

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



PROYECTO DE GRADO

**APLICACIÓN DE CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA LA
DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DE RESERVORIOS
DE GAS CONDENSADO**

AUTOR: MIRIAM QUISPE COPA

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

LA PAZ – BOLIVIA

2023



**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.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer principalmente a Dios ya que fue quien me ha guiado y me ha dado la fortaleza para seguir adelante.

A mis papitos y hermanos por todo el apoyo que me brindaron a lo largo de estos años.

Debo agradecer de manera especial y sincera a mi tutor M. Sc. Ing. Pedro Reynaldo Marin Dominguez por aceptarme para realizar este proyecto de grado bajo su dirección, su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas ha sido un aporte invaluable.

Y agradezco también a mis queridos amigos, que estuvieron conmigo en las buenas y en las malas y me permitieron entrar en su vida durante todos estos años.

DEDICATORIA

Cómo no dedicar este logro a mi familia, sin la cual nada de esto sería posible. He tenido la suerte de tener una familia maravillosa que supo inculcarme los valores necesarios para desenvolverme adecuadamente en todas las áreas de mi vida.

Este proyecto se lo dedico a mi Dios quién supo guiarme por el buen camino, darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la fe ni desfallecer en el intento.

A mi familia quienes por ellos soy lo que soy. Para mis papitos por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos difíciles, y por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, mi coraje para conseguir mis objetivos.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES.....	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3.1. Identificación del Problema	3
1.3.2. Formulación del Problema.....	3
1.4. OBJETIVOS.....	4
1.4.1. Objetivo General	4
1.4.2. Objetivos Específicos	4
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.5.1. Justificación Técnica	4
1.5.2. Justificación Económica	5
1.5.3. Justificación Social	5
1.6. ALCANCE	5
1.6.1. Alcance Temático	5
1.6.2. Alcance Geográfico	6
1.6.3. Alcance Temporal	6
CAPÍTULO II	7
2. FUNDAMENTOS DE RESERVORIOS Y PROPIEDADES P.V.T	7
2.1. DEFINICIÓN DE RESERVORIOS	7

2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.....	7
2.2.1. Yacimientos de Petróleo.....	8
2.2.2. Yacimientos Gasíferos	8
2.2.3. Yacimiento de Gas Condensado.....	8
2.2.4. Características	11
2.3. ANÁLISIS P.V.T. (PRESIÓN-VOLUMEN-TEMPERATURA).....	18
2.3.1. Pruebas que se le practican a las muestras.....	18
2.3.2. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio.....	25
2.3.3. Toma de muestras Norma API RP44	25
2.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.....	32
2.5. CORRELACIONES EMPÍRICAS	32
2.5.1. Propiedades del Gas Natural	33
2.5.2. Propiedades de los hidrocarburos líquidos.....	41
2.5.3. Propiedades del agua.....	51
2.6. CAMPOS MADUROS	55
CAPÍTULO III.....	56
3. LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN PYTHON.....	56
3.1. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE BASE DE DATOS	56
3.2. RELACIÓN DE DATOS BÁSICOS	56
3.3. TIPOS DE BASES DE DATOS.....	56
3.3.1. Modelos tradicionales.....	57
3.3.2. Modelo jerárquico	57
3.3.3. Modelo relacional	57

3.3.4. Modelo declarativo	58
3.4. LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN	58
3.5. PYTHON.....	58
3.6. ¿POR QUÉ USAR PYTHON?	59
3.7. LIBRERÍAS DE UTILIDAD PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	60
CAPÍTULO IV.....	63
4. APLICACIÓN DEL PROGRAMA	63
4.1. DATOS DEL CAMPO EN EL QUE SE VA A APLICAR EL PROGRAMA.....	63
4.1.1. Datos Generales Campo Carrasco	63
4.1.2. Descripción de pozos	65
4.1.3. Consideraciones Estratigráficas	65
4.1.4. Consideraciones Estructurales.....	65
4.1.5. Desarrollo del Campo.....	66
4.1.6. Campo Carrasco Footwall (Lamina Yaciente)	67
4.2. LOCALIZACIÓN DE CAMPOS DE GAS CONDENSADO EN BOLIVIA.....	69
4.3. RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES	72
4.3.1. Propiedades Físicas del Agua	72
4.3.2. Propiedades del Gas Natural	75
4.3.3. Propiedades de los hidrocarburos líquidos.....	80
4.4. DESARROLLO DE LA GUÍA DE USUARIO	87
4.5. BASE DE DATOS ACUMULADO DE LA PROPIEDADES P.V.T.	99
4.6. ERROR PORCENTUAL.....	101
CAPÍTULO V.....	105

5. ANÁLISIS DE COSTOS	105
5.1. ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA, OPERATIVA Y ECONÓMICA.....	105
5.1.1. Precio del Programa P.V.T. Calculator.....	105
5.2. SOFTWARES MÁS UTILIZADOS POR BOLIVIA, EN LA INDUSTRIA PETROLERA	108
CAPÍTULO VI.....	110
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	110
6.1. CONCLUSIONES.....	110
6.2. RECOMENDACIONES	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Factores Necesarios para la Formación de un Yacimiento Hidrocarburífero	7
Figura 2.3 Diagrama de fases de un Gas Condensado	9
Figura 2.4 Diagrama de fases generalizado de un gas condensado.....	10
Figura 2.5 Diagrama de fases para diferentes tipos de crudos y gases.....	11
Figura 2.6 Clasificación de los yacimientos en base al diagrama de fases.....	12
Figura 2.7 Diagrama de fases de un gas condensado en la región retrograda	13
Figura 2.8 Diagrama de Fases de un Sistema Retrógrado	15
Figura 2.9 Diagrama de Fases de los Fluidos de un yacimiento de Gas Condensado con Zona de Petróleo	17
Figura 2.10 Diagrama del Proceso de Liberación Instantánea.....	19
Figura 2.11 Diagrama del Proceso de Liberación Diferencial	21
Figura 2.12 Diagrama del Proceso de Liberación a Volumen Constante	22
Figura 4.1 Campo Carrasco Vista Satelital.	63
Figura 4.2 Extensión del Campo Carrasco.....	64
Figura 4.3 Planta Campo Carrasco	64
Figura 4.4 Campo Carrasco Mapa Estructural referido al Tope Petaca.	65
Figura 4.5 Campo Carrasco Sísmica 3D KNT-CRC-LINEA 210 (4).	66
Figura 4.6 Columna estratigráfica para el Campo Carrasco y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes (amarillo)	68
Figura 4.7 Campo Carrasco – Kanata Sísmica 3D KNT-CRC TWT Tope Yantata....	69

