhang (1992) y la ecuación de Retnanto y Economides (1998). La ecuación de Vogel todavía se utiliza ampliamente en la industria, la misma está dada de la siguiente manera:

$$q = q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right] \quad (2.19)$$

O también,

$$P_{wf} = 0.125\bar{P} \left[\sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{max}} \right)} - 1 \right] \quad (2.20)$$

donde q_{max} es una constante empírica y su valor representa el valor máximo posible de entregabilidad del reservorio, o AOF. El q_{max} se puede estimar teóricamente basándose en la presión del reservorio y el índice de productividad por encima de la presión del punto de burbuja. El flujo en estado pseudoestable está dado de la siguiente manera:

$$q_{max} = \frac{J^* \bar{P}}{1.8} \quad (2.21)$$

La ecuación de Fetkovich's, indica que:

$$q = q_{max} \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \right]^n \quad (2.22)$$

O dada también de la siguiente manera:

$$q = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.23)$$

Donde C y n son constantes empíricas y están relacionadas con q_{max} por $C = q_{max}/\bar{P}^{2n}$. La ecuación de Fetkovich con dos constantes es más precisa que el modelado IPR de la ecuación de Vogel.

Nuevamente, las ec. (2.19) y (2.23) son válidas para una presión promedio del reservorio igual o inferior a la presión inicial del punto de burbuja. La ecuación (2.23) se utiliza a menudo para reservorios de gas. (Raymond)

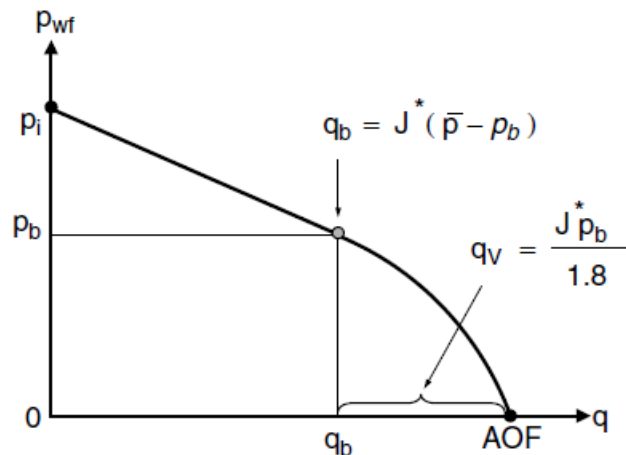
2.4.3 IPR PARA RESERVORIOS PARCIALES BIFÁSICOS DE PETROLEO

Si la presión del reservorio está por encima de la presión del punto de burbuja y la presión que fluye en el fondo del pozo está por debajo de la presión del punto de burbuja, se puede formular un modelo IPR generalizado. Esto se puede hacer combinando el modelo IPR de línea recta para flujo monofásico con el modelo IPR de Vogel para flujo bifásico.

Según el modelo lineal IPR, el caudal a la presión del punto de burbuja es:

$$q_b = J(\bar{P} - P_b) \quad (2.24)$$

Figura 6: Modelo Generalizado IPR de Vogel



Fuente: Ahmed T. & McKinney; Advanced Reservoir Engineering

Basado en el modelo IPR de Vogel, el caudal adicional causado por una presión por debajo de la presión del punto de burbuja se expresa como:

$$\Delta P = q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.25)$$

Por lo cual, el caudal a una presión de fondo de pozo dada que está por debajo de la presión de punto de burbuja se expresa como:

$$q = q_b + q_v \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.26)$$

Debido a que:

$$q_v = \frac{J * P_b}{1.8} \quad (2.27)$$

Por lo cual la ec. 2.26 se convertiría en:

$$q = J(\bar{P} - P_b) + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (2.28)$$

2.4.4 IPR PARA RESERVORIOS ESTRATIFICADOS

Casi todas las formaciones productoras están hasta cierto punto estratificadas. Esto significa que el pozo vertical en la zona de producción tiene diferentes capas con diferentes presiones del reservorio, permeabilidades y fluidos productores. Si se supone que no existe otra comunicación entre estas formaciones (aparte del pozo), la producción provendrá principalmente de las capas de mayor permeabilidad.

A medida que la tasa de producción del pozo aumenta gradualmente, las capas menos consolidadas comenzarán a producir una por una, (GOR progresivamente más bajo),

por lo que el radio de producción caerá a medida que la tasa aumente. Sin embargo, si las capas más agotadas producen en proporciones elevadas debido a las altas saturaciones de gas libre, el RGP general eventualmente comenzará a aumentar a medida que aumente la tasa y este ascenso continuará después de que la zona más permeable haya entrado en producción. Por lo tanto, es de esperar que un pozo que produce a partir de una formación estratificada exhiba un GOR mínimo a medida que aumenta la tasa de producción.

Una de las principales preocupaciones en un sistema multiflujo es que puede ocurrir flujo cruzado entre capas si los fluidos del yacimiento se producen a partir de capas mezcladas que tienen presiones iniciales desiguales. Este flujo cruzado afecta en gran medida el IPR compuesto del pozo, lo que puede resultar en una estimación optimista de la tasa de producción de las capas mezcladas.

El-Banbi y Wattenbarger (1996, 1997) investigaron la productividad de reservorios de gas mezclados basándose en la comparación histórica con los datos de producción. (Mishra, 1984)

2.5 CONSTRUCCIÓN DE CURVA IPR

Para la construcción de curvas IPR de pozos se utiliza parámetros del reservorio que incluyen la permeabilidad de la formación, la viscosidad del fluido, el área, el área de drenaje, el radio de pozo y el factor de daño. Estos parámetros determinan las constantes, por ejemplo: el índice de productividad, para el modelo IPR, sin embargo, los valores de estos parámetros no siempre están disponibles. Por lo tanto, los puntos de prueba (valores medidos de la tasa de producción y la presión que fluye en el fondo de pozo), se utilizan con frecuencia para construir curvas IPR.

Para el caso de un reservorio monofásico (petróleo no saturado), la constante del modelo J puede determinarse de la siguiente manera.

$$J = \frac{q_1}{P - P_{wf1}} \quad (2.29)$$

Donde q_1 es la tasa de producción probada a la presión de fondo fluyente P_{wf1} .

Para un reservorio parcial de dos fases, la constante del modelo J en la ecuación generalizada de Vogel debe determinarse con base en el rango de presión de fondo de pozo

probada. Si la presión de fondo de pozo probada es mayor que la presión de punto de burbuja, el modelo La constante J debe ser determinada por:

$$J = \frac{q_1}{\bar{P} - P_{wf1}} \quad (2.30)$$

Si la presión de fondo del pozo que fluye probada es menor que la presión del punto de burbuja, la constante del modelo J debe determinarse usando la ec. (3.28), por lo tanto:

$$J = \frac{q_1}{(\bar{P} - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.31)$$

2.6 IPR FUTURA

La capacidad de entrega del reservorio disminuye con el tiempo. Durante el período de flujo transitorio en reservorios monofásicos, esta disminución se debe a que el radio del embudo de presión, sobre el cual actúa la reducción de presión ($P_i - P_{wf}$), aumenta con el tiempo, es decir, el gradiente de presión general en el reservorio cae con tiempo. En los reservorios de dos fases, a medida que la presión del reservorio se agota, la capacidad de entrega del reservorio cae debido a la reducción de la permeabilidad relativa al petróleo y al aumento de la viscosidad del petróleo. Los IPR futuros pueden predecirse mediante el método de Vogel y el método de Fetkovich. (Fetkovich, 1975)

2.6.1 MÉTODO DE VOGEL

Ya sea J_p y J_f el índice de productividad presente y el índice de productividad futura, respectivamente. Se puede derivar la siguiente ecuación:

$$\frac{J_f}{J_p} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_p} \quad (2.32)$$

O también:

$$J_f = J_p \frac{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o}\right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o}\right)_p} \quad (2.33)$$

De otra manera:

$$q = \frac{J^* P_f}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_f} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_f} \right)^2 \right] \quad (2.34)$$

Donde P_f es la presión del reservorio en un futuro.

2.6.2 MÉTODO DE FETKOVICH

La forma integral de la relación de flujo de entrada al reservorio para flujo multifásico se da de la siguiente manera:

$$q = \frac{0.007082 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wf}}^{P_e} f(p) dp \quad (2.35)$$

Donde $f(p)$ es una función de la presión, El caso de flujo de dos fases más simples es el de presión constante p_e en el límite exterior r_e , con p_e menor que la presión del punto de burbuja de modo que hay un flujo de dos fases en todo el reservorio.

En estas circunstancias, $f(p)$, tomaremos el valor de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$, donde k_{ro} es la permeabilidad relativa de petróleo a condiciones de saturación en la formación correspondiente a la presión P . En este método, Fetkovich hace el supuesto caso de un buen grado de aproximación, la expresión $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ es una función lineal de P , y es una recta que pasa por el origen. Si P es la presión inicial de la formación, entonces P_e , entonces el supuesto de línea recta es:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{p}{p_i} \quad (2.36)$$

Sustituyendo la ec. (2.36) en la ec. (2.35) e integrando este último se obtiene:

$$q_o = \frac{0.007082 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_i \frac{1}{2p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (2.37)$$

O también:

$$q_o = J(p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (2.38)$$

Donde:

$$J = \frac{0.007082 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_i \frac{1}{2p_i} \quad (2.39)$$

Donde la derivada con respecto a la presión de fondo fluente es:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = -2Jp_{wf} \quad (2.40)$$

Esto implica que la tasa de cambio de q con respecto a p_{wf} es menor en los valores más bajos de la presión de entrada, Modificando la ec. (2.39) para poder tener en cuenta que en la practica P_e no es constaste, sino que disminuye a medida que aumenta la producción acumulada. Se supone que J , disminuirá en proporción a la disminución de la presión promedio del reservorio (área de drenaje). Por lo tanto, cuando la presión estática es $p_e (< p_i)$, la ecuación de IPR seria:

$$q_o = J_i \frac{P_e}{p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (2.41)$$

Otra Alternativa:

$$q_o = J(p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (2.42)$$

Donde:

$$J = J_i \frac{p_e}{p_i} \quad (2.43)$$

Con estas ecuaciones se podrán extrapolar hacia el futuro.

2.7 IPR PARA POZOS DE GAS

La determinación de la capacidad de flujo de un pozo de gas requiere una relación entre la tasa de entrada de gas y la presión de la cara de arena productora o la presión de fondo fluyente. Esta relación de desempeño de flujo de entrada puede establecerse mediante la solución adecuada de la ecuación de Darcy. La solución de la ley de Darcy depende de las condiciones del flujo existente en el reservorio o del régimen de flujo.

Cuando un pozo de gas se produce por primera vez después de estar cerrado por un periodo de tiempo, el flujo de gas en el reservorio sigue un comportamiento de estado inestable hasta que la presión cae en el límite del radio de drenaje del pozo. Luego el comportamiento del flujo pasa por un breve periodo de transición, después del cual alcanza una condición de estado de estado estacionario o pseudoestable. (Chaudhry, 2003)

2.7.1 RENDIMIENTO DE POZOS DE GAS VERTICALES

La solución exacta a la forma diferencial de la ecuación de Darcy para fluidos compresibles bajo la condición de flujo en estado pseudoestable fue dada previamente por la siguiente ecuación:

$$Q_g = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.44)$$

Donde:

Q_g = caudal de gas, Mscf/dia.

k = permeabilidad, md.

$\bar{\psi}_r$ = pseudopresión promedio del reservorio de gas real, psi^2/cp .

T = temperatura, °R.

s = Factor de daño, l.

h = espesor, ft.

r_e = radio de drenaje, ft.

r_w = radio de pozo, ft.

La pseudopresión del gas real ψ_p , o también denominado como $m(p)$, se define por la expresión:

$$\bar{\psi}_r = m(\bar{p}) = \int_{p=0}^{p=\bar{p}_r} \left(\frac{2p}{\mu z} \right) dp \quad (2.45)$$

El índice de productividad J para un pozo de gas se lo puede escribir de manera análoga al de un pozo petrolero como:

$$J = \frac{Q_g}{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}} = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.46)$$

También:

$$Q_g = J(\bar{\psi}_r - \psi_{wf}) \quad (2.47)$$

Con el potencial de flujo abierto absoluto (AOF), es decir, el caudal máximo de gas Q_{max} , se calcula estableciendo que $\psi_{wf} = 0$, para dar:

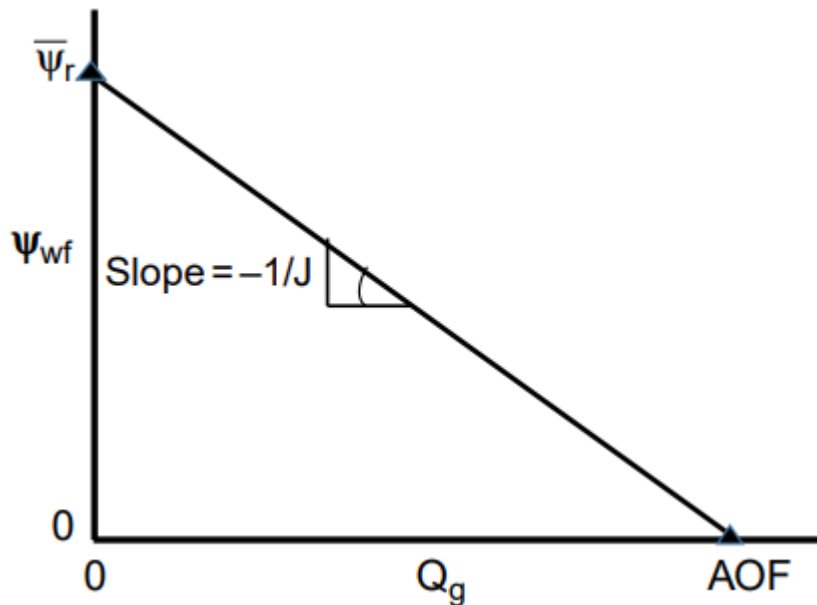
$$Q_{g_{max}} = J\bar{\psi}_r \quad (2.48)$$

La ec. 2.47 se lo puede expresar en una relación lineal como:

$$\psi_{wf} = \bar{\psi}_r - \left(\frac{1}{J}\right) Q_g \quad (2.49)$$

En la ec. 2.49 se indica que una gráfica de ψ_{wf} vs Q_g produciría una línea recta con una pendiente de $\left(\frac{1}{J}\right)$, y una intersección de $\bar{\psi}_r$, como se muestra en la figura 7. Donde si se encuentran disponibles dos caudales estabilizados diferentes, la línea se puede extrapolar y se determina la pendiente para estimar el AOF, J y $\bar{\psi}_r$.

Figura 7: Flujo de gas en estado estacionario



Fuente: Rawlins E.L. & Schellhardt M.A.; *Back-Pressure Data on Natural-Gas Wells and Their Application to Production Practices*

La ec. 2.44 se puede escribir alternativamente en la siguiente forma integral:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} \left(\frac{2p}{\mu Z} \right) dp \quad (2.45)$$

Tomemos en cuenta que (p/z) es directamente proporcional a $(1/B_g)$ donde B_g es el factor volumétrico de formación de gas, que está definido por:

$$B_g = 0.00504 \frac{zT}{p} \quad (2.46)$$

Donde:

B_g = factor volumétrico de gas de formación, bbl/scf.

Z = factor de compresibilidad del gas, l.

T = temperatura, °R.