Figura 4.8 Ubicación de Campos de Gas Condensado de Bolivia	70
Figura 4.9 Ubicación del Programa	87
Figura 4.10 Iniciar El Programa para el Cálculo de las Propiedades	88
Figura 4.11 Pestañas para Introducir Datos Iniciales Para el Agua, Gas y Petróleo .	89
Figura 4.12 Variables Requeridas para el Cálculo de las Propiedades del Agua.....	90
Figura 4.13 Variables de Inicio para el Cálculo de las Propiedades del Gas	91
Figura 4.14 Variables de Entrada para el Cálculo de las Propiedades del Petróleo .	92
Figura 4.15 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo	93
Figura 4.16 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo	94
Figura 4.17 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo	94
Figura 4.18 Botones Disponibles del Programa	95
Figura 4.19 Opción Guardar.....	96
Figura 4.20 Acumulado de Datos Calculados Históricos.....	96
Figura 4.21 Limpieza de Datos Calculados.....	97
Figura 4.22 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Agua.....	97
Figura 4.23 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Gas	98
Figura 4.24 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Petróleo.....	98
Figura 4.25 Botón Salir.....	99
Figura 4.26 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Agua	99
Figura 4.27 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Gas.....	100
Figura 4.28 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Petróleo	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Caracterización de fluidos de yacimientos en base a información de pruebas de producción y análisis cromatografico (McCAIN).....	14
Tabla 2.2 Comparación entre las Tres Liberaciones	23
Tabla 2.3 Pesos Moleculares de los Componentes del Gas	33
Tabla 2.4 Presiones y Temperaturas Criticas de Componentes del Gas	35
Tabla 2.5 “Constantes Usadas para el Cálculo de la Viscosidad”	40
Tabla 2.6 “Valores de las Constantes para Presión de Burbuja” (Vazquez Y Beggs)43	
Tabla 2.7 “Constantes Para la Presión de Burbuja”	44
Tabla 2.8 Valores de las Constantes para el Factor Volumétrico.....	46
Tabla 2.9 “Constantes de la Correlación de Vasquez, M.E. Y Beffs, H.D.”	47
Tabla 4.1 Pozos del Campo Carrasco.....	65
Tabla 4.2 Datos estratigráficos del campo Carrasco.....	67
Tabla 4.3 Reservas del Campo Carrasco	67
Tabla 4.4 Detalles de los Campos de Gas Condensado existentes en Bolivia.	71
Tabla 4.5 Valores para el Cálculo de las Propiedades del Agua.....	72
Tabla 4.6 Valores para la Determinación de las Propiedades del Gas	75
Tabla 4.7 Valores para el Cálculos de las Propiedades del Petróleo	80
Tabla 4.8 Error Porcentual de las Propiedades del Agua.....	101
Tabla 4.9 Error Porcentual de las Propiedades del Gas	102
Tabla 4.10 Error Porcentual de las Propiedades del Petróleo.....	103
Tabla 5.1 Valores de las Variables para el Cálculo del Precio Total	106
Tabla 5.2 Analisis Costo del Producto.....	107

Simbología

Símbolo	Significado	Dimensiones
B_g	Factor Volumétrico de formación del gas	BY/BN
B_{od}, B_{gd}, B_{td}	Factor Volumétrico de Formación de petróleo, gas y total diferencial	BY/BN
B_{ob}	Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja	BY/BN
B_t	Factor volumétrico total	BY/BN
B_w	El factor volumétrico del agua en formación	
BSW	Basics Sediments and Water	%
C_{CO_2}	Factor de corrección para dióxido de carbono	-
C_{H_2S}	Factor de corrección para sulfuro de hidrogeno	-
C_{N_2}	Factor de corrección para nitrógeno	-
C_g	Compresibilidad Pseudo reducida	-
C_o	Compresibilidad isotérmica del petróleo	psi^{-1}
C_w	Compresibilidad isotérmica del agua	psi^{-1}
E_g	Factor de expansión del gas,	PCY/PCN
M_a	Peso molecular del aire	lb/lb-mol

M_g	Peso molecular del gas	lb/lb-mol
M_i	Peso molecular del componente	lb/lb-mol
n	Componentes presentes en la mezcla	-
P_b	Presión de burbuja	psia
P_{bc}	Presión de Burbuja corregida por impurezas	psia
P_{ci}	Presión crítica del componente	lpca
P_{sc}	Presión pseudo - crítica,	psia
P_{scM}	Presión pseudo - crítica de la mezcla	lpca
P_{sr}	Presión pseudo - reducida, adimensional	-
P	Presión del sistema	psia
P.V.T.	Presión, Volumen, Temperatura	-
R_s	Razón gas disuelto – petróleo, a condiciones actuales	PCN/BN
R_{sb}	Razón gas disuelto petróleo a $P \geq P_b$	PCN/BN
R_{si}	Razón inicial gas disuelto – petróleo	PCN/BN
R_{sw}	Relación de solubilidad del agua – gas	PCN/BN
T	Temperatura del sistema	°F
T_{ci}	Temperatura crítica del componente	R

T_{scM}	Temperatura pseudo crítica de la mezcla	R
T_{sr}	Temperatura pseudo reducida	-
TDS	Total Solidos Disueltos	mg/l
Z	Factor de compresibilidad del gas	
d_g	Gradiente de presión del gas	psi/ft
y_i	Fracción molar del componente	
γ_{API}	Gravedad especifica del crudo	°API
γ_{gHC}	Gravedad Especifica de la fracción de hidrocarburo	
γ_{gM}	Gravedad Especifica de la mezcla total del gas	
γ_{gd}	Gravedad Especifica del gas disuelto	
γ_o	Gravedad especifica del petróleo	
γ_w	Gravedad Específica del agua	
γ_w	Gravedad especifica del agua	
μ_o	Viscosidad del petróleo subsaturado	cP
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo saturado	cP
μ_{od}	Viscosidad del petróleo libre de gas	cP

μ_w	Viscosidad del agua	cP
ρ_a	Densidad del aire	gr/cm ³
ρ_{asc}	Densidad del crudo a condiciones estándar	gr/cm ³
ρ_g	Densidad del gas	gr/cm ³
ρ_o	Densidad del Petróleo	lb/pie ³
ρ_{ob}	Densidad del petróleo a P _b	lb/pie ³
ρ_w	Densidad del agua	lb/pie ³
ρ_{wsc}	La densidad del agua a condiciones normales	lb/pie ³
σ_{gw}	Tensión interfacial	dina/cm
$\mu_g - \mu_o$	Viscosidad del gas y del petróleo	
α_o	Coefficiente de expansión térmica	
ΔV_{WP}	Variación de volumen durante la disminución de presión	
ΔV_{WT}	Variación de volumen durante la disminución de temperatura	
$\rho_g - \rho_o$	Densidad del gas y del petróleo	
ε	Factor de ajuste	R

RESUMEN

En yacimientos de gas condensado, el comportamiento que dichos reservorios tienen son de vital importancia para una caracterización, lo que provoca que se realice el cálculo de las propiedades P.V.T., que puedan poseer, dichas propiedades se determinan mediante laboratorio sometiendo a diferentes procesos una muestra del fluido y a condiciones de yacimiento, lo que implica altos costos en su realización, la otra manera de llevar a cabo esta determinación es mediante el uso de correlaciones en el cual se basa el presente proyecto.