Reordenando la expresión nos daría:

$$\frac{p}{z} = 0.00504 \frac{T}{B_g} \quad (2.47)$$

Combinando la ecuación anterior con la ec. 2.45 se obtiene:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} \frac{2(0.00504)T}{\mu_g B_g} dp \quad (2.48)$$

En la figura 8 mostrare un gráfico típico de las funciones de presión de gas $(2p/\mu_g z)$ y $(1/\mu_g B_g)$ frente a la presión. La integral en las ec. 2.46 y ec. 2.48 representan el área bajo la curva entre \bar{P}_r y P_{wf} . (Bourdet, 1989)

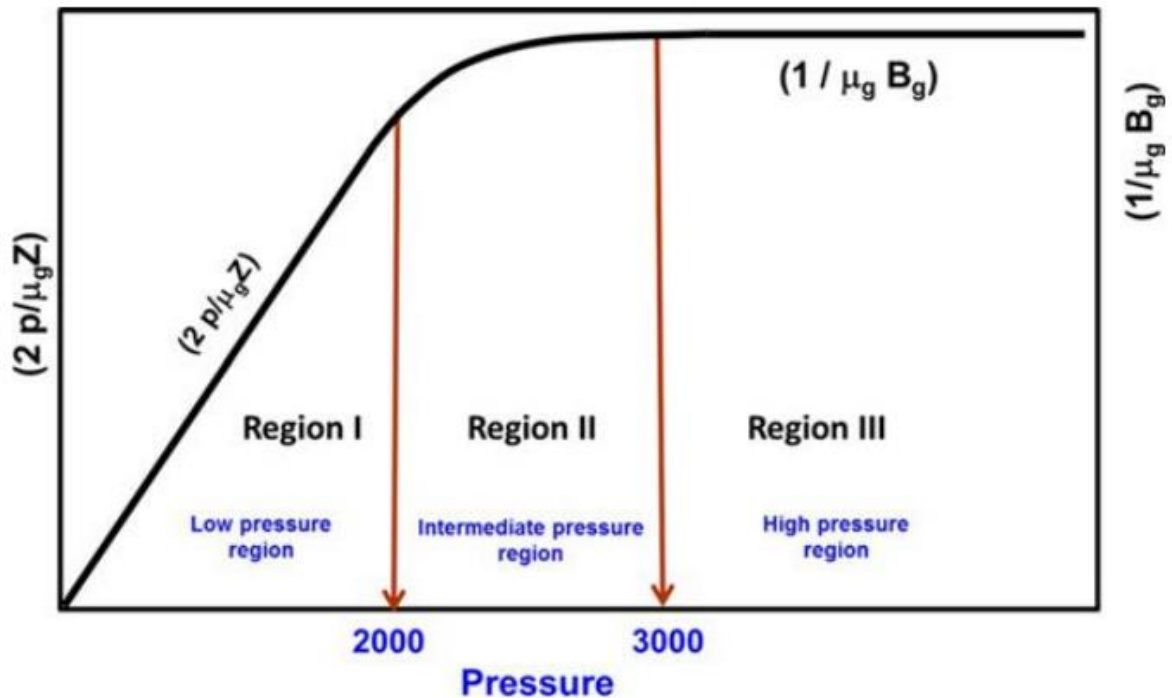
Como se muestra en la figura, la función de presión muestra las siguientes 3 regiones distintas de aplicación de presión.

Región de Alta Presión (High Pressure Region)

Región de Presión Intermedia (Intermediate Pressure Region)

Región de Baja Presión (Low Pressure Region)

Figura 8: Las tres regiones de presión



Fuente: Rawlins E.L. & Schellhardt M.A.; Back-Pressure Data on Natural-Gas Wells and Their Application to Production Practices

Ahora analizaremos a continuación estas regiones junto con las relaciones asociadas que se diseñaron para evaluar el desempeño de la productividad de los pozos de gas ubicados en estas regiones. (Rawlins, E. L. & Schellhardt, M. A., 30 Marzo 2013)

2.7.1.1 REGIÓN DE ALTA PRESIÓN

Cuando tanto P_{wf} , como \bar{P}_r , son superiores a 3000 psi, la función de presión $(1/\mu_g B_g)$ es casi constante. Esta observación sugiere que el término de presión $(1/\mu_g B_g)$ en la ec. 2.48 puede tratarse como una constante y eliminarse fuera de la integral, para dar la siguiente aproximación a la ec. 2.46:

$$Q_g = \frac{7.08(10^{-6})kh}{(\mu_g B_g)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r} dp \quad (2.49)$$

También:

$$Q_g = \frac{7.08(10^{-6})kh(\bar{P}_r - P_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.50)$$

Donde:

Q_g = caudal de gas, Mscf/día.

B_g = factor volumétrico de formación de gas, bbl/scf.

k = permeabilidad, md.

La viscosidad del gas μ_g y el factor volumétrico de formación B_g deben evaluarse en la presión promedio P_{avg} dada por:

$$P_{avg} = \frac{(\bar{P}_r - P_{wf})}{2} \quad (2.51)$$

El método para determinar el caudal de gas utilizando la ec. 2.49 comúnmente se denomina método de aproximación de presión. Cabe recalcar que el concepto de índice de productividad J no se puede introducir en la ec. 2.49 ya que la ec. 2.49 sólo es válida para aplicaciones cuando tanto P_{wf} como \bar{P}_r , están por encima de 3000 psi.

2.7.1.2 REGIÓN DE PRESIÓN INTERMEDIA

Entre 2000 y 3000 psi, la función de presión muestra una curvatura distinta. Cuando la presión de flujo en el fondo del pozo y la presión promedio del reservorio son tanto entre

2000 como 3000 psi, se debe utilizar el enfoque de presión de gas pseudopresión (es decir, ec. 2.44) para calcular el caudal de gas, por lo tanto:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}{1422 T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.52)$$

2.7.1.3 REGIÓN DE BAJA PRESIÓN

A bajas presiones, generalmente menos de 2000 psi, las funciones de presión $(2p/\mu_g z)$ y $(1/\mu_g B_g)$ exhiben una relación lineal con la presión. Donde Golan y Whitson indicaron que el producto $\mu_g z$ es esencialmente constante cuando se evalúa cualquier presión por debajo de 2000 psi. Al implementar esta observación en la ec. 2.45 e integrando se obtiene:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2)}{1422 T (\mu_g z) \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.53)$$

Donde:

Q_g = caudal de gas, Mscf/día.

k = permeabilidad, md.

T = temperatura, °R.

Z = factor de compresibilidad del gas, l

μ_g = viscosidad del gas, cp.

Donde evaluando el factor z y la viscosidad del gas a la presión promedio P_{avg} está definida por:

$$P_{avg} = \sqrt{\frac{\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2}{2}} \quad (2.54)$$

El método para calcular el caudal de gas mediante la ec. 2.54 se denomina método de aproximación de presión al cuadrado.

Si tanto como \bar{P}_r y P_{wf} son menores a 2000 psi, la ec. 2.54 se puede expresar en términos de índice de productividad como:

$$Q_g = J (\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2) \quad (2.55)$$

Como

$$(Q_g)_{max} = J (\bar{P}_r^2) = AOF \quad (2.56)$$

Donde:

$$J = \frac{kh}{1422 T (\mu_{gz})_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2.57)$$

2.8 LENGUAJE DE PROGRAMACION - PYTHON

Un lenguaje de programación es un sistema de comunicación estructurado que consta de un conjunto de símbolos, reglas y palabras (léxicos, sintaxis y semántica) que permite que los programadores y las maquinas se entiendan entre sí.

Cuando el programador da un conjunto de instrucciones y algoritmos que controlan el comportamiento físico y lógico de una computadora, le dice que tipos de datos procesar y que hacer en diferentes situaciones. Codificar un algoritmo en un programa de computadora se llama programación, y el algoritmo escrito en un lenguaje de programación se llama código fuente. (McKinney, s.f.)

Python es un lenguaje de programación de alto nivel que se utiliza para desarrollar aplicaciones de todo tipo incluso para las grandes industrias. Utiliza un lenguaje de interpretado o de script, con tipado dinámico, fuertemente tipado, multiplataforma y orientado a objetos. No es necesario compilarlo para ejecutar las aplicaciones escritas en Python sino este ejecuta directamente por el ordenador mediante un interpretador sin necesidad de traducirlo a lenguaje máquina.

Un lenguaje interpretado o de script se ejecuta utilizando un programa intermedio llamado interprete, en lugar de compilar código en lenguaje de maquina (lenguaje compilado) que una computadora puede entender y ejecutar directamente. La ventaja del lenguaje compilado es que se ejecuta rápido, pero los lenguajes interpretados son más flexibles y portables. (Tiwari, s.f.)

2.9 SISTEMA OPERATIVO LINUX

Linux Mint es una distribución del sistema operativo basado en Linux que ha ganado gran popularidad debido a su interfaz de usuario amigable y accesible.

2.9.1 ORIGEN Y DESARROLLO

Linux Mint fue lanzado por primera vez en 2006 por Clément Lefebvre. Se basa en Ubuntu y Debian, aprovechando su fiabilidad y estabilidad.

2.9.2 ENTORNO DE ESCRITORIO

Cinnamon es el entorno de escritorio por defecto de Linux Mint. Proporciona una interfaz de usuario moderna, intuitiva y fácil de usar. También hay disponibles versiones con otros entornos de escritorio, como MATE y XFCE, para adaptarse a diferentes preferencias y requisitos de hardware.

2.9.3 HERRAMIENTAS PROPIETARIAS

Linux Mint incluye herramientas especiales diseñadas para mejorar la experiencia del usuario, como Update Manager, Software Centre y System Configuration. Estas herramientas facilitan la administración del sistema y la instalación de software.

2.9.4 CASOS APLICATIVOS DEL SISTEMA OPERATIVO

Se utiliza ampliamente en sistemas de escritorio, ya sea en casa, en la escuela o en la oficina. También es popular entre quienes buscan una alternativa gratuita a los sistemas operativos comerciales de código abierto.

Se ha ganado una reputación positiva por su enfoque en la usabilidad y la estabilidad, y sigue siendo una opción popular entre los usuarios de Linux.

2.10 SPYDER

Spyder es un entorno de desarrollo interactivo diseñado específicamente para el lenguaje Python. Es un entorno completo que combina un editor de texto, una consola interactiva IPython y herramientas especializadas para el análisis numérico y científico. He aquí una introducción a algunas de las principales características de Spyder:

2.10.1 Editor de código

Spyder proporciona un editor de código completo con funciones como resaltado de sintaxis, autocompletado, resaltado de errores y la posibilidad de navegar por el código.

2.10.2 Consola IPython:

La consola IPython integrada permite ejecutar comandos y scripts de forma interactiva, facilitando el desarrollo paso a paso y la exploración dinámica de datos.

2.10.3 Explorador de variables:

El Explorador de variables muestra las variables existentes y sus valores en tiempo real, lo que facilita el seguimiento y la depuración de datos.

2.10.4 Ayuda contextual:

Proporciona ayuda contextual que muestra información sobre funciones, métodos y clases a medida que se escribe, basándose en la documentación de Python.

2.10.5 Herramientas para el análisis científico:

Spyder está equipado con herramientas de análisis científico como NumPy, SciPy, Matplotlib y Pandas, lo que lo hace popular entre analistas de datos e ingenieros.

2.10.6 Integración con IPython y Jupyter:

Spyder se integra bien con IPython y Jupyter Notebooks, lo que le permite combinar las capacidades de estos entornos en un solo lugar.

2.10.7 Inspección de Objetos:

Permite explorar fácilmente objetos y variables, proporcionando información detallada sobre sus propiedades y métodos.

2.10.8 Explorador de variables y archivos:

Incluye un explorador de variables y archivos que facilita la gestión y exploración de los recursos utilizados en el entorno de desarrollo.

2.11 LIBRERIAS Y MODULOS PARA ANALISIS DE DATOS

2.11.1 Numpy

Es una biblioteca de Python que se utiliza para el cálculo numérico y el análisis de datos. Proporciona una estructura de datos llamada array que permite representar colecciones de datos y funciones muy eficientes para su manipulación. NumPy es ampliamente utilizado en el ámbito de la ciencia de datos y la ingeniería, y es considerado un componente fundamental en el desarrollo de aplicaciones y proyectos que involucran cálculo numérico y análisis de datos. Algunas de las funciones más populares de NumPy

incluyen la creación de arrays, la manipulación de arrays, el álgebra lineal, la transformada de Fourier y la estadística básica.

2.11.2 Pandas

Es una biblioteca de Python especializada en el manejo y análisis de datos. Ofrece estructuras de datos y operaciones para manipular tablas numéricas y series temporales, lo que la hace ideal para tareas de limpieza, transformación y análisis de datos. Esta biblioteca es ampliamente utilizada en el ámbito de la ciencia de datos y la ingeniería, y proporciona herramientas poderosas y flexibles para trabajar con datos de manera eficiente y efectiva.

2.11.3 Math

La biblioteca math de Python forma parte de la biblioteca estándar y proporciona funciones matemáticas básicas. Incluye operaciones trigonométricas, exponenciales, logarítmicas y otras funciones numéricas comunes. También ofrece constantes matemáticas como π (pi) y e. Es útil para realizar cálculos matemáticos complejos en programas Python. (Qingkai K., 2021)

2.11.4 Openpyxl

Es una biblioteca Python para trabajar con archivos Excel (.xlsx). Permite crear, manipular y leer archivos Excel modernos. Con openpyxl puedes escribir y leer datos fácilmente, formatear celdas e insertar gráficos. Es una potente herramienta para automatizar tareas relacionadas con Excel en el análisis de datos y la creación de informes.

2.11.5 Array

La librería de datos array en el módulo array de Python proporciona una forma eficiente de almacenar datos homogéneos y realizar operaciones básicas sobre ellos. Es especialmente útil cuando se busca eficiencia en términos de espacio y rendimiento para ciertos tipos de datos.

2.11.6 cProfile

Es un módulo de la biblioteca estándar de Python que proporciona una herramienta de creación de perfiles de rendimiento. Sus principales características son:

- Facilidad de uso: puedes integrar fácilmente cProfile en tu código para obtener estadísticas detalladas sobre el tiempo de ejecución de cada función.
- Datos detallados: proporciona información detallada sobre el tiempo de CPU utilizado por cada función, el número de llamadas a cada función y otros datos útiles para identificar áreas de mejora en su código.
- Soporte de línea de comandos: puede ejecutarse desde la línea de comandos para perfilar scripts independientes.

En general, cProfile es una herramienta valiosa para identificar cuellos de botella y optimizar el rendimiento de sus programas Python.

2.11.7 fileinput

Es un módulo de la biblioteca estándar de Python que facilita la iteración sobre cadenas de uno o más archivos de texto y la entrada estándar. Sus principales características son:

- Iteración sobre múltiples ficheros: Permite procesar cadenas desde múltiples ficheros sin tener que gestionar manualmente la apertura y cierre de cada fichero.
- Soporte de entrada estándar: Puede manejar la entrada estándar, lo que lo hace útil para scripts que interactúan con la consola.
- Sustitución de archivos: Soporta la modificación de archivos in place, permitiéndole reemplazar ciertas líneas o todo el contenido de un archivo.

Es una herramienta práctica para optimizar el procesamiento de la entrada y salida de archivos en situaciones en las que es necesario procesar múltiples fuentes de datos.

2.11.8 pickle

Es un módulo de la biblioteca estándar de Python que facilita la serialización y deserialización de objetos, es útil para almacenar y recuperar estructuras de datos complejas en Python, pero se debe utilizar con precaución, especialmente cuando se manejan datos provenientes de fuentes no confiables

2.11.9 Turtle

Es un módulo de la biblioteca estándar de Python que proporciona un entorno gráfico para crear gráficos y dibujos. Es especialmente útil para enseñar a los niños a programar, ya que utiliza una tortuga virtual que se mueve por la pantalla y dibuja formas. turtle facilita la creación de gráficos sencillos. (Mueller, 2015)

2.11.10 Matplotlib

Es una biblioteca de Python muy utilizada para crear gráficos y visualizaciones. Ofrece una amplia gama de tipos de gráficos, desde simples gráficos lineales hasta vistas tridimensionales. Permite personalizar al detalle el aspecto de los gráficos, añadir interactividad y utilizar diversos estilos. Es una herramienta indispensable en campos como la ciencia de datos y la visualización para la presentación eficaz de información gráfica. (Hunter, s.f.)

2.11.11 Sklearn.linear_model

Es un módulo de la biblioteca scikit-learn que proporciona una implementación de modelos lineales para problemas de regresión y clasificación. Los principales modelos incluyen:

- Regresión por mínimos cuadrados ordinarios (OLS): LinearRegression para problemas de regresión.
- Regresión Ridge y Lasso: Ridge y Lasso con condiciones de regularización para resolver problemas de regresión que implican multicolinealidad o selección de características.
- Regresión logística: regresión logística para problemas de clasificación binaria o multiclase.

Estos modelos ofrecen una interfaz unificada y se utilizan ampliamente en tareas de aprendizaje supervisado. (ScikitLearn, s.f.)

CAPITULO 3

MARCO APLICATIVO Y DESARROLLO DEL TRABAJO

3.1 METODOLOGIA

En la industria del gas y el petróleo, la aplicación de herramientas computacionales desempeña un papel fundamental para optimizar las operaciones y tomar decisiones con conocimiento de causa. En este contexto, el trazado del IPR de pozos se convierte en un componente importante para evaluar y mejorar el rendimiento de los pozos de producción de hidrocarburos. En esta sección, analizaremos una aplicación práctica de Python para el cálculo del IPR que constituirá una herramienta versátil y eficaz para ingenieros y profesionales del sector.

La aplicación se centrará en la implementación de modelos matemáticos específicos que describen la relación entre el caudal del pozo y la presión del reservorio. Utilizando la flexibilidad y las capacidades de Python, se podrán realizar análisis detallados y personalizados en función de las características de cada reservorio, lo que permitirá una personalización precisa y eficaz.

Esta aplicación abordará conceptos clave como la permeabilidad de los reservorios, la viscosidad de los fluidos y la geometría de los pozos y los integrará en algoritmos que reflejen la realidad del reservorio de petróleo o gas en cuestión. Además, se proporcionarán herramientas de visualización de datos para facilitar la interpretación de los resultados y permitir ajustes en tiempo real para la toma de decisiones estratégicas.

La aplicación Python no sólo simplifica los cálculos IPR, sino que también ofrece una interfaz fácil de usar para ingenieros y programadores no especializados. El objetivo de esta herramienta es mejorar la eficiencia de la gestión de la producción, optimizar eficazmente la producción de hidrocarburos y contribuir al desarrollo sostenible de la industria del gas y el petróleo. A lo largo de este proceso, la aplicación se ha posicionado como un valioso recurso para mejorar la productividad y rentabilidad de los pozos en el sector energético.

Con Python como lenguaje de programación y spyder como entorno de desarrollo interactivo para Python, se podrá automatizar muchos procesos, analizar datos y más.

3.2 SELECCIÓN DE POZOS

Según la metodología y los objetivos previamente planteados para la elaboración de código para realizar el cálculo de la curva IPR, se demostrará con dos ejemplos claros en los cuales se ha sido minucioso al momento de escoger dichos pozos.

Según DS 28365 y el Plan Operativo Anual al realizarse pruebas para evaluar un pozo se debe tener como objetivo obtener el; Estimar el Potencial Absoluto (AOF) y obtener la curva IPR, Lo cual realizaremos con los siguientes pozos.

3.2.1 POZO BQN-N8D

El campo Boquerón Norte se encuentra ubicado en la Provincia Ichilo del Departamento de Santa Cruz, topográficamente el área corresponde a una zona de topografía irregular, el campo esta operado por YPFB ANDINA S.A., el pozo es productor de petróleo.

Tabla 1: Ubicación del Pozo BQN-N8D

	X(m)	Y(m)	Z(m)
Superficie	378643.06	8119321.41	233.77

Fuente: En base a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Agencias Nacional de Hidrocarburos

El pozo BQN-N8D es productor de petróleo, y en la siguiente tabla se brinda los datos correspondientes para el respectivo análisis.

Tabla 2: Datos pozo BQN-N8D 2023

Datos del pozo Analizado	
Nombre del pozo: BQN-N8D	
Porosidad	0.19
Permeabilidad, md	8.2
Espesor Neto, ft	53
Presión de Reservorio, psia	5651
Presión de Burbuja, psia	5651
Factor Volumétrico de Formación, rb/stb	1.1
Viscosidad, cp	1.7

Factor de Compresibilidad Total, psi**-1	0.0000129
Área de Drenaje, acres	640
Radio de drenaje, ft	2980
Radio del pozo, ft	0.328
Factor Skin	0

Fuente: En Base a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Figura 9: Campo Boquerón Norte



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ANDINA S.A

3.2.2 ANALISIS DE DATOS – POZO BQN-N8D

Importación de librerías

Figura 10: Importación de módulos y librerías de Python.

```
from array import array
from cProfile import label
from fileinput import filename
from pickle import NONE
from turtle import color
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from importlib.resources import path
import math
import openpyxl
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Analizamos los datos existentes

Figura 11: Introducción de datos

```
#Porosity
o = 0.19
#Effective horizontal permeability
k = 8.2 # md
#Pay zone thickness
h = 53 # ft
#Reservoir pressure
Pres = 5651 # psia
#Bubble point pressure
Pb = 5651 # psia
#Fluid formation volume factor
Bo = 1.1
#Fluid viscosity
uo = 1.7 # cp
#Total Compressibility
ct = 0.0000129 # psi** -1
#Drainage area
A = 640 # acres
re = 2980 # ft
#Wellbore radius
rw = 0.328 #ft
#Skin factor
s = 0
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Visualización de los valores de presión y Caudal obtenidos por Python mediante el Modelo de Vogel.

Figura 12: Datos obtenidos mediante el Modelo de Vogel

	Pwf	Q
0	5000	121.588126
1	4750	164.793628
2	4500	206.063876
3	4250	245.398871
4	4000	282.798613
5	3750	318.263101
6	3500	351.792335
7	3250	383.386316
8	3000	413.045043
9	2750	440.768517
10	2500	466.556738
11	2250	490.409705
12	2000	512.327418
13	1750	532.309878
14	1500	550.357085
15	1250	566.469038
16	1000	580.645737
17	750	592.887183
18	500	603.193376
19	250	611.564315
20	0	618.000000

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Visualización de los valores de presión y Caudal obtenidos por Python mediante el Modelo de Fetkovich

Figura 13: Datos obtenidos mediante el Modelo de Fetkovich.

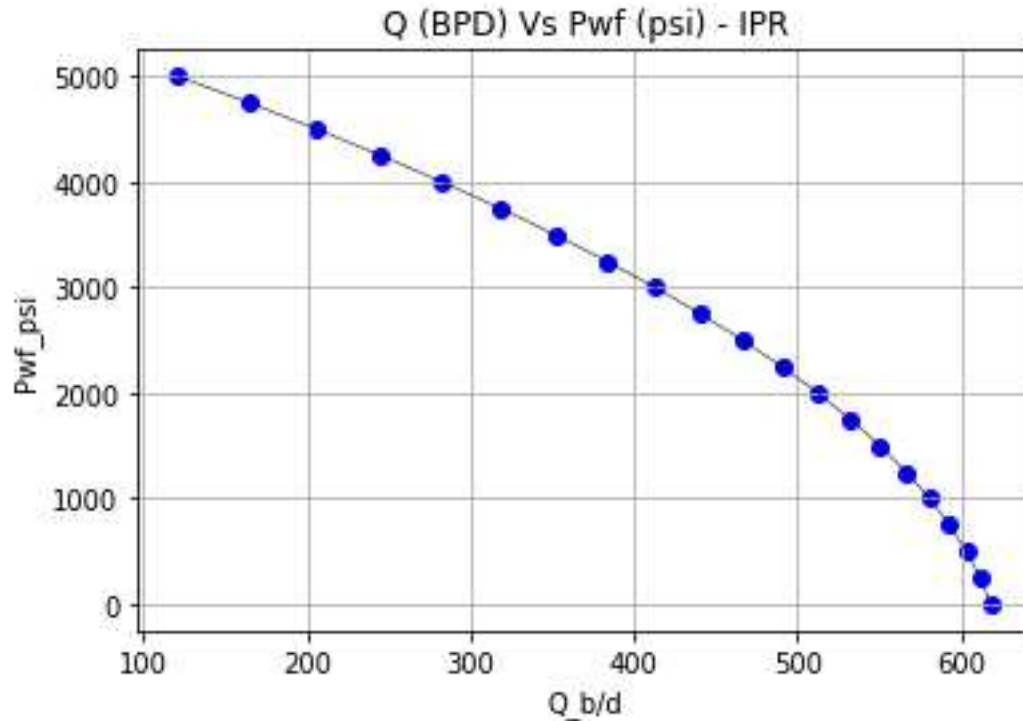
	Pwf	Q
0	0	603.129930
1	500	588.679577
2	1000	566.674471
3	1500	537.114612
4	2000	500.000000
5	2500	455.330635
6	3000	403.106518

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

3.2.3 CALCULO DE IPR Y AOF - POZO BQN-N8D

Curva IPR Pozo BQN-N8D Obtenida en Python mediante el Modelo de VOGEL

Figura 14: IPR VOGEL - BQN-N8D



Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Calculo de Índice de Productividad y AOF obtenida por Python.

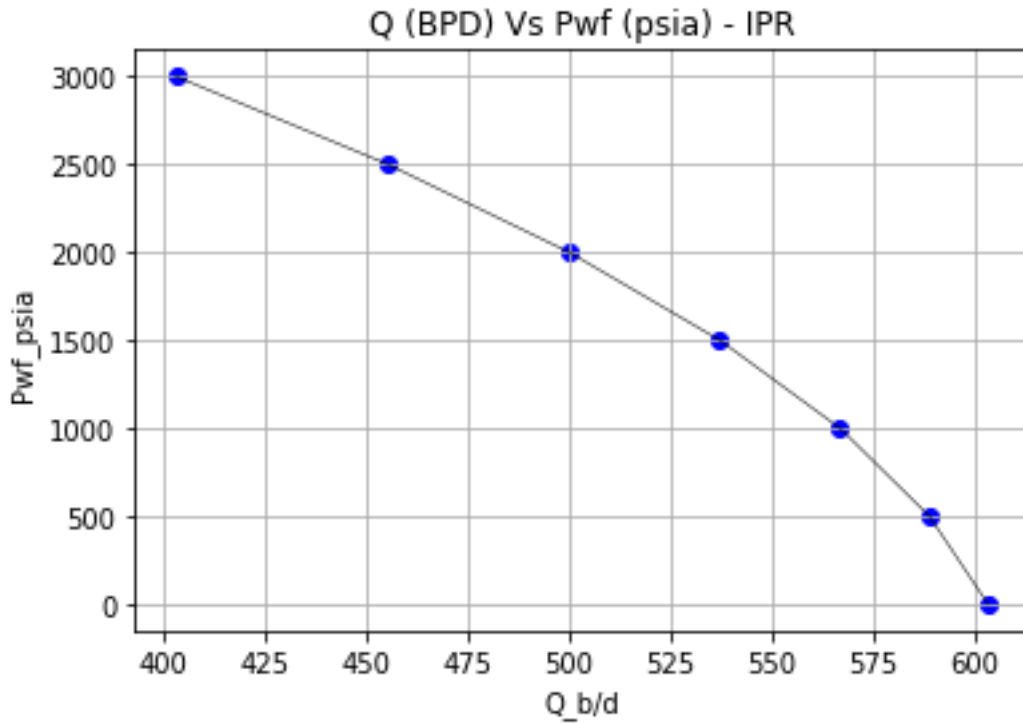
Figura 15: Índice de Productividad y AOF – VOGEL.

```
J_resultado = 0.1968 STB/d-psi  
qmax_resultado = 618 stb/day
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Curva IPR Pozo BQN-N8D Obtenida en Python mediante el Modelo de FETKOVICH

Figura 16: IPR FETKOVICH – BQN-N8D



Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Cálculo de C&n y AOF obtenida por Python mediante el modelo de Fetckovich

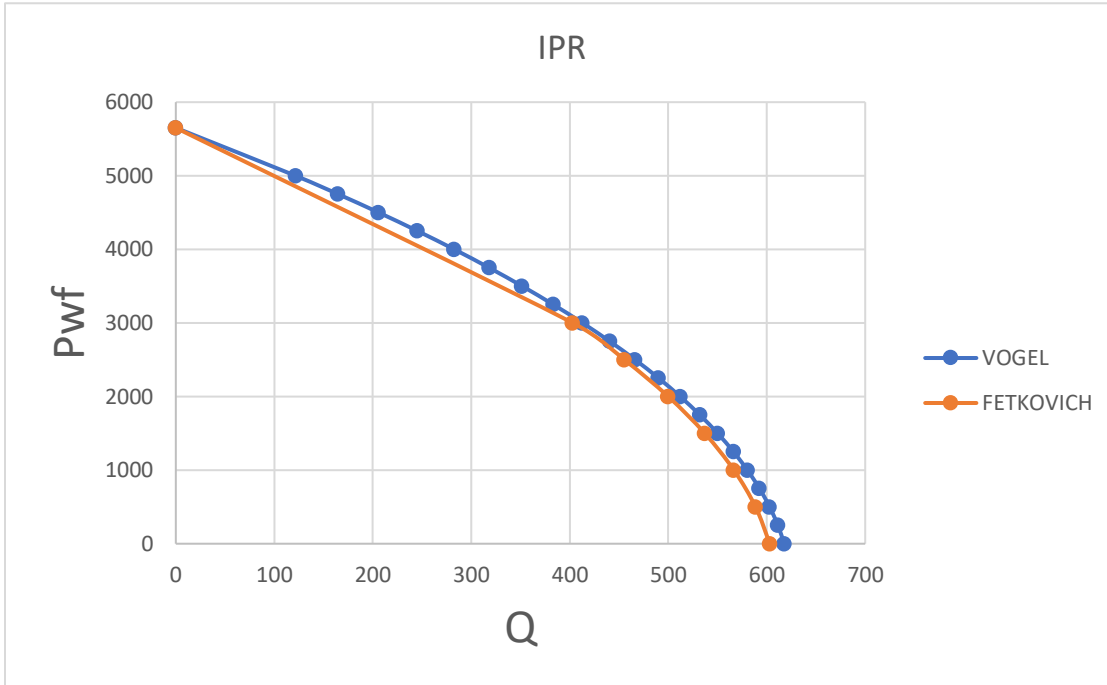
Figura 17: AOF - FETKOVICH

```

qmax_resultado = 603 stb/day
Pwf      Q
0         0  603.129930
1        500  588.679577
2       1000  566.674471
3       1500  537.114612
4       2000  500.000000
5       2500  455.330635
6       3000  403.106518
n = 4.607336289120436
C = 2.466862147065053e-32 stb/day-psi**2n
    
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 18: VOGEL Vs FETKOVICH.



Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

3.2.4 IPR FUTURA

Se tiene los siguientes datos:

Tabla 3: Propiedades de Reservoirio obtenidas con Python

PROPIEDADES DE RESERVIORIO	PRESENTE	FUTURO
Presión de Reservoirio, psig	5651	4500
Índice de Productividad, stb/d-psi	0.1968	
Viscosidad del petróleo, cp	1.7	1.9
Factor volumétrico de petróleo, rb/stb	1.1	1.01
Permeabilidad relativa del petróleo	8.2	6.7

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Datos generados por Python para IPR Futuro.