El desarrollo y diseño del programa que se enfoca en calcular las propiedades P.V.T. se llevó a cabo gracias al uso del lenguaje de Python que es uno de los más actuales y cotizados hoy en día, lo realizado inicio con la recolección de todas las correlaciones existentes que nos ayudan a determinar cada una de las propiedades P.V.T., una vez concluida la etapa se procedió a realizar la selección de las correlaciones más adecuadas para un campo que cuenten con gas condensado para luego hallar de manera convencional los valores de las propiedades por consiguiente se procedió a codificar y a pasar al lenguaje de Python cada una de las correlaciones que se seleccionaron con anterioridad para que nuestro programa vaya tomando forma, una vez terminada esta fase se procedió a corroborar el funcionamiento correcto del programa realizando la comparación de los cálculos realizados de manera manual para terminar con el planteamiento del manual del usuario para un mejor manejo.

Los requerimientos para realizar el programa se basan única y exclusivamente en datos para la corroboración del funcionamiento óptimo del programa; los datos requeridos y recolectados fueron datos de campo como ser las pruebas P.V.T.

Lo realizado en el presente también es una base de datos el cual nos mostrará un acumulado total de las propiedades P.V.T. cuyos valores se exportaran a un archivo Excel lo que nos mostrara el acumulado de las propiedades de gas y condensado.

Palabras claves: Yacimientos de Gas Condensado, propiedades P.V.T., correlaciones, lenguaje de programación Python.

ABSTRACT

In gas condensate reservoirs, the behavior that these reservoirs have is of vital importance for a characterization, which causes the calculation of the P.V.T. fluid and reservoir conditions, which implies high costs in its realization, the other way to carry out this determination is through the use of correlations on which the present project is based.

The development and design of the program that focuses on calculating the P.V.T. It was carried out thanks to the use of the Python language, which is one of the most current and quoted today, what was done began with the collection of all the existing correlations that help us determine each of the P.V.T. properties, once concluded The stage proceeded to select the most appropriate correlations for a field that has condensed gas to then find the values of the properties in a conventional way, therefore, each of the correlations that were they were selected beforehand so that our program takes shape, once this phase was finished, the correct functioning of the program was verified by comparing the calculations made manually to finish with the approach of the user's manual for better handling.

The requirements to carry out the program are based solely and exclusively on data to corroborate the optimal functioning of the program; the data required and collected were field data such as P.V.T.

What has been done in the present is also a database which will show us an accumulated total of the P.V.T. whose values will be exported to an Excel file which will show us the accumulated gas and condensate properties.

Keywords: Gas Condensate Reservoirs, P.V.T. properties, correlations, Python programming language.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

La producción de gas natural y petróleo sin lugar a dudas colabora ampliamente con la economía no solo en Bolivia, sino también a nivel mundial. Al incrementarse los movimientos en la industria petrolera, hace de manera necesaria que contemos con los datos del fluido, todo esto con el objeto de no errar al momento de toma de decisiones, los cuales podrían ser perjudiciales en el desarrollo del campo y también en el tiempo de vida que tienen los campos de hidrocarburos.

El sector hidrocarburífero es fundamental para el desarrollo social y económico de Bolivia. Desde lo energético, el sector ayuda al abastecimiento de energías como ser gasolina, G.L.P., gas natural, entre otros, a las familias e industrias y genera importantes regalías e impuestos para los gobiernos centrales y sub nacionales.

Los reservorios de gas condensado son fluidos monofásicos a condiciones de yacimiento, se compone por metano (CH_4), hidrocarburos de cadena larga y corta. A presión y temperatura, el reservorio se desglosa en dos fases líquida y gaseosa (condensado retrógrado).

El desarrollo tecnológico de la computación es de gran importancia, porque puede emplearse para procesar información de una manera más eficiente con respecto a los métodos convencionales. El uso de lenguajes de programación como Python, C++ entre los más relevantes, son un área tecnológica que se ha empleado para el control de bases de datos u otro sistema que es capaz de adquirir conocimiento a través de la automatización. También podemos decir que la automatización ha ido de la mano de la industria petrolera, ya que se requiere un continuo mejoramiento y actualización, todo esto enlazado con la tecnología.

Con el presente proyecto se pretende desarrollar un programa el cual nos apoyará en la determinación de las propiedades P.V.T. del hidrocarburo mediante el uso de los datos obtenidos en la explotación de campos de gas condensado, mediante el uso de correlaciones numéricas lo que nos permitirá que se pueda generar, una base de datos en donde se podrá apreciar el acumulado de las propiedades calculadas.

1.2. ANTECEDENTES

Los campos de gas condensado se caracterizan debido a que, en el momento de la producción del yacimiento, la temperatura de formación no varía, pero cerca a los pozos se puede apreciar una disminución de la presión, esto sucede cerca de pozos productores. Entonces, si la presión de yacimiento de gas condensado se reduce hasta el punto de rocío, una fase líquida se separa en solución rica en fracciones pesadas y la fase gaseosa muestra su disminución en fracciones pesadas. La presión disminuye, incrementando la fase líquida hasta alcanzar su volumen máximo.

En Bolivia contamos con campos de gas condensado, algunos de los que podemos citar: Campo Sábalo, Campo Carrasco, Campo de Río Grande, Campo Bulo Bulo, entre otros.

Los análisis P.V.T. son completamente importantes para el desarrollo del diseño de instalaciones de producción, análisis nodal y las múltiples tareas en la ingeniería de yacimientos; permiten a su vez obtener cálculos para predecir la vida productiva del yacimiento; para los mecanismos de producción, para definir una posible recuperación mejorada y otras propiedades que pronostican la conducta de los yacimientos a medida que son explotados.

Las correlaciones P.V.T. son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o de campo cuando no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos de yacimiento o porque el horizonte productor no garantiza el gasto en realizar un análisis P.V.T. Son formuladas de manera que puedan ser utilizadas con datos obtenidos sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo y antes de determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentre dentro de los rangos de datos para lo cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto, la correlación será adecuada y se obtendrán resultados confiables.