Tabla 4: Valores obtenidos por Python para 5651 psi - 4500 psi

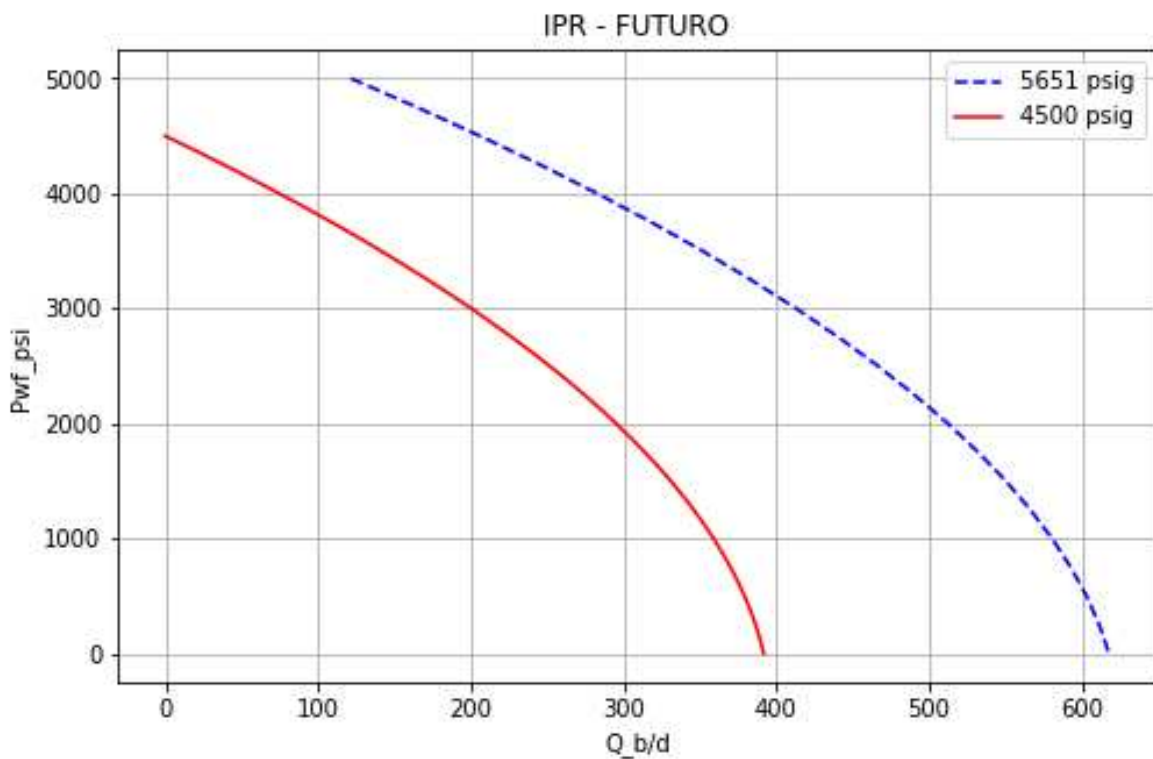
5651 psia		4500 psia	
Pwf	Q	Pwf_fut	Q_fut
5651	0,0000	4500	0
5000	121,5572	4400	15,51465
4750	164,7517	4300	30,71978
4500	206,0114	4200	45,6154
4250	245,3364	4100	60,20149
4000	282,7266	4000	74,47807
3750	318,1821	3900	88,44512
3500	351,7028	3800	102,1027
3250	383,2887	3700	115,4507
3000	412,9399	3600	128,4892
2750	440,6563	3500	141,2181
2500	466,438	3400	153,6376
2250	490,2849	3300	165,7475
2000	512,197	3200	177,548
1750	532,1744	3100	189,0389
1500	550,217	3000	200,2203
1250	566,3248	2900	211,0921
1000	580,4979	2800	221,6545
750	592,7362	2700	231,9073
500	603,0398	2600	241,8506
250	611,4086	2500	251,4844
0	617,8427	2400	260,8086
		2300	269,8234
		2200	278,5286
		2100	286,9243
		2000	295,0105
		1900	302,7872
		1800	310,2543
		1700	317,412
		1600	324,2601
		1500	330,7987
		1400	337,0278
		1300	342,9473
		1200	348,5573
		1100	353,8579
		1000	358,8489
		900	363,5303

800	367,9023
700	371,9647
600	375,7177
500	379,1611
400	382,2949
300	385,1193
200	387,6341
100	389,8395
0	391,7353

Fuente: Python IPR Futuro

Obtención de la Curva IPR mediante Python.

Figura 19: IPR FUTURA para 5651 psi Vs 4500 psi



Fuente: Python IPR FUTURA

3.2.5 POZO CHE-X5D ST

El pozo ubicado en el campo Ñupuco se encuentra ubicado en la Provincia Gran Chaco del Departamento de Tarija, topográficamente el área comprende a una zona de topografía irregular, con una cota promedio de 585.4 m.s.n.m. y constituye la región del Subandino Sur. La Zona correspondiente a la cuenca de Tarija. Sobre el lineamiento estructural Chaco Sur-Chaco Este-Ñupuco.

El área de contrato tiene una superficie de 9.000,00 hectáreas equivalentes a 3,60 parcelas.

Tabla 5: Ubicación del Pozo CHE-X5D ST

	X(m)	Y(m)	Z(m)
Superficie	491.763	7.663.784	585.4
Fondo	492.153,270	7.663.198,1	-2.563,58

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Agencia Nacional de Hidrocarburos

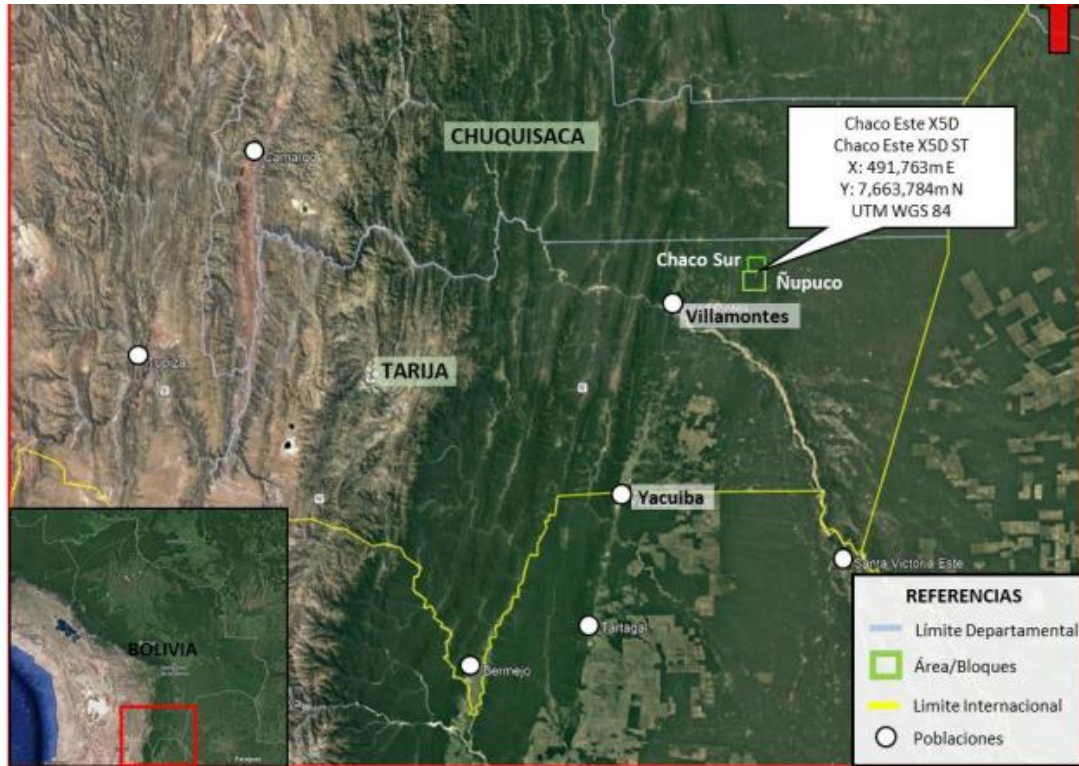
El pozo CHE-X5D ST es productor de gas, y en la siguiente tabla se brinda los datos correspondientes para el respectivo análisis.

Tabla 6: Datos pozo CHE-X5D ST 2023

Datos del pozo Analizado	
Nombre del pozo: CHE-X5D ST	
BHP, psia	1392.7
Permeabilidad, md	15.2
Espesor Neto, ft	200.13
Presión de Reservorio, psia	1509.7
Temperatura de Reservorio, R	595
Factor de compresibilidad, 1	0.85
Viscosidad, cp	0.0147
Factor de Compresibilidad Total, psi**-1	0.0000829
Radio de drenaje, ft	3280.4
Radio del pozo, ft	0.146
Factor Skin	2

Fuente: En Base a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Figura 20: Ubicación en superficie del pozo CHE-X5D ST



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Agencia Nacional de Hidrocarburos

3.2.6 ANALISIS DE DATOS – POZO CHE-X5D ST

Importación de librerías

Figura 21: Importación de librerías de Python

```
from array import array
from cProfile import label
from fileinput import filename
from pickle import NONE
from turtle import color
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from importlib.resources import path
import math
import openpyxl
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Analizamos lo datos existentes

Figura 22: Introducción de datos.

```
k = 15.2 # md
#Pay zone thickness
h = 200.13 # ft
#Reservoir pressure
Pres = 1509.7 # psia
#Reservoir Temperature
Tres = 595 # R
#Bottom hole pressure
BHP = 1392.7 # psia
#Factor Z
z = 0.85 # 1
#Fluid viscosity
ug = 0.0147 # cp
#Total Compressibility
ct = 0.0000129 # psi** -1
#Drainage area
A = 640 # acres
re = 3280.4 # ft
#Wellbore radius
rw = 0.146 #ft
#Skin factor
s = 20
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Visualización de los valores de presión y Caudal obtenidos por Python.

Figura 23: Datos obtenidos de Q y Pwf

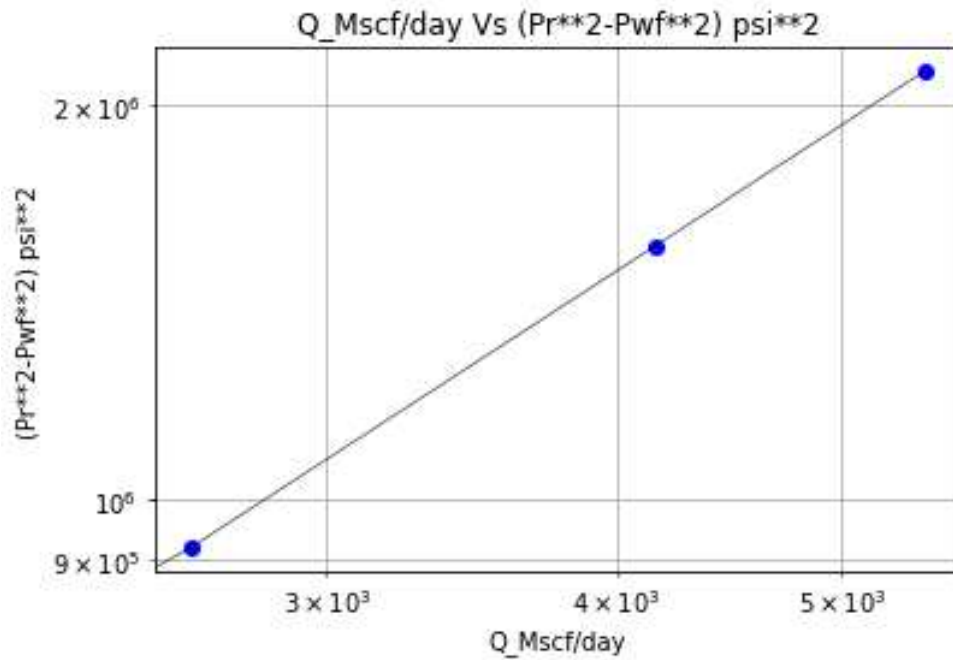
	Pwf	Q
0	1500	286.996843
1	1250	7045.567836
2	1000	12575.307739
3	750	16876.216553
4	500	19948.294277
5	250	21791.540911
6	0	22405.956456

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

3.2.7 CALCULO IPR Y AOF – POZO CHE-X5D ST

Calculo de la pendiente para aplicar el respectivo correlativo para el IPR

Figura 24: Grafica de la pendiente para el Cálculo de IPR

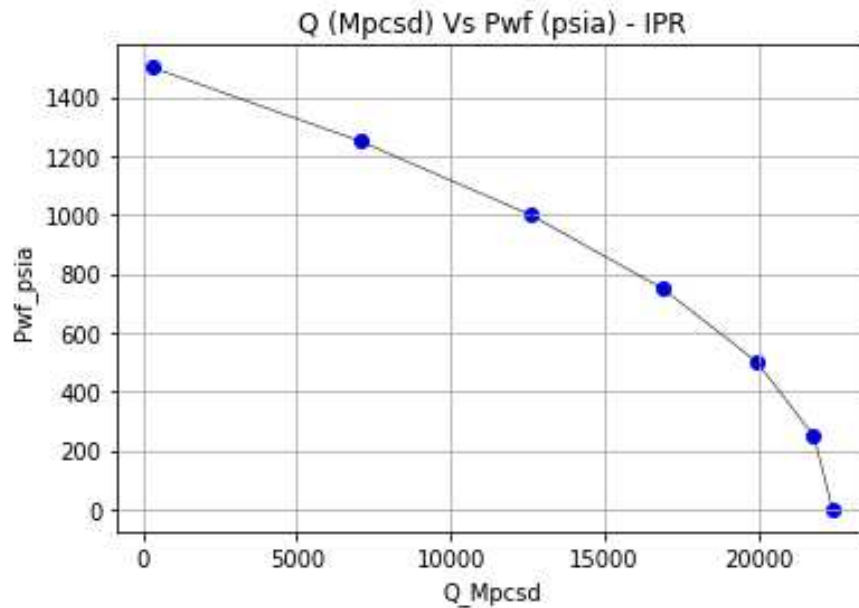


Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.



Curva IPR pozo CHE-X5D ST Obtenida mediante Python.