La industria del petróleo actualmente hace uso intensivo de la tecnología y para hacerlo necesita el soporte y cooperación de muchas disciplinas, especialmente aquellas que implican procesamiento de datos. Por lo anterior, las técnicas computacionales que involucran la inteligencia artificial y el tratamiento digital de

imágenes, que han sido ampliamente utilizadas en diferentes áreas del conocimiento, hacen parte hoy de soluciones a problemas en la industria del petróleo.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1. Identificación del Problema

Los recientes avances en el procesamiento natural del lenguaje de programación para las aplicaciones de búsqueda de datos han permitido extraer información estructurada de texto libre, como la que se encuentra en informes y registros de pozos o depósitos. No obstante, el mayor desafío involucrado en la aplicación de estas técnicas sobre datos no estructurados se relaciona con comprender los términos específicos de la industria y la jerga del negocio para poder ayudar a entrenar a los modelos de aprendizaje automático.

Cada año se perforan miles de pozos a nivel mundial, lo que facilita el aprendizaje de experiencias pasadas y la rápida evolución. En los últimos años, ha habido incrementos de producción gracias al uso de las técnicas de perforación más avanzadas. Sin embargo, el progreso se ha conseguido a base de ensayo y error; experimentando con una nueva técnica y manteniéndola si funciona. El análisis de datos ofrece la oportunidad de dar un carácter más científico a los experimentos y de introducir novedades en la productividad.

Debido a la existencia de Campos de Gas Condensado, la alta demanda en el mercado provoca que por los altos costos las operadoras busquen nuevos métodos actualizados de análisis P.V.T.

1.3.2. Formulación del Problema

¿Para qué son necesarias las propiedades P.V.T.?, ¿en qué nos ayudaría tener estas propiedades?, ¿los costos de los programas conocidos son accesibles?, ¿las correlaciones numéricas son de fácil manejo?, ¿es viable desarrollar un programa para que determine estas propiedades?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Aplicar correlaciones numéricas para la determinación de las propiedades P.V.T. de las muestras de reservorios de gas condensado aplicando el lenguaje de programación Python.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Identificar campos de gas condensado en Bolivia.
- Recopilar correlaciones para la determinación de las propiedades P.V.T. de campos de Gas Condensado.
- Seleccionar las correlaciones adecuadas para la determinación de las propiedades P.V.T. de Campos de Gas Condensado.
- Realizar un manual de procedimiento donde indique el uso correcto del programa.
- Desarrollar un programa en Python para generar una base de datos de las Propiedades que determine los valores P.V.T. de Campos de Gas Condensado.

1.5. JUSTIFICACIÓN

1.5.1. Justificación Técnica

Se realizará una investigación, selección y análisis para así poder contar con las mejores ecuaciones para la simulación numérica, el cual pueda determinar las propiedades P.V.T. del reservorio de gas condensado. Con esta propuesta de simulación numérica se pretende también generar una manera más sencilla para poder determinar de las propiedades P.V.T. aprovechando la tecnología que se nos proporciona en estos días.

En caso de que se hiciera uso de este programa, podría ser favorable para futuras tomas de decisiones en cuanto compete al campo y sus propiedades.

El conocer las propiedades P.V.T. de los fluidos nos permite realizar muchas de las actividades que podría requerirse de un yacimiento como ser el comportamiento del yacimiento, cálculo de reservas, diseño de equipos superficiales, entre otros. Pero al tener un programa en donde se programen todas las correlaciones que están relacionadas con las propiedades P.V.T. facilitara la obtención de información.

1.5.2. Justificación Económica

Los métodos utilizados para determinar las propiedades P.V.T. usados en laboratorio son el de liberación instantánea y diferencial en celdas P.V.T. y la recombinación de muestras y los costos que implican estos servicios están en función de los materiales que se van a usar y va de la mano de obra, ya que la prestación de este servicio va desde el pedido del análisis del fluido para finalizar con el informe técnico de la información que requiere el cliente.

1.5.3. Justificación Social

Para el desarrollo del país, el software libre y estándares abiertos se constituye en la posibilidad de desarrollar las capacidades de nuestros profesionales, invertir nuestros recursos en el desarrollo de tecnologías y conocimiento propios, generar empleo para sectores altamente capacitados y reducir la fuga de cerebros y capitales, sin la necesidad de reinventar toda la tecnología desde sus cimientos. En este sentido, si se abordan adecuadamente las tareas de investigación, innovación y desarrollo, el beneficio puede multiplicarse y replicarse a otros sectores de la economía para el fortalecimiento del aparato productivo, la industrialización de nuestros recursos naturales y el desarrollo de emprendimientos locales, alejándonos al mismo tiempo de los lazos de dependencia en varios aspectos y sectores de la economía.

1.6. ALCANCE

1.6.1. Alcance Temático

El programa se desarrolló en el lenguaje de programación de Python, el cual contiene las correlaciones más representativas que nos ayuden al cálculo de las propiedades P.V.T. El uso de correlaciones es una alternativa y la manera de validar la información obtenida en pruebas de producción.

Algunos de los datos de entrada con los que se pretende contar son la cromatografía del gas, composición del líquido, datos de producción de campos de gas condensado y así también la mayor cantidad de datos correspondientes a los análisis P.V.T. de los fluidos y producción.

Cumpliendo con los requisitos pertinentes se procederá a validar los datos obtenidos de los análisis P.V.T.

1.6.2. Alcance Geográfico

Los campos y reservorios en los que nos centramos son todos lo que contengan gas condensado en Bolivia, para la parte práctica seleccionaremos un reservorio de gas condensado, como es el caso del campo Carrasco ubicado en Cochabamba, usando la información de los fluidos de ya mencionado campo.

1.6.3. Alcance Temporal

La implementación del uso del aprendizaje automático nos permitiría planificar, ejecutar, controlar, supervisar y mejorar la productividad de nuestros yacimientos actualmente en explotación, así como también usar dicha información para proyectarla en futuros proyectos de explotación de yacimientos.



CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS DE RESERVORIOS Y PROPIEDADES P.V.T

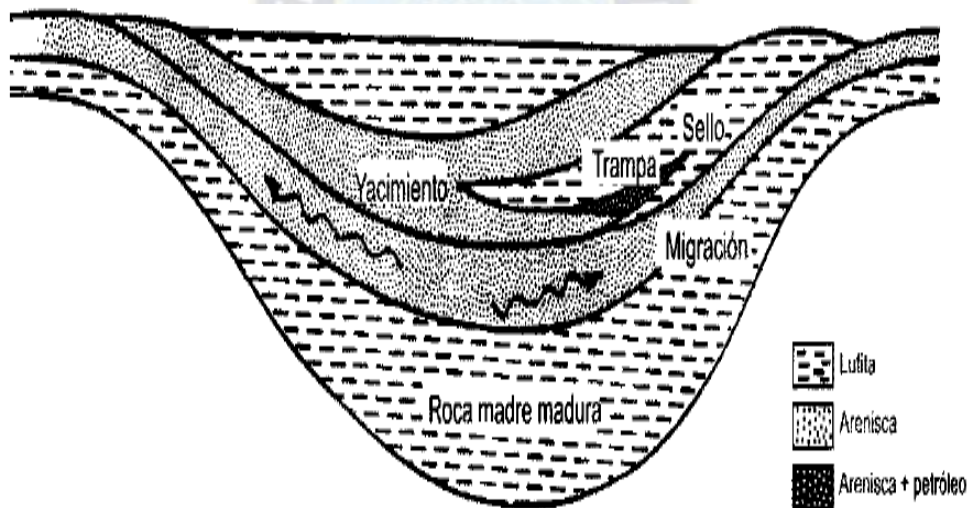
2.1. Definición de Reservorios

Se lo define como la extensión o sección volumétrica el cual está ubicado en el subsuelo, contiene hidrocarburos y es económicamente rentable, para que pueda clasificarse como un reservorio debe cumplir el siguiente sistema:

- Roca madre donde se origina el hidrocarburo
- Una estructura porosa y permeable
- El proceso de migración
- La trampa
- La estructura impermeable

En caso de que falte alguno de estos factores no existirá acumulación (ver figura 2.1).

Figura 2.1 Factores Necesarios para la Formación de un Yacimiento Hidrocarburífero



Fuente: Paris de Ferrer, (2009).

En la trampa el tope es la cresta de culminación y la base es el cierre o sello. Las trampas contienen gas, petróleo o la mezcla de ambos dado que el gas es más liviano, se entrapa en la cima de la estructura seguida del petróleo y en la parte baja el agua el cual por lo general coincide con un acuífero.

2.2. Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Se deben de tomar en cuenta que existen dos clases de yacimientos hidrocarburíferos que se subdividen:

- Yacimientos de Petróleo
- Yacimientos de Gas

2.2.1. Yacimientos de Petróleo

Se define como petrolífero si su temperatura es menor que la crítica hablando solamente de fluido hidrocarburífero. Dependiendo de la presión inicial existente en el yacimiento puede clasificarse en categorías. (Tarek, 2001):

- Petróleo Negro
- Petróleo crudo de bajo encogimiento
- Petróleo crudo de alto encogimiento (volátil)
- Petróleo crudo cerca al crítico

Tomando en cuenta que el proyecto se basa en yacimientos de gas condensado en este capítulo solo se mencionara los tipos de yacimientos de petróleo.

2.2.2. Yacimientos Gasíferos

Si la temperatura del reservorio está por encima de la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos se puede clasificar como reservorio de gas natural. Podemos clasificarlos con respecto a la presión en un diagrama presión-temperatura; se debe conocer los valores de temperatura crítica, temperatura cricondentérmica, de curvas de burbujeo y roció. (Tarek, 2001)

- Yacimientos de Gas Condensado
- Yacimientos de Gas Húmedo
- Yacimientos de Gas seco

A continuación, nos centraremos en los detalles y características de los yacimientos de Gas condensado.

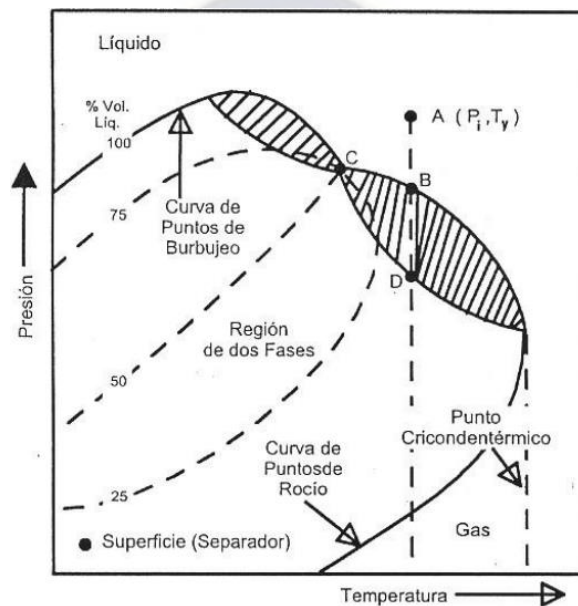
2.2.3. Yacimiento de Gas Condensado

Gases Condensados o Retrógrados. Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie con gravedades encima de 45° API y RGP de 5000 a 100.000 PCN/BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5000 pies. Un diagrama de fase típico de gas condensado se señala en la Figura 2.2, en la cual las condiciones del yacimiento se indican con la línea AE.

En esta figura se observa lo siguiente:

La temperatura del yacimiento está entre la temperatura del punto crítico y el punto cricondentérmico del sistema del yacimiento. La presión del yacimiento inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El denso gas en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de depósito y la presión y temperatura del yacimiento.

Figura 2.2 Diagrama de fases de un Gas Condensado



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

Cuando el yacimiento se encuentra en el punto A una sola fase existe en el yacimiento (P_i, T_y).

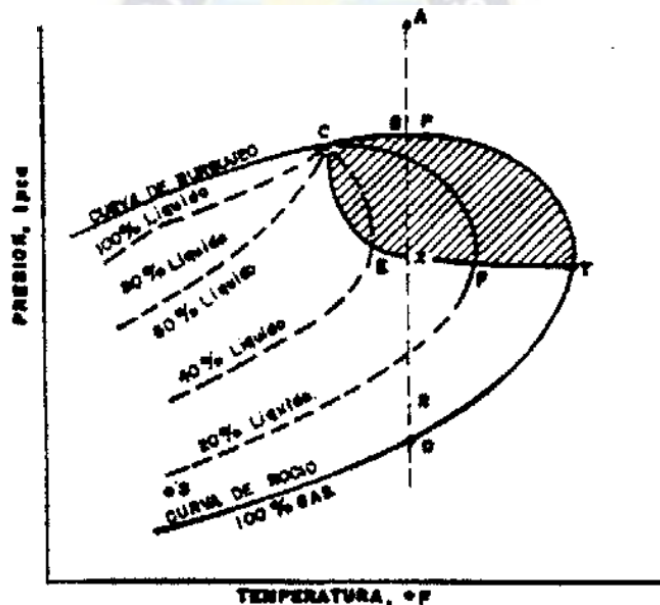
A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, condensación retrógrada tiene lugar en el yacimiento. Cuando la presión alcanza el punto B en la curva de punto de rocío líquido comienza a formarse. A medida que la presión del yacimiento disminuye del punto B a D la cantidad de líquido incrementa en el yacimiento. Son los componentes más pesados los que comienzan a condensar en el yacimiento cuando la presión declina isotérmicamente a lo largo de la línea B-D. El líquido condensado moja la formación y no puede extraerse con el gas producido.

En consecuencia, por ello es deseable mantener las condiciones iniciales de presión de un yacimiento de gas condensado para guardar las fracciones de líquido disueltas en el gas hasta que ellas alcancen la superficie.

Las transiciones a las condiciones del separador en la superficie producirán entonces los hidrocarburos líquidos.