Figura 25: IPR CHE-X5D ST



Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

3.3 INTERFAZ VISUAL EN LINUX-MINT

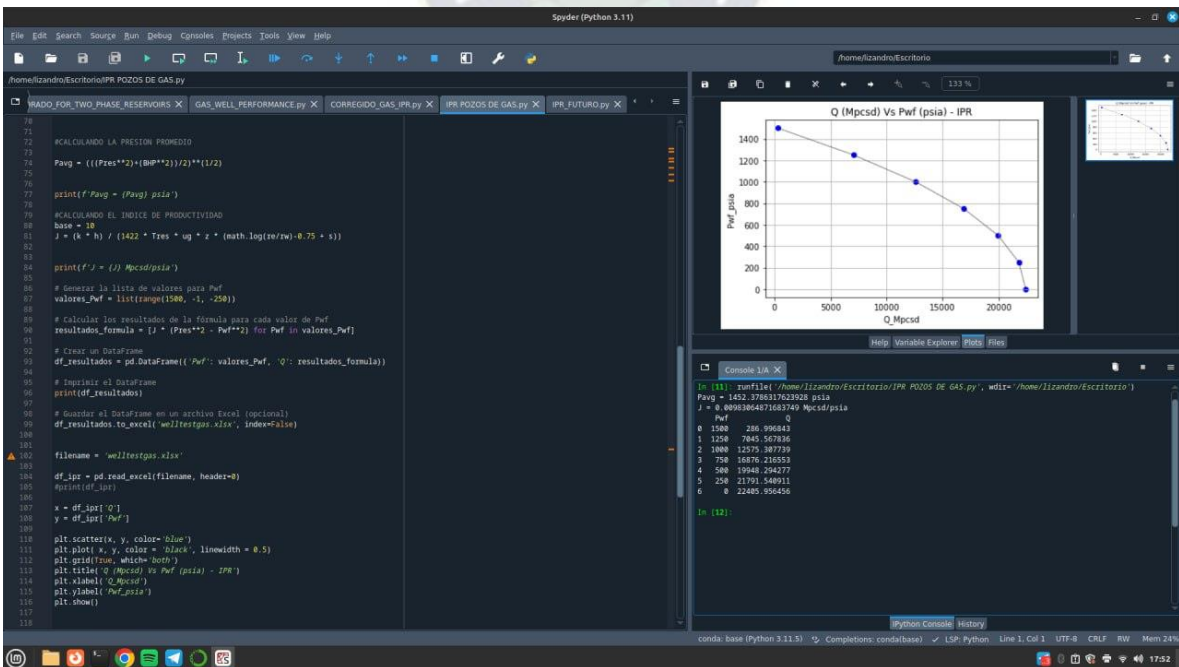
La interfaz en Linux-mint es amigable y comprensible respecto a otros a pesar de optar por un sistema operativo diferente al habitual como lo es Windows, hoy en día gran parte de los softwares comerciales referidos a la industria petrolera están desarrollados con interpretes ejecutables en Windows, lo que se ejecutó en este proyecto es poder empezar a tener herramientas que realicen los mismos algoritmos de un programa como IPM, Kappa Workstation o Pipesim, pero en el entorno del Sistema operativo Linux, si bien aún no existen programas comerciales de la Industria petrolera desarrolladas en Linux, este proyecto pretende ser de los incentivos para el inicio del mismo, y así incentivar a la jóvenes a desarrollar el mundo de la programación en Linux, para satisfacer las necesidades operativas en perforación, producción, reservorio, transportes, procesos, petroquímica, comercialización, etc.

Figura 26: Interfaz de Linux-Mint



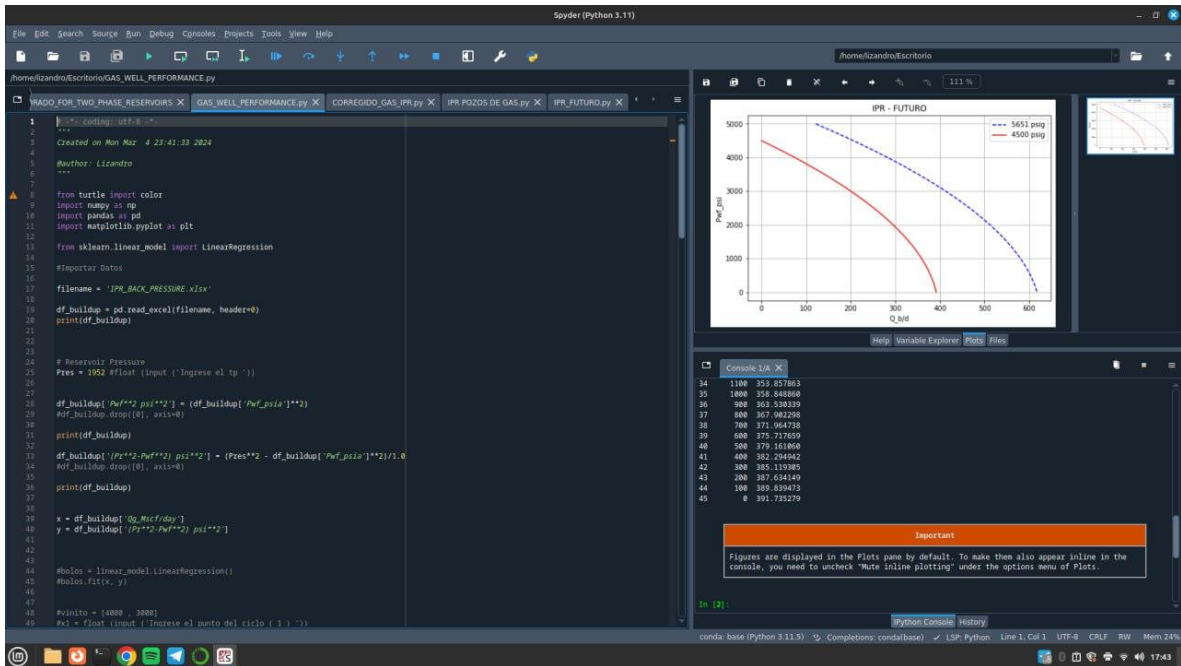
Fuente: Linux - Mint

Figura 27: Interfaz Linux IPR Pozo petróleo



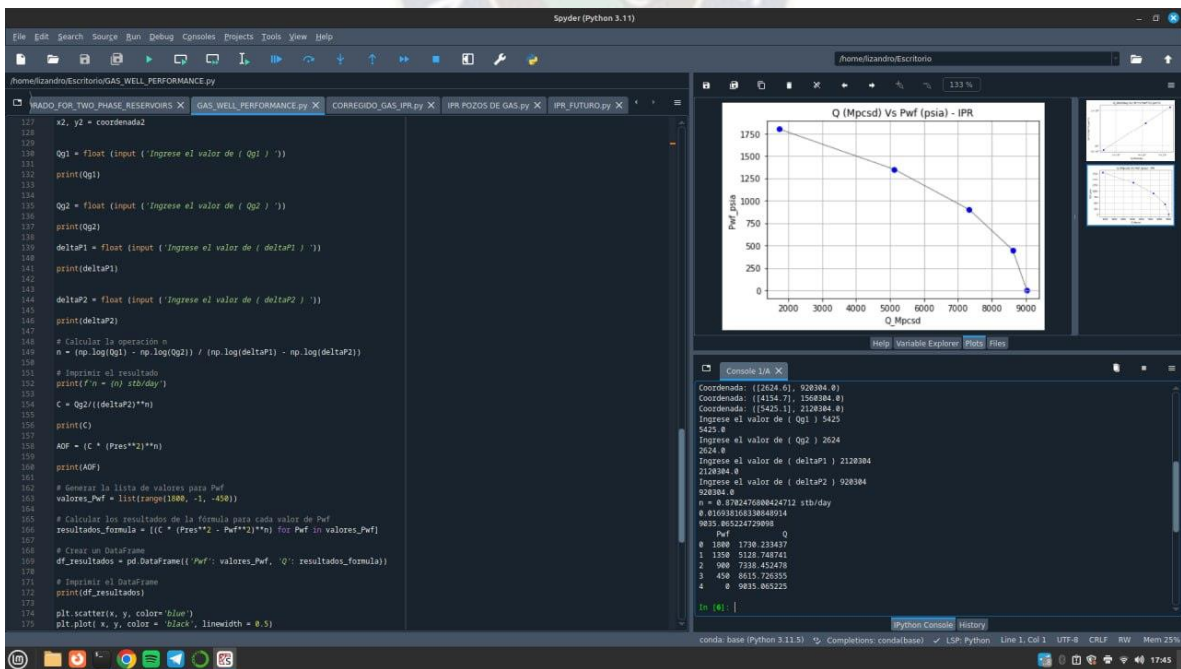
Fuente: Linux – Mint – IPR Pozo Petróleo

Figura 28: Interfaz Linux IPR Futura



Fuente: Linux – Mint – IPR Futura

Figura 29: Interfaz Linux IPR Pozo de Gas



Fuente: Linux – Mint – IPR Pozo de Gas

3.4 ACTIVIDADES REALIZADAS

El trabajo dirigido se realizó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos (A.N.H.) desde el 6 de noviembre del 2023 hasta el 15 de marzo de 2024 en las instalaciones del Edificio Girasoles en la ciudad de La Paz – Bolivia.

La primera semana se realizó la Inducción respectiva por parte de la Dirección Dependiente para la familiarización con la cultura de la institución, sus valores, políticas, procedimientos, misión y visión.

Se proporciono información sobre la estructura organizativa de la institución y las respectivas Direcciones dependientes, así también sobre la gran responsabilidad que conlleva con el sector hidrocarburífero.

Se me asigno como tutor al Ing. Mauricio Jesús Ortuño Riveros, Profesional de Operaciones de la Dirección de Exploración y Explotación para proporcionar orientación, responder preguntas y brindar retroalimentación continua a lo largo del trabajo dirigido.

Las siguientes semanas de noviembre se hizo una inmersión profunda en los procedimientos a los cuales se rige la Dirección de Exploración y Explotación, hubo sesiones de capacitación para retroalimentar aspectos técnicos operativos concerniente con la dirección.

Entre los primeros deberes que se me asigno fue el control de Reportes Diarios de Producción de Líquidos y Gas de las plantas operadas por YPFB y todas sus subsidiarias.

Figura 30: Reporte Diario de Producción YRA-X1

ANDINA S.A.																		
Reporte Diario de Producción																		
Reporte: Bolivia - D7764D97-2BF6-4B2C-A895-241A3A8C1CC2: YARARA																		
Fecha: 01-nov-23																		
Pozo	Reservorio	Estado	Sist. Prod.	PTub.	Pcañ.	Choke	Tiempo Prod.	Gas Lift	Fecha	Prueba de Pozo								
				Psig	Psig	n/64	Hrs	MPCD		Petróleo	Gas	Agua	Grav.	GOR	PTub.	PCañ.	PSep.	Choke
										BPD	IMPCD	BPD	*API	PCD	Psig	Psig	Psig	n/64
YRA-X1	PETACA	Producing	Flowing	2100	520	12	24,0	0	31-oct-23	310	960	0	50,1	3.097	2100	520	358	12

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ANDINA S.A.

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**


Figura 31: Producción de Petróleo, Gas, Gasolina y Agua YRA-X1

PETRÓLEO		GAS		GASOLINA	
Gravedad	50 °API	Producción de Gas	961 MPC	Producción	5 Bbbls
Producción	306 Bbbls	G. Combustible	37 MPC	Inventario	9 Bbbls
Inventario	404 Bbbls	G. Convertido	8 MPC	Ventas	0 Bbbls
Ventas	1.233 Bbbls	G. Ventas	913 MPC		
Consumos o pérdidas	0 Bbbls	Gas Quema	3 MPC		
		Gas a Proceso	961 MPC		
		Gas Residual	953 MPC		
AGUA					
Producción	0 Bbbls				

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ANDINA S.A.

Toda esta información pasa por los funcionarios pertinentes, para luego poder darles el formato que corresponde a así poder derivarlos a un ente superior.




Figura 32: Reporte de Líquidos.

DIRECCION EXPLORACION Y EXPLOTACION (DEE) - UNIDAD DE EXPLORACION, PERFORACION Y PRODUCCION (UEP)																
REPORTE DIARIO DE PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS																
Código: DEE/UEP-ROD-P02-102		Version: 0	Aprobado: RA-ANH-03-UEP/N 0064/2012 28/08/2012				Página: 2 de 2		Atribución: F							
LÍQUIDOS																
VOLUMEN DE LÍQUIDOS POR PLANTA																
	Saldo Inicial (BBL)	Condensado (BBL)	Gasolina Natural (BBL)	CCO (BBL/MMSCF)	Gasolina (BBL)	Entregado (BBL)	Pérdidas (BBL)	Saldo Final (BBL)	Agua (BBL)	Inyección Agua (BBL)						
Diario	1.399,27	306,39	4,82	338,72	0,00	1.233,29	0,00	476,99	0,00	0,00						
Mensual		306,39	4,74			1.233,29										
VOLUMEN DE LÍQUIDOS POR CAMPO																
Campo	Gasolina Natural (BBL)	Petróleo/Condensado (BBL)	Total Líquidos (BBL)	Total Agua (BBL)	Total Inyección de Agua (BBL)											
YARABA S-4	4,82	306,39	311,21	0,00	0,00											
TOTAL	4,82	306,39	311,21	0,00	0,00											
VOLUMEN DE LÍQUIDOS EN TANQUE POR CAMPO																
Campo	Saldo Inicial (BBL)	Producción (BBL)	Gasolina (BBL)	Trans. Entrada (BBL)	Entregado (BBL)	Pérdidas (BBL)	Trans. Salida (BBL)	Saldo Final (BBL)								
YARABA S-4	1.399,27	310,30	0,00	0,00	1.233,29	0,00	476,99	476,99								
TOTAL	1.399,27	310,30	0,00	0,00	1.233,29	0,00	476,99	476,99								
BALANCE DE LÍQUIDOS EN TANQUE																
Tanque	Stock Inicial (BBL)	Producción (BBL)	Gasolina (BBL)	Trans. Entrada (BBL)	Entregado (BBL)	Pérdidas (BBL)	Trans. Salida (BBL)	Saldo Final (BBL)	API @60	Temp (°F)	TUR (PSI)	SGW (%)	Agua Libre (BBL)	Producción de Agua (BBL)	Spigote Disponible (BBL)	Ciclo Disponible (BBL)
BALANCE DE PLANTA																
GAS MMSCF				Líquido-BBL												
Separador de Alta	Separador de Baja	Batería	Gasolina Natural	4,82												
Gas Natural Friccionalizado			Petróleo/Condensado	306,29												
Gas Combustible			Total de producción de Inyectores	338,72												
Gas Quemado			Producción de Agua	0,00												
Gas Convertido a Líquido			Separación de Agua	0,00												
CCO			MGP (MMSCF/BBL)	1.233												
PRODUCCION SUBTOTAL DE GAS																
PRODUCCION TOTAL DE GAS																
RECICLO			YIELD (BBL/MMSCF)	338,72												
TOTAL			RAG (BBL/MMSCF)	0,00												
			Gasolina Natural/Gas Natural (BBL/MMSCF)	4,83												
ESTADO DE OPERACIÓN POZOS																
Pozo y Línea	Reservorio por zona de Completación	WV OCM	SP OCM	Condición	Temp Hrs	Presión tubing		Separator		Datos de la última prueba de pozo						
YRA-10	PSTAC2	23,00	23,00	OP	24,00	Presión (Psi)	Temperatura (°F)	RP	LP	Fecha efectiva	WT (%)	Petróleo (BBL/d)	Gas (SCF/d)	Agua (BBL/d)	RGR (SCF/BBL)	Fecha de Prueba
						1.200				10/11/2012	24,00	300,00	900,00	0,00	0,00	02/11/2012

Fuente: Dirección de Exploración y Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**