La máxima cantidad de líquido ocurre en el punto D. La posterior reducción de presión originará que el líquido se re - vaporice. Esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y poco de hidrocarburos más pesados que el petróleo volátil. A medida que el yacimiento es producido, la RGP tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados de los líquidos formado en el yacimiento.

Figura 2.3 Diagrama de fases generalizado de un gas condensado



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

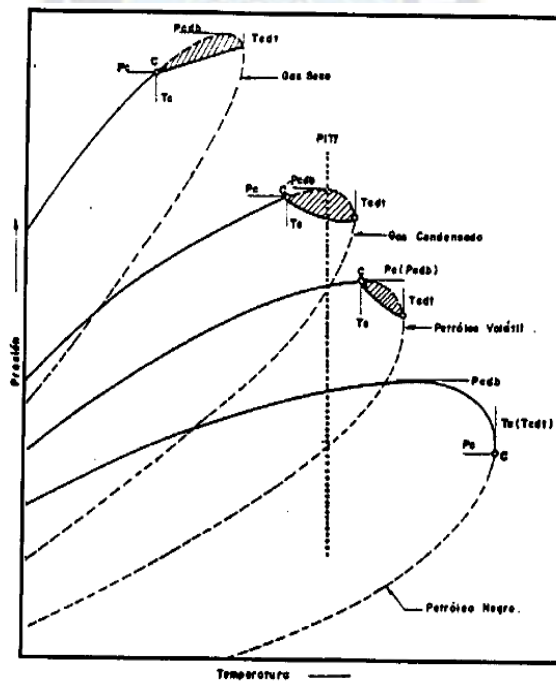
Hidrocarburos originales en fase gaseosa, pero durante la explotación en el yacimiento se forma fase líquida, además de la gaseosa. Este tipo de yacimientos presentan condensación retrograda por debajo de la presión de rocío y su presión se encuentra comprendida entre la temperatura crítica de la mezcla y la temperatura cricondentermica. El gas al disminuir la presión se condensa siendo este un líquido se adhiere a los poros como líquido inmóvil, esto ocasiona una disminución de la producción de líquidos, por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido líquido menor. El gas al disminuir la presión se condensa.

La producción de gas condensado se considera como fase intermedia entre el gas y petróleo; en yacimientos de gas condensado 1bbl de líquido (condensado) se vaporiza en 100000 o más pies cúbicos de gas a condiciones normales lo que hace que una pequeña o insignificante cantidad de hidrocarburo líquido se produzca en los separadores de superficie. Al producirse reservorios de gas condensado podemos concluir que en el mismo predomina gas; del mismo se produce líquido en separadores de superficie de ahí viene su nombre de condensado de gas. El líquido obtenido se lo denomina destilado o petróleo ya que es este mismo el que se produce.

Los yacimientos de gas condensado también pueden caracterizarse por que producen líquidos de color pálido o incoloro con gravedades por encima de 45 °API y Razones gas – petróleo en un intervalo de 5000 a 100000 PCS/bbl.

2.2.4. Características

Figura 2.4 Diagrama de fases para diferentes tipos de crudos y gases



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (mayor 60%) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

En la figura 2.5 debemos de definir algunas siglas usadas las cuales se detallan a continuación:

Pi, Tf: Presión inicial del yacimiento y temperatura de la formación

C: Puntos críticos (las propiedades del vapor y del líquido son iguales)

——: Línea del punto de burbujeo

-----: Línea del punto de rocío

.....: Reducción de la presión en el yacimiento (a temperatura constante)

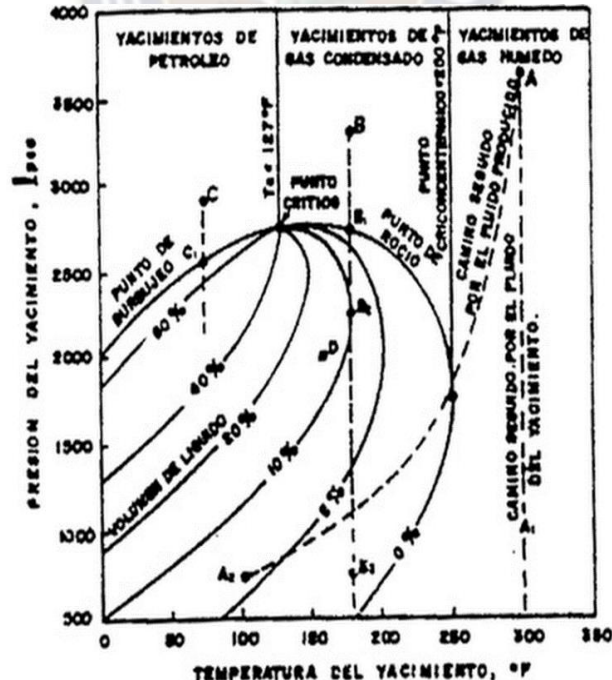
: Área de comportamiento retrogrado

El líquido y el vapor coexisten en la curva envolvente para cualquier fluido dado.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura (punto Pi, Tf en la figura 2.4 o punto B en la figura 2.5 se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío)

La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

Figura 2.5 Clasificación de los yacimientos en base al diagrama de fases



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas (200 - 400 F) y presiones (3000 – 8000 lpc) normales en yacimientos.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento (figura 2.6) el condensado sufre una fuerte reducción de presión, temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con las siguientes características:

Relación gas condensado (RGC): mayor que 3200 PCN/BN.

Gravedad API del condensado 40-60.

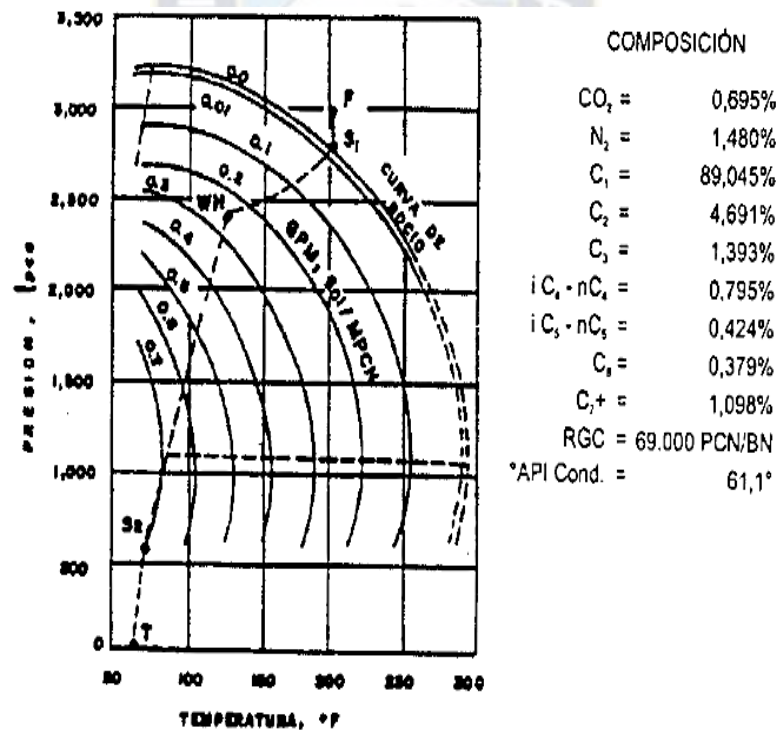
El contenido de metano del gas condensado es mayor o igual a 60% y el C7+ menor o igual que 12.5%.

Entre más rico en componentes pesados (C5+) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad api del condensado. Además, el color se torna oscuro.

En algunos sectores existe gas condensado cuenta con las siguientes 4 características:

RGC mayor 3000PCN/BN peso molecular del efluente total del yacimiento mayor 52 lb/lb-mol, C7+menor 13% y gravedad API de condensado de tanque mayores a 31.

Figura 2.6 Diagrama de fases de un gas condensado en la región retrograda



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

Algunas de las siglas que se manejan en la figura 2.6 las nombraremos en esta parte del proyecto:

F: Condiciones del fluido en el yacimiento

FS1: Expansión isotérmica del fluido en el yacimiento

WH: Cabezal del pozo

S2: Separador

T: Tanque

Tabla 2.1 Caracterización de fluidos de yacimientos en base a información de pruebas de producción y análisis cromatográfico (McCAIN)

Yacimiento	RGP	°API	C7+	C1	Color
Gas Seco	> 100000	---	< 0.7%	> 90%	----
Gas Húmedo	> 15000	< 70	< 4	< 90	INCOL.
Gas	> 3200	> 40	< 12.5	> 60	AM. CLARO
Condensado					
Petróleo Volátil	> 1750	> 40	> 12.5	< 60	AM. OSCURO
Petróleo Negro	< 1750	< 45	> 20	< 50	NEG – VER

Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

Variación de la RGP y Gravedad ° API durante la vida productiva

Gas seco y gas húmedo

Permanecen constantes

Gas condensado

aumentan a $P < P_{roc}$

Petróleo Volátil

aumentan a $P < P_b$

Petróleo Negro

< P_b

RGP aumenta y la gravedad °API cambia poco a P

En general este tipo de yacimientos puede ser dividido en dos subtipos:

Primero: Aquellos yacimientos en donde la presión de rocío es menor que la presión del yacimiento, y por tanto los hidrocarburos se encuentran únicamente en fase gaseosa a la presión y temperatura del yacimiento. Para este caso el condensado se forma en el yacimiento al disminuir la presión por debajo de la presión de rocío.

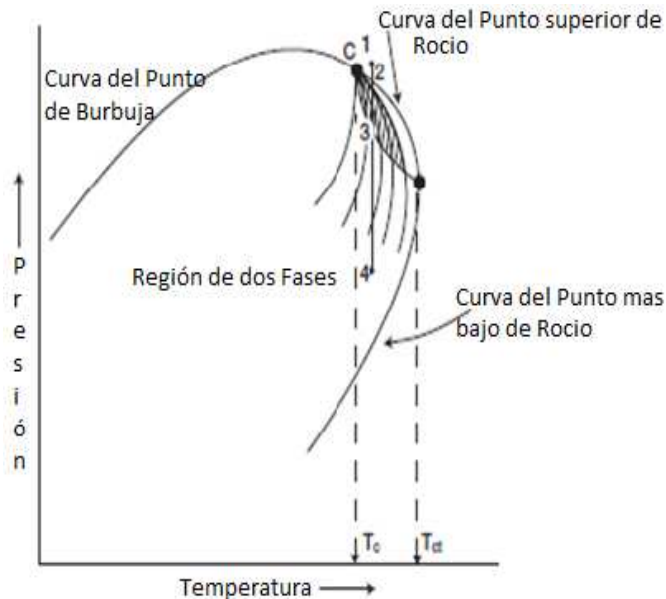
Segundo: yacimientos en donde la presión de rocío es mayor que la presión de yacimiento, de tal manera que los hidrocarburos se encuentran en el yacimiento en dos fases a la presión y temperatura del mismo.

Debido a la acción combinada de la caída de presión y temperatura durante el proceso de producción, en ambos subtipos de yacimiento antes descritos, se forma

condensado en la superficie proveniente casi en su totalidad de la condensación retrograda.

a. Con Condensación Retrograda

Figura 2.7 Diagrama de Fases de un Sistema Retrógado



Fuente: Tarek, (2001).

Cuando presión del yacimiento es menor que la presión de rocío. Donde el gas al disminuir la presión se condensa estos líquidos se adhieren a los poros siendo este un líquido inmóvil.

Este reservorio es de tipo único debido a la manera en que se acumula ya que el comportamiento termodinámico que tiene el fluido es esencial lo que sucede entonces es que se reduce la presión en la mezcla en vez de expandirse o vaporizarse lo siguiente que sucede es que se contraerá o condensa en cuanto se encuentre a las condiciones requeridas.(Tarek, 2001)

El punto crítico se encuentra por debajo de la envolvente, la temperatura cricondentérmica es mayor que la temperatura del yacimiento esto se da cuando la presión reduce el líquido se condensa en yacimiento, el cual no fluye y no puede producirse. Algunas de las características físicas con las que se cuenta son:

RGP entre 8000 y 70000 scf/STB

Gravedad °API por encima de 50 °

El líquido del tanque de almacenaje usualmente es agua blanca o ligeramente coloreado (Tarek, 2001).

b. Sin Condensación Retrograda

La presión se mantiene igual o superior a la presión de rocío. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece constante.

c. Yacimientos Subsaturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío ($P_i > P_{roc}$) La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación gas condensado en superficie.

d. Presión de Rocío Retrograda, P_{roc}

La curva de rocío retrograda es típica para un gas condensado. La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrograda reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir condensación retrograda del líquido.

Los factores que afectan en mayor grado a la P_{roc} son: Temperatura del yacimiento y composición de la mezcla que se puede caracterizar a través de la RGC y de la gravedad API del condensado.

A medida que incrementa la temperatura, aumenta la P_{roc}

T_{sube} ---- P_{roc} sube

A medida que la gravedad API del condensado aumenta, disminuye la P_{roc} .