Figura 33: Reporte Diarios de Producción de Gas

 DIRECCION EXPLORACION Y EXPLOTACION (DEE) - UNIDAD DE EXPLORACION, PERFORACION Y PRODUCCION (UEP)		 																		
REPORTE DIARIO DE PRODUCCIÓN DE GAS																				
Código: DEE/UEP-R00-P06-F01	Versión: 0	Aprobado: RA-ANH-DI-USIN N 0068/2022, 23/08/2022	Páginas: 1 de 2																	
Empresa Operadora: YPFB Casa Militar Planta: Planta Sirat		Fecha: 07/11/2023 Fiscal: Ulises F. Ramirez Sanchez	Atribución: F																	
DATOS GENERALES																				
VOLUMEN DE GAS POR PLANTA																				
Producción de Gas Natural (BCF)	Gas Natural a Venta (SCF)	Gas a Inyección (BCF)	Gas Combustible (BCF)	Gas Quemado (BCF)	Ventoso CO2 (SCF)	Gas convertido a Líquido (BCF)	GOR (BCF/WBL)													
Diario	911.043		37.054	2.964	7.531		1.138													
Mensual	913.997		37.463	3.064	7.531															
VOLUMEN DE GAS POR CAMPO																				
Campo	Producción de Gas Natural (MSCF)	Gas Natural a Venta (MSCF)	Gas a Inyección (MSCF)	Gas Combustible (MSCF)	Gas Quemado (MSCF)	Ventoso CO2 (MSCF)	Gas convertido a Líquido (MSCF)	Porcentaje de producción de la planta												
YABARA X-1	913	913	37	3	8	0	0	100.00%												
TOTAL	913	913	37	3	8	0	0	100%												
Autorizado (SCF): 2.564 Volumen a Quemar: 37.054 Volumen a Gas Combustible: -		Real (SCF): 913 Resepon en Punto de Fiscalización YPFB Transporte (MSCF): - Resepon en Punto de Fiscalización Transporte (SCF): - Volúmenes a Venta: 913																		
Condiciones Gas en Punto de Fiscalización Presión (PSIG): Temperatura (°F): Punto de Rocio (°F): K20 (Lb/ MMCF)																				
GAS ENTREGADO VS GAS NOMINADO																				
Fecha	Gas Nominado (MSCF)	Gas Entregado (MSCF)	Cumplimiento (%)																	
01/11/2023	0	913	N/A																	
02/11/2023			N/A																	
03/11/2023			N/A																	
04/11/2023			N/A																	
05/11/2023			N/A																	
06/11/2023			N/A																	
07/11/2023			N/A																	
08/11/2023			N/A																	
09/11/2023			N/A																	
10/11/2023			N/A																	
11/11/2023			N/A																	
12/11/2023			N/A																	
13/11/2023			N/A																	
14/11/2023			N/A																	
15/11/2023			N/A																	
16/11/2023			N/A																	
17/11/2023			N/A																	
18/11/2023			N/A																	
19/11/2023			N/A																	
20/11/2023			N/A																	
21/11/2023			N/A																	
22/11/2023			N/A																	
23/11/2023			N/A																	
24/11/2023			N/A																	
25/11/2023			N/A																	
26/11/2023			N/A																	
27/11/2023			N/A																	
28/11/2023			N/A																	
29/11/2023			N/A																	
30/11/2023			N/A																	
CROMATOGRAFIA DEL GAS																				
Medidor de Gas	Fecha	Fecha de la prueba	Volumen (SCF)	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6	C7	C7+	C8	C9+	CO2	N2	TOTAL	Gravedad Especifica	Poder Calorifico (BTU/PC)
Gas medido MPCC	05/11/2023																		0.0000	
Gas medido MPCC	05/11/2023																		0.0000	
OBSERVACIONES DIARIAS																				
HORA		COMENTARIOS																		

Fuente: Dirección de Exploración y Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERIA PETROLERA**

Figura 34: Balance de Gas y Líquidos de las distintas operadoras.

CAMPO	DPTO	PARTE I										PARTE II							
		BALANCE DE GAS NATURAL										PRODUCCION DE LIQUIDOS							
		PROD. TOTAL MEDIDA DE GAS NATURAL (MPPC)	INTECCION DE GAS NATURAL (MPPC)	GAS NATURAL A GASOLINADO (MPPC)	ENTREGAS RETENIDAS (MPPC)	GAS COMBUSTIBLE		GAS CONVERTIDO A LIQUIDO (MPPC)	GAS QUIMICO		GAS VENTIDO (MPPC)	GLP RECUPERADO (TMB)	GLP ENTREGADO AL TRANSVORTE (TMB)	GASOLINA NATURAL RECUPERADA (MBA)	PETROLEO/ETANODISOLVO (MBA)	PETROLEO CONDENSADO (MBA)			
				ANTES PUNTO FISCALIZACION	DESPUES PUNTO FISCALIZACION		ANTES PUNTO FISCALIZACION	DESPUES PUNTO FISCALIZACION											
ARROYO NEGRO	SC	151				5,401			13,897							317,00	588,00		
CAMIRI	SC	19,298														6,028,40	4,078,40		
GUAIRUY	SC	2,383				407			1,976							1,782,00	1,728,00		
LA PEÑA	SC																148,20		
LOS PENOCOS	SC	304				31			31							52,00	69,00		
PATUJU	SC	341,684				333,490			8,016	1,117	302	788			1,429,60	2,563,40	4,240,87		
RIO GRANDE	SC	667,972				686,021			28,464	8,798			3,274,513	1,344,839	6,220,10	9,088,11	11,298,00		
SIRARI	SC	66,465				61,245			2,962	1,477	204	144			460,99	654,89	1,123,64		
YAPACANI	SC	1,639,374				1,578,294			37,938	5,203	4,534				4,302,00	7,367,40	11,826,88		
BOQUERON	SC																		
FR-WAL	SC																		
LOS SAUCES SUR	SC	118,824				100,889			7,447	2,895	674	1,043	185,239	174,612	950,10	862,40	1,360,10		
BOQUERON NORTE	SC	65,653				59,389			1,427	194	2,474	143			735,47	56,153,17	58,369,74		
ENCONADA	SC	138,907				134,822			2,003	448	77	318			696,67	2,999,77	3,894,88		
PALACIOS	SC	284,400				283,765			2,284	207	2,000				1,446,14	2,909,10	4,231,00		
PUERTO PALOS	SC	324,799				324,054			6,510	1,110	204				1,104,34	2,372,34	3,495,00		
SARARENDA	SC																		
TOTAL YPF/ANOMA S.A.		3,948,066				3,729,181			92,499	42,389	42,407	34,365	4,438	13,359	1,498,762	1,518,461	17,608,68	86,636,78	101,152,86
VERIFICACIÓN ANH		3,948,066	0	3,729,181	0	92,499	42,389	42,407	34,365	42,407	34,365	4,438	13,359	1,498,762	1,518,461	17,608,68	86,636,78	101,152,86	

Fuente: Dirección de Exploración y Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Figura 35: Inventario de Fiscalización Mensual

CAMPO	DPTO	ENERO							
		INVENTARIO EN PUNTO DE FISCALIZACION							
		STOCK INICIAL (BBL)	PRODUCCION (BBL)	GANANCIA (BBL)	TRANS-ENTRADA (BBL)	ENTREGADO (BBL)	PERDIDAS (BBL)	TRANS.SALIDA (BBL)	STOCK FINAL (BBL)
RIO GRANDE	SC	1,174,42	12,458,65			12,404,49	96,32		1,132,26
SIRARI	SC	251,00	1,034,97			1,134,97			151,00
PATUJU	SC	202,80	4,345,99			4,432,63			116,16
CAMIRI	SC	5,00	3,676,15			3,530,15	10,00		141,00
GUAIRUY	SC	944,00	1,767,00			1,703,00	9,00		999,00
LA PEÑA	SC	179,89							179,89
ARROYO NEGRO	SC	111,00	286,00			383,00			14,00
YAPACANI	SC	557,18	12,559,24	0,02		12,785,24			331,20
LOS PENOCOS	SC	763,00	1,464,38			2,000,38			227,00
LOS SAUCES SUR	SC	188,00	2,044,10			2,028,26	18,68		185,16
LAZO SUR	SC	455,55	5,445,28			5,397,28			503,55
BOQUERON NORTE	SC	4,346,00	41,047,57			40,213,57	146,00		5,034,00
ENCONADA	SC	244,34	4,383,45			4,484,15	0,01		143,63
PALACIOS	SC	127,06	3,207,67			3,260,04			74,69
PUERTO PALOS	SC	102,62	2,401,03	0,01		2,443,32	0,02		60,32
SARARENDA	SC	78,60							78,60
VERIFICACIÓN ANH		9,730,46	96,121,48	0,03	0,00	96,200,48	280,03	0,00	9,371,46

Fuente: Dirección de Exploración y Explotación – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Con esta información se realizó una base de datos que coadyubaran al control, supervisión, regulación y fiscalización de las distintas operaciones en la cadena de hidrocarburos a las cuales tiene alcance la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Dirección de Exploración y Explotación.

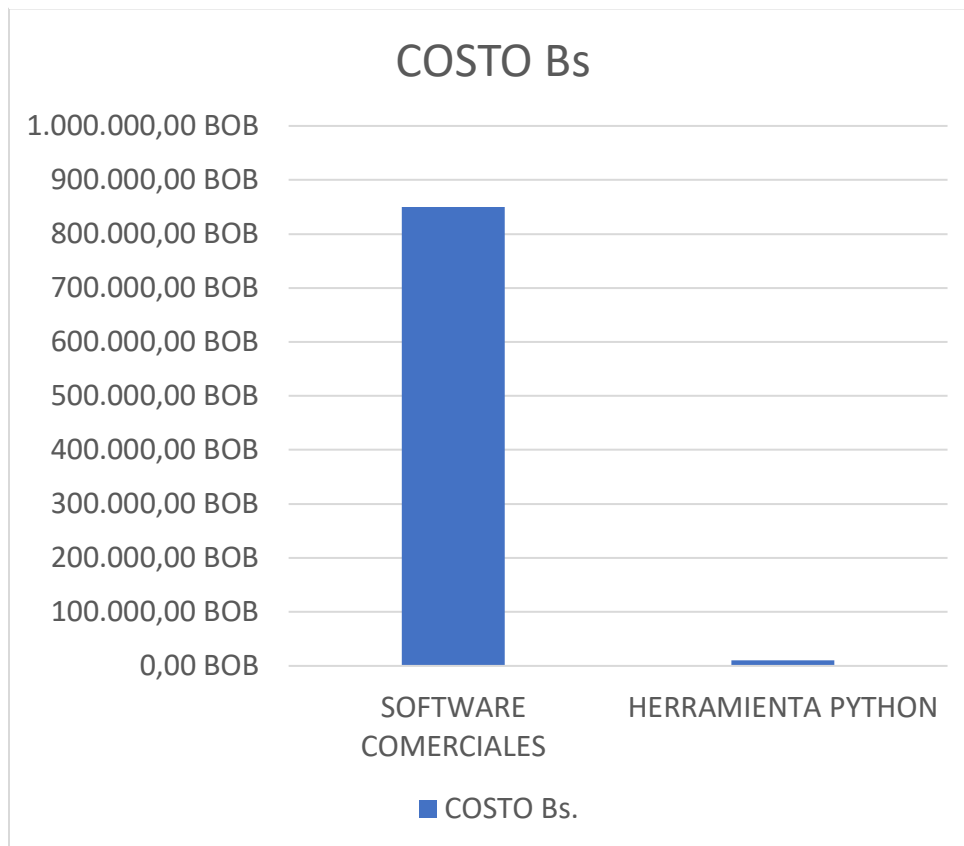
CAPITULO 4

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

4.1 FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Este proyecto al ser realizado en Python y en un intérprete de desarrollo gratuito como lo es spyder no incurre en costos de licencia, y mucho menos en costos de mantenimiento, además al ser un proyecto desarrollado en el Sistema Operativo Linux (Software libre), lo que lo hace sostenible, a comparación de los software comerciales como Kappa Worstation, Petroleum Expert IPM-PROSPER, Pipesim y otros que se ejecutan en el Sistema Operativo Windows que incurren en costos de licencia y mantenimiento de sus servidores que rondan entre los 800.000,00 Bs a los 1.000.000,00 Bs. Anuales.

Figura 36: Costo de Software de la industria Hidrocarburífera



Fuente: Elaboración Propia en base a cotización de Servicios de Petroleum Experts IPM – Kappa Workstation.

4.2 ANÁLISIS FODA

Figura 37: Análisis FODA



Fuente: Elaboración Propia

FORTALEZAS

- Único en su tipo: El presente trabajo es el único desarrollado para el sistema operativo Linux-Mint, el cual por sus características brinda una interacción confortable con el Usuario o quien lo use.
- Precisión: su codificación ofrece resultados precisos y confiables en la determinación de IPR, esto genera confianza entre los usuarios y mejora su percepción de la calidad del trabajo que realiza el mismo.

- Facilidad de uso: el manejo del mismo es intuitivo y fácil de usar, permitiendo al usuario calcular el IPR sin requerir el uso de cualquier otra herramienta de apoyo.
- Actualizaciones y soporte: se puede utilizar el feedback de los usuarios para identificar áreas de mejora y priorizar el desarrollo de nuevas características en futuras actualizaciones.

OPORTUNIDADES

- Mercado en crecimiento: nuestra industria del gas y petróleo esta en constante evolución, con nuevas tecnologías y practicas emergentes que generan demanda de herramientas innovadoras como el presente trabajo.
- Alianzas estratégicas: se puede asociar con las diferentes entidades como Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Gerencia Nacional de Exploración y Explotación, Ministerio de Hidrocarburos y Energías o consultoras para ampliar el alcance del mismo, además de poder integrar colaboraciones con las ya mencionadas aumentando su visibilidad y utilidad.

DEBILIDADES

- Interfaz de Usuario: carece de un interfaz de usuario propio, por la programación utiliza un interfaz de usuario genérico.
- Dependencia de las actualizaciones de las librerías de Python: el sistema operativo Linux tiende a tener muchas actualizaciones, las mismas son necesarias para su perfecto funcionamiento, lo cual repercute en las librerías de Python, es por lo cual que el usuario tiene que estar al tanto de las mismas para ejecutar las actualizaciones y tener un funcionamiento eficaz.

AMENAZAS

- Cambio de la industria: debido a los cambios en las regulaciones gubernamentales, avances tecnológicos o fluctuaciones en los precios del petróleo y gas pueden afectar en el uso de esta herramienta y requerir adaptaciones para seguir siendo relevante en un entorno cambiante.
- Seguridad de datos: la preocupación sobre la seguridad de datos puede disuadir a la institución para calcular el IPR de sus pozos, especialmente si manejan información confidencial o sensible.
- Desarrollo de tecnologías alternativas: la investigación y el desarrollo en la industria petrolera están en constante cambio e implementación de nuevas tecnologías y métodos de extracción que podrían ofrecer alternativas al enfoque tradicional de obtención de IPR.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ❖ Se logro cumplir exitosamente con el objetivo establecido de desarrollar una herramienta que permita obtener la Curva IPR para los distintos casos de pozos de petróleo y gas en Bolivia, destinado al procedimiento de análisis de datos con el propósito de coadyuvar en las actividades que se desarrollan en la Dirección de Exploración y Explotación, todo el trabajo realizado se fundamenta en la utilización del lenguaje de programación Python para llevar a cabo el análisis de los datos recolectados.
- ❖ La herramienta desarrollada representa un avance significativo para el proceso de análisis de datos, ya que brinda una solución efectiva y eficiente para mejorar de las actividades desarrolladas en la dirección que compete, aprovechando las capacidades que nos brinda el Python, se puede obtener las tendencias, gráficas y resultados que requerimos y deseamos.
- ❖ Para el cumplimiento de los objetivos general del proyecto, se logró satisfacer de manera exitosa cada uno de los objetivos específicos establecidos
- ❖ En la categorización de las variables de entrada, se realizó la misma con la finalidad de saber con qué correlaciones nos conviene trabajar para cada caso que se presente.
- ❖ Una vez identificada y categorizada nuestros datos, podremos ver qué tipo de librerías y módulos de Python utilizaremos para la optimización en la elaboración del código.
- ❖ Una vez desarrollada el procedimiento en Python, se logró obtener lo deseado, desde el índice de productividad, el caudal máximo o también conocido como AOF, para los distintos casos expuestos en el presente trabajo.

5.2 RECOMENDACIONES

Al momento de utilizar esta herramienta es recomendable tener por lo menos un conocimiento básico-intermedio en el manejo de librerías y módulos de Python, si bien el manejo es intuitivo, para la obtención de datos y graficas se necesitan algunos procedimientos pertinentes al manejo de Python.

Se recomienda utilizar todos los archivos en el escritorio, debido a que el uso de los mismos en subcarpetas, podría ocasionar una confusión cuando el usuario interactúe con el mismo al momento de ejecutarlos y más aún para la obtención de algunos datos generados.

Si bien Linux-mint es un sistema operativo de uso libre, se recomienda tener actualizada el sistema operativo y eso se lo puede realizar muy fácilmente, presionando las teclas CTRL + ALT + T, con este comando se abrirá la terminal del sistema; luego se deberá colocar el siguiente código: `sudo apt update`, con este comando el sistema buscara las actualizaciones más recientes que requiere el sistema para rendir correctamente, seguidamente ingresar el siguiente código: `sudo apt upgrade`, este comando empezara a descargar las actualizaciones y solo quedaría aceptar las actualizaciones, respecto a las actualizaciones de Spyder no es tan necesaria, debido a que sus librerías nativas instaladas son suficientes para la ejecución de cualquier código, lo máximo que se requiere seria unas 2 a 3 actualizaciones al año, y con este el sin fin de códigos podrán funcionar correctamente en cualquier computadora de escritorio o laptop que tenga instalada el sistema operativo Linux-mint.

6 BIBLIOGRAFIA

- 28397, D. (06 DE OCTUBRE DE 2005). *REGLAMENTO DE NORMAS TECNICAS Y DE SEGURIDAD PARA LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS (RNTS)*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2017). *Manual de Organizacion y Funciones*. Obtenido de https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Documentos/Documentos_Id-422-180201-0901-0.pdf
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T., & McKinney. (s.f.). *Advanced Reservoir Engineering*.
- Beggs, H. (s.f.). *Production Optimization Using Nodal Analysis*.
- Bourdet, D. A. (1989). Use Of Pressure Derivative In Well-Test Interpretation. *Formulario SPE Evaluación 4*, 293–302. doi:<https://doi.org/10.2118/12777-PA>
- Chaudhry, A. U. (2003). *Gas Well Testing Handbook*. Burlington, United States of America: Elsevier Science.
- Comunidad Petrolera. (2009). *Pozo Inteligente - La Comunidad Petrolera*.
- DS4643. (2021). Reglamento de Devolucion, Seleccin y Retencion de Areas.
- Earlougher, R. (1977). *SPE Monograph No 5. Advances In Well Test Analysis*. Dallas, New York: Millet.
- Ezekwe, N. (s.f.). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*.
- Fetkovich, M. (1975). *Multipoint testing of Gas Wells. SPE Mid-continent Section Continuing Education Course of Well Test Analysis*.
- Guo et al. (s.f.). *Petroleum Production Engineering a Computer-Assisted Approach*.
- Hegeman, P. S. (1993). Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage. *Formulario SPE Evaluación 8*, 201–207. doi:<https://doi.org/10.2118/21829-PA>
- HIDROCARBUROS, M. D. (2011). *CAMPOS GASIFEROS Y PETROLIFEROS DE BOLIVIA*. La Paz.
- Hunter, D. D. (s.f.). *Matplotlib*. Obtenido de <https://matplotlib.org/>
- Joshi, S. (1991). *Horizontal Well Technology*. PennWell Publishing Company.
- L-3058. (2005). Ley de Hidrocarburos.
- McKinney, W. (s.f.). *Python for Data Anaysis*.
- Mishra, S. C. (1984). A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculations Using Dimensionless IPR Curves. *SPE Conference Paper #13231*.
- Mueller, J. (2015). *Python for Data Science for Dummies*. New Jersey.

Petroleum Experts, I. (2024). *PE Limited*. Obtenido de <https://www.petex.com/pe-engineering/ipm-suite/>

Qinghai K., T. S. (2021). *Python Programming and Numerical Methods a Guide for Engineers and Scientists*. Elsevier.

Rawlins, E. L., & Schellhardt, M. A. (30 Marzo 2013). *Back-Pressure Data on Natural-Gas Wells and Their Application to Production Practices*. Literary Licensing, LLC.

Raymond, M. S. (s.f.). *Oil and Gas Production in Nontechnical Language*.

ScikitLearn. (s.f.). *Scikit learn*. Obtenido de <https://scikit-learn.org/>

SPYDER. (s.f.). Obtenido de <https://www.spyder-ide.org/>

Tiwari, S. (s.f.). *Python for Scientists and Engineers*.

Turner, R. (1969). *Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas well*. Technol.

Workstation, K. (1987-2024). *KAPPA*. Obtenido de <https://www.kappaeng.com/>

7 ANEXOS

Tabla 7: Clasificación de Campos según su Reservorio y Operadora

Nº	Titular	Operador	Campo	Reservorio	Clasificación
1	CANADIAN ENERGY ENTERPRISE S.R.L.	CANADIAN ENERGY ENTERPRISE S.R.L.	WARNES	PETACA	GASIFERO
2	YPFB ANDINA S.A.	YPFB ANDINA S.A.	ARROYO NEGRO	PETACA	PETROLIFERO
			BOQUERON NORTE	YANTATA	PETROLIFERO
			CAMIRI	ARENISCA CERO	PETROLIFERO
				BASALES 1	
				BASALES 2	
				CAMIRI 1	
				CAMIRI 2	
				GRUPO 10-11-12	
				PARAPETI	
				PRIMER GRUPO	
			SARARENDA-BA		
			ENCONADA	PETACA	GASIFERO
			GUAIRUY	GUAIRUY	PETROLIFERO
				IQUIRI 1	
				IQUIRI 2	
				LA SALVADORA Y OTRAS	
				PARAPETI VARIAS	
LOS PENOCOS	PETACA	PETROLIFERO			
LOS SAUCES SUR	IQUIRI 1	GASIFERO			
PALACIOS	PETACA	GASIFERO			
	YANTATA				
PATUJU	CAJONES	GASIFERO			
	YANTATA				
PUERTO PALOS	PETACA	GASIFERO			
	YANTATA				
	TAIGUATI	GASIFERO			

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

			RIO GRANDE	TGTW MEDIO	
				TGTW INFERIOR	
				TGTW SUPERIOR	
				TUPAMBI NORTE	
				TUPAMBI SUR	
				IQUIRI	
			SIRARI	PETACA	GASIFERO
			YAPACANI	AYACUCHO	GASIFERO
				PETACA	
				SARA	
				YANTATA	
				ARENISCA 1	
			BULO BULO	CAJONES	GASIFERO
				ROBORE 1	
				ROBORE 3	
YANTATA					
CAIGUA	C	GASIFERO			
	ICLA				
	SANTA ROSA				
COLORADO	GUANACOS	GASIFERO			
COLORADO SUR	GUANACOS SUPERIOR	GASIFERO			
EL DORADO	GUANACOS	GASIFERO			
EL DORADO OESTE	GUANACOS BA	GASIFERO			
EL DORADO SUR	GUANACOS	GASIFERO			
H.S. ROCA	SARA	PETROLIFERO			
JUNIN	CAJONES	GASIFERO			
	PETACA				
	YANTATA				
JUNIN ESTE	CAJONES	GASIFERO			
	PETACA				
	YANTATA				
LOS CUSIS	PETACA	PETROLIFERO			
LOS MONOS	ICLA	GASIFERO			
	SANTA ROSA				
MONTECRISTO	DEV LOS MONOS	GASIFERO			
PALOMETAS NW	AYACUCHO	GASIFERO			
PATUJUSAL	PETACA	PETROLIFERO			

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

			PATUJUSAL OESTE	PETACA	PETROLIFERO
			SAN ROQUE	PETACA YECUA	GASIFERO
				SANTA ROSA	
			VUELTA GRANDE	TAPECUA	GASIFERO
			AGUARAGUE CENTRO	ICLA	GASIFERO
			SAN IGNACIO	ARENISCA 1	GASIFERO
			CHURUMAS	LOS MONOS 2	GASIFERO
4	MATPETROL S.A.	MATPETROL S.A.	TATARENDA	YUMAO	PETROLIFERO
				ITAI	
				LA YUNTA	
				PACAY	
5	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	PETROBRAS BOLIVIA S.A.	SABALO	HUAMAMPAM A	GASIFERO
				ICLA	
				SANTA ROSA	
			SAN ALBERTO	HUAMAMPAM A	GASIFERO
				ICLA	
				SANTA ROSA	
			ITAU	HUAMAMPAM PA	GASIFERO
			COLPA	PETACA SUPERIOR GAS	GASIFERO
				CHACO INFERIOR GAS	
				PETACA INFERIOR GAS	
				PETACA MEDIO GAS	
				SAN TELMO (PETROLEO)	
				TAIGUATI M (PETROLEO)	
TARIJA INFERIOR CRUDO					
CARANDA	CHACO INFERIOR YECUA C	GASIFERO			

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

				YECUA E	
				YECUA F	
				PETACA TG-TH-TI	
				PETACA TJ-TK-TL	
				IQUIRI	
				YECUA D (PETROL C/GAS LIBRE)	
				PETACA TS TU	
				CAJONES MP OESTE	
				SAN TELMO 4 (PETROLEO C/GAS LIBRE)	
				SAN TELMO	
				TAIGUATI G. OESTE (PETROLEO C/GAS LIBRE)	
				TAIGUATI G1-G2 ESTE CRUDO	
6	PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATIVO S.A.	PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATIVO S.A.	CURICHE	TARIQUIA SUPERIOR A-B	GASIFERO
				TARIQUIA SUPERIOR 1	
				TARIQUIA INFERIOR	
				YECUA/PETACA	
			TAJIBO	YECUA PETACA	GASIFERO
7	REPSOL E&P BOLIVIA S.A.	REPSOL E&P BOLIVIA S.A.	CAMBEITI	CAMBEITI	PETROLIFERO
				DIQ 2	
				IQUIRI DIQ 3&4	
			MARGARITA-HUACAYA	H1A	GASIFERO
				H1B	
				H1C	
				H2	
			SANTA ROSA		
			ICLA 2		
			TIMBOY		

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

			MONTEAGU DO	SAN JOSE INGRE	PETROLIFE RO
8	TOTALENERGI ES E&P BOLIVIE	TOTALENERGI ES E&P BOLIVIE	INCAHUASI	HUAMAMPAM PA	GASIFERO
			AQUIO	HAUMAMPAM PA	
9	VINTAGE PETROLEUM BOLIVIA S.A.	VINTAGE PETROLEUM BOLIVIA S.A.	CHACO SUR	CHORRO	GASIFERO
				ESCARPME NT	
			NARANJILLO S	SANTA CRUZ	GASIFERO
				TAIGUATI	
				SAN ISIDRO CAJONES	
				LOWER IQUIRI	
			ÑUPUCO	CANGAPI	GASIFERO
				ESCARPME NT	
SAN TELMO CHORRO					

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Figura 38: Calculo Presión de Fondo

```
1
2 @author: Lizandro
3 """
4
5 def presion_de_fondo():
6
7     import numpy as np
8     import pandas as pd
9     import matplotlib.pyplot as plt
10
11     # Porosidad
12     o = float (input ('Ingrese la porosidad o '))
13
14     # Viscosidad
15     u = float (input ('Ingrese la viscosidad u '))
16
17     # Permeabilidad
18     k = float ( input ( 'Ingrese la permeabilidad k '))
19
20     # Caudal
21     q = float ( input ('Ingrese el caudal q '))
22
23     # Espesor
24     h = float ( input ( 'Ingrese el espesor h '))
25
26     # Factor Volumetrico
27     B = float ( input ('Ingtrese el factor volumetrico B '))
28
29     # Compresibilidad
30     c = float (input ('Ingrese la compresibilidad c '))
31
32     # Radio rw
33     rw = float (input ('Ingrese el radio rw '))
34
35     # Presion Pi
36     pi = float (input ('Ingrese la presion pi '))
37
38     # Tiempo
39     t = float (input ('Ingrese el tiempo t '))
40
41     Fwf = pi - (162.6 * (( q * B * u ) / ( k * h )) * (np.log10(t) + (np.log10( k / ( o * u * c * rw**2 ))) - 3.2275 ))
42
43     return Fwf
44
45 presion_de_fondo()
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 39: Modelo Python VOGEL Petróleo 1

```
1
2 @author: Lizandro
3 """
4
5 from array import array
6 from cProfile import label
7 from fileinput import filename
8 from pickle import NONE
9 from turtle import color
10 import pandas as pd
11 import numpy as np
12 import matplotlib.pyplot as plt
13 from importlib.resources import path
14 import math
15 import openpyxl
16
17 #INTRODUCION DATOS
18
19 #Porosity
20
21 o = 0.19
22
23 #Effective horizontal permeability
24
25 k = 8.2 # md
26
27 #Pay zone thickness
28
29 h = 53 # ft
30
31 #Reservoir pressure
32
33 Pres = 5651 # psia
34
35 #Bubble point pressure
36
37 Pb = 5651 # psia
38
39 #Fluid formation volume factor
40
41 Bo = 1.1
42
43 #Fluid viscosity
44
45 uo = 1.7 # cp
46
47 #Total Compressibility
48
49 ct = 0.0000129 # psi**-1
50
51 #Drainage area
52
53 A = 640 # acres
54
55 re = 2980 # ft
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 40: Modelo Python VOGEL Petróleo 2

```
65
66     # CALCULANDO INDICE DE PRODUCTIVIDAD 'J'
67
68
69 J = (k * h) / (141.2 * Bo * uo * (math.log( re/rw ) - (3/4) + s))
70
71 J_resultado = f"{J:.4f}"
72
73 print(f'J_resultado = {J_resultado} STB/d-psi')
74
75 qmax = (J * Pres) / 1.8
76
77 qmax_resultado = math.ceil(qmax)
78
79 print(f'qmax_resultado = {qmax_resultado} stb/day')
80
81
82 # Definir constantes
83 #qmax = 618
84 Pres = 5651
85
86 # Generar la lista de valores para Pwf
87 valores_Pwf = list(range(5000, -1, -250))
88
89 # Calcular los resultados de la fórmula para cada valor de Pwf
90 resultados_formula = [qmax * (1 - (0.2 * (Pwf/Pres)) - 0.8 * (Pwf/Pres)**2) for Pwf in valores_Pwf]
91
92 # Crear un DataFrame
93 df_resultados = pd.DataFrame({'Pwf': valores_Pwf, 'Q': resultados_formula})
94
95 # Imprimir el DataFrame
96 print(df_resultados)
97
98 # Guardar el DataFrame en un archivo Excel (opcional)
99 df_resultados.to_excel('resultados_formula.xlsx', index=False)
100
101
102 filename = 'resultados_formula.xlsx'
103
104 df_ipr = pd.read_excel(filename, header=0)
105 #print(df_ipr)
106
107 x = df_ipr['Q']
108 y = df_ipr['Pwf']
109
110 plt.scatter(x, y, color='blue')
111 plt.plot( x, y, color = 'black', linewidth = 0.5)
112 plt.grid(True, which='both')
113 plt.title('Q (BPD) Vs Pwf (psi) - IPR')
114 plt.xlabel('Q_b/d')
115 plt.ylabel('Pwf_psi')
116 plt.show()
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 41: Modelo Python Fetkovich Petróleo 1

```
1 @author: Lizandro
2 """
3
4 from array import array
5 from cProfile import label
6 from fileinput import filename
7 from pickle import NONE
8 from turtle import color
9 import pandas as pd
10 import numpy as np
11 import matplotlib.pyplot as plt
12 from importlib.resources import path
13 import math
14 import openpyxl
15
16 #INTRODUCCION DATOS
17
18 #Porosity
19
20 o = 0.19
21
22 #Effective horizontal permeability
23
24 k = 8.2 # md
25
26 #Pay zone thickness
27
28 h = 53 # ft
29
30 #Reservoir pressure
31
32 Pres = 5000 # psia
33
34 #Bubble point pressure
35
36 Pb = 3000 # psia
37
38 #Fluid formation volume factor
39
40 Bo = 1.1
41
42 #Fluid viscosity
43
44 uo = 1.7 # cp
45
46 #Total Compressibility
47
48 ct = 0.0000129 # psi**-1
49
50 #Drainage area
51
52 A = 640 # acres
53
54 re = 2980 # ft
55
56 #Wellbore radius
57
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 42: Modelo Python Fetkovich Petróleo 2

```
65         # CALCULANDO INDICE DE PRODUCTIVIDAD 'J'
66
67
68     J = (k * h) / (141.2 * Bo * uo * (math.log( re/rw ) - (3/4) + s))
69
70     J_resultado = f"{J:.4f}"
71
72     print(f'J_resultado = {J_resultado} STB/d-psi')
73
74     qb = J * (Pres - Pb)
75
76     qb_resultado = math.ceil(qb)
77
78     print(f'qb_resultado = {qb_resultado} stb/day')
79
80
81     qv = (J * Pb) / 1.8
82
83     qv_resultado = math.ceil(qv)
84
85     print(f'qv_resultado = {qv_resultado} stb/day')
86
87     qmax = qb + qv
88
89     qmax_resultado = math.ceil(qmax)
90
91     print(f'qmax_resultado = {qmax_resultado} stb/day')
92
93     # Definir constantes
94     qmax = qb + qv
95     Pres = 5000
96
97     # Generar la lista de valores para Pwf
98     valores_Pwf = list(range(0, 5001, 500))
99
100    # Calcular los resultados de la fórmula para cada valor de Pwf
101    resultados_formula = [qb + qv * (1 - (0.2 * (Pwf/Pb)) - 0.8 * (Pwf/Pb)**2) for Pwf in valores_Pwf]
102
103    # Crear un DataFrame
104    df_resultados = pd.DataFrame({'Pwf': valores_Pwf, 'Q': resultados_formula})
105
106    # Imprimir el DataFrame
107    print(df_resultados)
108
109    # Guardar el DataFrame en un archivo Excel (opcional)
110    df_resultados.to_excel('resultados_formula.xlsx', index=False)
111
112
113    filename = 'resultados_formula.xlsx'
114
115    df_ipr = pd.read_excel(filename, header=0)
116    #print(df_ipr)
117
118    x = df_ipr['Q']
119    y = df_ipr['Pwf']
120
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 43: Modelo Python IPR Well Testing Point 1

```
1
2 @author: Lizandro
3 """
4
5 from array import array
6 from cProfile import label
7 from fileinput import filename
8 from pickle import NONE
9 from turtle import color
10 import pandas as pd
11 import numpy as np
12 import matplotlib.pyplot as plt
13 from importlib.resources import path
14 import math
15 import openpyxl
16
17
18 #Reservoir pressure
19
20 Pres = 5651 # psia
21
22 #Bubble point pressure
23
24 Pb = 5651 # psia
25
26 #TESTED FLOWING BOTTOM-HOLE PRESSURE IN WELL A:
27 APwf1 = 2000 # psia
28
29 #TESTED PRODUCTION RATE FROM WELL A:
30
31 AQ1 = 500 # stb/day
32
33 #TESTED FLOWING BOTTOM-HOLE PRESSURE IN WELL B:
34 BPwf1 = 1000 # psia
35
36 #TESTED PRODUCTION RATE FROM WELL B:
37
38 BQ1 = 800 # stb/day
39
40 #CALCULANDO CAUDAL MAXIMO
41
42 qmax = AQ1 / (1 - (0.2 * (APwf1/Pres)) - 0.8 * (APwf1/Pres)**2)
43
44 qmax_resultado = round(qmax)
45
46 print(f'qmax_resultado = {qmax_resultado} stb/day')
47
48 # Generar la lista de valores para Pwf
49 valores_Pwf = list(range(0, 3001, 500))
50
51 # Calcular los resultados de la fórmula para cada valor de Pwf
52 resultados_formula = [qmax * (1 - (0.2 * (Pwf/Pb)) - 0.8 * (Pwf/Pb)**2) for Pwf in valores_Pwf]
53
54 # Crear un DataFrame
55 df_resultados = pd.DataFrame({'Pwf': valores_Pwf, 'Q': resultados_formula})
56
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 44: Modelo Python IPR Well Testing Point 2

```
42 qmax = Aq1 / (1 - (0.2 * (APwf1/Pres)) - 0.8 * (APwf1/Pres)**2)
43
44 qmax_resultado = round(qmax)
45
46 print(f'qmax_resultado = {qmax_resultado} stb/day')
47
48 # Generar la lista de valores para Pwf
49 valores_Pwf = list(range(0, 3001, 500))
50
51 # Calcular los resultados de la fórmula para cada valor de Pwf
52 resultados_formula = [qmax * (1 - (0.2 * (Pwf/Pb)) - 0.8 * (Pwf/Pb)**2) for Pwf in valores_Pwf]
53
54 # Crear un DataFrame
55 df_resultados = pd.DataFrame({'Pwf': valores_Pwf, 'Q': resultados_formula})
56
57 # Imprimir el DataFrame
58 print(df_resultados)
59
60 # Guardar el DataFrame en un archivo Excel (opcional)
61 df_resultados.to_excel('welltest.xlsx', index=False)
62
63
64 filename = 'welltest.xlsx'
65
66 df_ipr = pd.read_excel(filename, header=0)
67 #print(df_ipr)
68
69 x = df_ipr['Q']
70 y = df_ipr['Pwf']
71
72 plt.scatter(x, y, color='blue')
73 plt.plot(x, y, color='black', linewidth=0.5)
74 plt.grid(True, which='both')
75 plt.title('Q (BPD) Vs Pwf (psia) - IPR')
76 plt.xlabel('Q_b/d')
77 plt.ylabel('Pwf_psia')
78 plt.show()
79
80 #FETKOVICH'S EQUATION
81 base = 10
82 n = (math.log(Aq1/Bq1, base)) / math.log(((Pres**2)-(APwf1**2))/((Pres**2)-(BPwf1**2)), base)
83
84 print(f'n = {n}')
85 C = Aq1 / (((Pres**2)-(APwf1**2))**n)
86
87 print(f'C = {C} stb/day-psi**2n')
88
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 45: Modelo Python IPR Futuro

```
1 @author: Lizandro
2 """
3
4 from array import array
5 from cProfile import label
6 from fileinput import filename
7 from pickle import NONE
8 from turtle import color
9 import pandas as pd
10 import numpy as np
11 import matplotlib.pyplot as plt
12 from importlib.resources import path
13 import math
14 import openpyxl
15
16
17 #RESERVOIR PROPERTIES - PRESENT
18     #AVERAGE PRESSURE (psig)
19     Ppres = 2250
20
21     #PRODUCTIVITY INDEX J* (stb/day-psi)
22     Jpres = 1.01
23
24     #OIL VISCOSITY
25     Uo_pres = 3.11
26
27     #OIL FORMATION VOLUME FACTOR (rb/stb)
28     Bo_pres = 1.173
29
30     #RELATIVE PERMEABILITY TO OIL
31     ko_pres = 0.815
32
33
34 #RESERVOIR PROPERTIES - FUTURE
35     #AVERAGE PRESSURE (psig)
36     Pfut = 1800
37
38     #PRODUCTIVITY INDEX J* (stb/day-psi)
39     #OIL VISCOSITY
40     Uo_fut = 3.59
41
42     #OIL FORMATION VOLUME FACTOR (rb/stb)
43     Bo_fut = 1.150
44
45     #RELATIVE PERMEABILITY TO OIL
46     ko_fut = 0.685
47
48     Jfut = Jpres*((ko_fut/(Bo_fut*Uo_fut))/(ko_pres/(Bo_pres*Uo_pres)))
49
50 print(Jfut)
51
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 46: Modelo Pozo de Gas 1

```
1 @author: Lizandro
2 """
3
4 from turtle import color
5 import numpy as np
6 import pandas as pd
7 import matplotlib.pyplot as plt
8
9 from sklearn.linear_model import LinearRegression
10
11 #Importar Datos
12
13 filename = 'IPR_BACK_PRESSURE.xlsx'
14
15 df_buildup = pd.read_excel(filename, header=0)
16 print(df_buildup)
17
18
19
20 # Reservoir Pressure
21 Pres = 1952 #float (input ('Ingrese el tp '))
22
23
24 df_buildup['Pwf**2 psi**2'] = (df_buildup['Pwf_psia']**2)
25 #df_buildup.drop([0], axis=0)
26
27 print(df_buildup)
28
29 df_buildup['(Pr**2-Pwf**2) psi**2'] = (Pres**2 - df_buildup['Pwf_psia']**2)/1.0
30 #df_buildup.drop([0], axis=0)
31
32 print(df_buildup)
33
34
35 x = df_buildup['Qg_Mscf/day']
36 y = df_buildup['(Pr**2-Pwf**2) psi**2']
37
38 x1 = df_buildup['Qg_Mscf/day'].tolist() # Convertir a lista si es necesario
39 y1 = df_buildup['(Pr**2-Pwf**2) psi**2'].tolist()
40
41 # Convertir las listas en arreglos de numpy
42 x1 = np.array(x1).reshape(-1, 1)
43 y1 = np.array(y1)
44
45 # Crear el modelo de regresión lineal
46 modelo = LinearRegression()
47
48 # Ajustar el modelo con los datos
49 modelo.fit(x1, y1)
50
51 # Imprimir los coeficientes de la regresión
52 print("Intercepto (b0):", modelo.intercept_)
53 print("Pendiente (b1):", modelo.coef_[0])
54
55 # Predicciones usando el modelo
56 predicciones = modelo.predict(x1)
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 47: Modelo Pozo de Gas 2

```
58 # Puedes imprimir o utilizar las predicciones según sea necesario
59 print("Predicciones:", predicciones)
60
61
62 # Suponiendo que ya tienes los valores en x1 e y1
63
64 # Encontrar las intersecciones
65 intersecciones = np.intersect1d(x1, y1)
66
67 # Imprimir las intersecciones
68 print("Intersecciones disponibles:", intersecciones)
69
70 # Solicitar la entrada del usuario
71 interseccion_elegida = float(input("Ingrese la intersección que desea ver: "))
72
73 if interseccion_elegida in intersecciones:
74     print(f"Intersección {interseccion_elegida} encontrada.")
75 else:
76     print(f"La intersección {interseccion_elegida} no está en las intersecciones encontradas.")
77
78
79 # Suponiendo que ya tienes los valores en x1 e y1
80
81 # Crear una lista de tuplas con las coordenadas (x, y)
82 coordenadas_curva = list(zip(x1, y1))
83
84 # Imprimir las coordenadas
85 for coordenada in coordenadas_curva:
86     print(f"Coordenada: ({coordenada[0]}, {coordenada[1]})")
87
88 # Obtener los dos últimos pares de coordenadas
89 coordenada1 = coordenadas_curva[-2]
90 coordenada2 = coordenadas_curva[-1]
91
92 # Extraer los valores de x e y de cada par de coordenadas
93 x1, y1 = coordenada1
94 x2, y2 = coordenada2
95
96
97 Qg1 = float (input ('Ingrese el valor de ( Qg1 ) '))
98
99 print(Qg1)
100
101
102 Qg2 = float (input ('Ingrese el valor de ( Qg2 ) '))
103
104 print(Qg2)
105
106 deltaP1 = float (input ('Ingrese el valor de ( deltaP1 ) '))
107
108 print(deltaP1)
109
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

Figura 48: Modelo Pozo de Gas 3

```
115 # Calcular la operación n
116 n = (np.log(Qg1) - np.log(Qg2)) / (np.log(deltaP1) - np.log(deltaP2))
117
118 # Imprimir el resultado
119 print(f'n = {n} stb/day')
120
121 C = Qg2/((deltaP2)**n)
122
123 print(C)
124
125 AOF = (C * (Pres**2)**n)
126
127 print(AOF)
128
129 # Generar la lista de valores para Pwf
130 valores_Pwf = list(range(1800, -1, -450))
131
132 # Calcular los resultados de la fórmula para cada valor de Pwf
133 resultados_formula = [(C * (Pres**2 - Pwf**2)**n) for Pwf in valores_Pwf]
134
135 # Crear un DataFrame
136 df_resultados = pd.DataFrame({'Pwf': valores_Pwf, 'Q': resultados_formula})
137
138 # Imprimir el DataFrame
139 print(df_resultados)
140
141 plt.scatter(x, y, color='blue')
142 plt.plot(x, y, color='black', linewidth=0.5)
143 plt.xscale('log')
144 plt.yscale('log')
145 plt.grid(True, which='both')
146 plt.title('Q_Mscf/day Vs (Pr**2-Pwf**2) psi**2')
147 plt.xlabel('Q_Mscf/day')
148 plt.ylabel('(Pr**2-Pwf**2) psi**2')
149 plt.show()
150
151
152 # Guardar el DataFrame en un archivo Excel (opcional)
153 df_resultados.to_excel('welltestgasperformance.xlsx', index=False)
154
155
156 filename = 'welltestgasperformance.xlsx'
157
158 df_ipr = pd.read_excel(filename, header=0)
159 #print(df_ipr)
160
161 x = df_ipr['Q']
162 y = df_ipr['Pwf']
163
164 plt.scatter(x, y, color='blue')
165 plt.plot(x, y, color='black', linewidth=0.5)
166 plt.grid(True, which='both')
167 plt.title('Q (Mpcsd) Vs Pwf (psia) - IPR')
168 plt.xlabel('Q_Mpcsd')
169 plt.ylabel('Pwf_psia')
170 plt.show()
171
```

Fuente: Elaboración propia en base al código desarrollado por Lizandro Vicente M.

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA

AUTOR: LIZANDRO VICENTE MORANTE
CORREO: lizandro.vicente.1998@gmail.com
CELULAR: 76285651



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-1310/2024**

La Paz, 29 de abril de 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **22 de abril de 2024**, por **LIZANDRO VICENTE MORANTE** con C.I. **Nº 8419564 LP**, con número de trámite **DA 707/2024**, señala la pretensión de inscripción del Trabajo Dirigido titulado: **"ANÁLISIS DE DATOS EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE OIL INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP CURVE EN POZOS DE GAS Y PETRÓLEO EN BOLIVIA"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO:

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo Nº 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo Nº 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.

Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo Nº 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor Nº 1322, Decreto Reglamentario Nº 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo Nº 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley Nº 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los"*



ciudadanos ...", por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO:

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas.

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Trabajo Dirigido titulado: "**ANÁLISIS DE DATOS EN PYTHON PARA EL CÁLCULO DE OIL INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP CURVE EN POZOS DE GAS Y PETRÓLEO EN BOLIVIA**" a favor del autor y titular: **LIZANDRO VICENTE MORANTE** con **C.I. N° 8419564 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.

CASA/Im

Firmado Digitalmente por:

Servicio Nacional de Propiedad Intelectual - SENAPI
CARLOS ALBERTO SORUCO ARROYO
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
LA PAZ - BOLIVIA



Firma:



TShtk1Kj9J128L

PARA LA VALIDACIÓN DEL PRESENTE DOCUMENTO INGRESAR A LA PÁGINA WEB www.senapi.gob.bo/verificacion Y COLOCAR CÓDIGO DE VERIFICACIÓN O ESCANEAR CÓDIGO QR.



Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 515,
entre Esq. Uruguay y
C. Batallón Illimani.
Telfs: 2115700
2119276 - 2119251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs: 3121752 - 72042936

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telfs: 4141403 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Ceibo
Ltda. Piso 2, Of. 5B,
Zona 16 de Julio.
Telfs: 2141001 - 72043029

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi esq. Urriolagoitia,
Zona Parque Bolívar.
Telf: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Avaroa
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf: 72015286

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre, N° 5837,
entre Ayacucho
y Junín, Galería Central,
Of. 14.
Telf: 67201288

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 17.
Telf: 72018160