API sube ---- P_{roc} disminuye

A medida que incrementa la RGC, disminuye la P_{roc}

RGC sube ---- P_{roc} disminuye

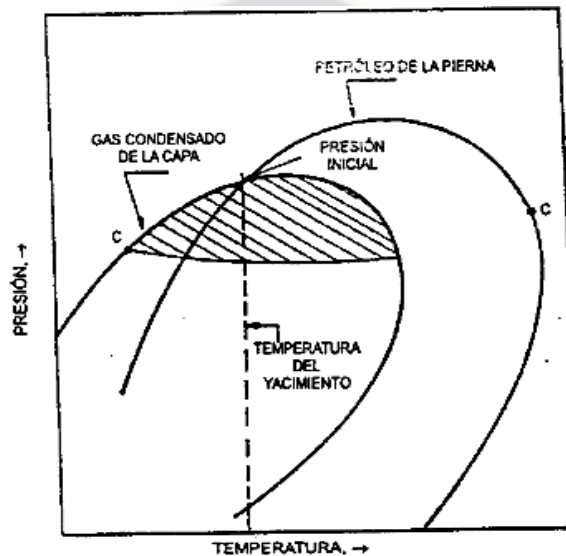
e. Condensación y vaporización

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva del rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias. Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca;

los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrograda, tiene el agravante de lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

f. Yacimientos de Gas Condensado con Zona de Petróleo

Figura 2.8 Diagrama de Fases de los Fluidos de un yacimiento de Gas Condensado con Zona de Petróleo



Fuente: Gonzalo Rojas, (2003).

Es común encontrar una pequeña zona de petróleo (llamada también pierna de petróleo) en yacimientos de gas condensado. En el contacto gas petróleo (CGP), el gas condensado se encuentra saturado en su punto de rocío retrogrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo. La figura muestra los diagramas de fases del gas condensado y del petróleo en equilibrio. Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrograda en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa condensado y el condensado retrogrado con el crudo de la zona.

g. Yacimientos Saturados

En este caso la presión inicial es igual a la presión de rocío ($P_i = P_{roc}$) La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de

líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrogrado. En ningún caso se debe tener P_i menor que P_{roc} (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado)

2.3. Análisis P.V.T. (Presión-Volumen-Temperatura)

Los análisis PVT son resultado de pruebas de laboratorio que se practican en muestras representativas de fluidos de un yacimiento petrolífero para simular su comportamiento ante los cambios de presión y temperatura que experimentan en su tránsito desde el medio poroso hasta el tanque de almacenamiento. Estas pruebas deben simular el proceso de liberación de gas petróleo desde el yacimiento hasta los separadores.

2.3.1. Pruebas que se le practican a las muestras

Para poder realizar las pruebas, es necesario contar con muestras representativas del yacimiento en estudio. A continuación, se presenta una breve descripción de las pruebas de laboratorio que se le practican a las muestras de fluidos de yacimientos.

a. Composición de la Muestra

El análisis composicional de los fluidos nos permite determinar el porcentaje molar de los componentes. Las técnicas usadas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde el C_1 hasta el C_7 . Muchas veces el análisis sólo alcanza hasta el C_6+ o C_7+ .

La composición de una muestra de fondo o recombinada se puede obtener haciendo una liberación instantánea (flash) en el laboratorio, y el gas liberado es analizado separadamente del líquido remanente. En este caso es necesario hacer recombinaciones para obtener la composición de la muestra de yacimiento. El informe muestra el análisis composicional del fluido del yacimiento. Usualmente, se reporta la composición de la muestra individual de líquido y de gas del separador junto con la composición del fluido recombinado.

La recombinación de la muestra de gas y petróleo debe basarse en la RGP del separador. Si la RGP disponible es la de gas del separador con respecto al líquido de

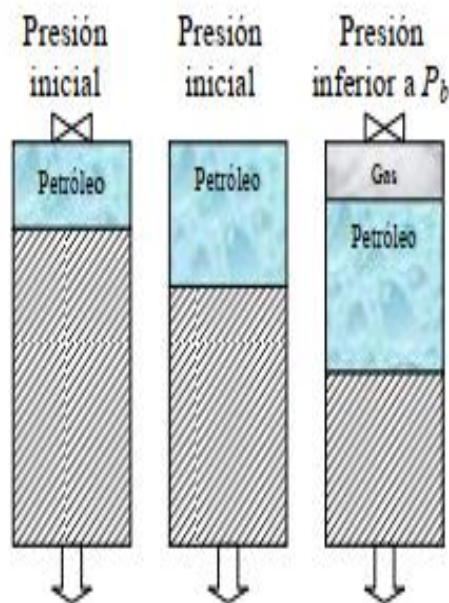
tanque, entonces debe determinarse el factor de merma del líquido del separador para saber cuánto de este se debe utilizar en la recombinación

b. Liberación Instantánea

La prueba consiste en llevar una muestra de fluido del yacimiento a una celda PVT en el laboratorio, con una presión mayor o igual a la del yacimiento y a temperatura del yacimiento. La presión se va reduciendo por etapas produciendo incrementos en el volumen, los cuales son medidos, como se puede apreciar en la Figura 2.9.

Durante la prueba la composición del fluido se mantiene constante, debido a que en ningún momento el gas liberado es retirado de la celda. El comportamiento de la presión con respecto al volumen es casi lineal para presiones altas (fluido monofásico), al disminuir la presión se produce un cambio de pendiente, este cambio de pendiente corresponde al cambio de fase ó aparición de una segunda fase.

Figura 2.9 Diagrama del Proceso de Liberación Instantánea



Fuente: Gonzalo Rojas, (2000).

Para el caso de yacimientos de gas condensado o yacimientos de petróleo volátil (alto encogimiento y mayor vaporización) se utilizan celdas visuales, y para yacimientos de petróleo negro (bajo encogimiento y menor vaporización) se usa una celda no Visual Características resaltantes de la Liberación Instantánea:

Se realiza a temperatura constante

Se inicia con una presión mayor a la presión de burbujeo (P_b)

Se va disminuyendo la presión en varias etapas

Se va midiendo el volumen total (gas + líquido)

La liberación de gas en la superficie es de tipo instantánea, ya que el gas y el líquido se mantienen en contacto en la tubería de producción, las líneas de flujo y en los separadores, no existen cambios de la composición total del sistema, hay agitación permanente y equilibrio entre las fases. Cuando el gas liberado en el yacimiento no llega a la saturación de gas crítica (S_{gc}) se está produciendo una Liberación Instantánea.

De la prueba de liberación instantánea se obtienen los siguientes resultados

- Presión de burbujeo
- Volumen relativo de la muestra en función de la presión (V/V_b)
- Compresibilidad del petróleo (por encima del punto de burbujeo) en función de la presión

c. Liberación Diferencial

Es un estudio a composición variable, el cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, durante la disminución de la presión. El proceso comienza con una presión igual a la presión de burbujeo y a temperatura de yacimiento

Luego se expande la muestra hasta una presión menor manteniendo la temperatura de yacimiento constante. La celda es agitada hasta alcanzar el equilibrio entre las fases. El gas liberado es desplazado de la celda a presión constante, como se aprecia en la figura 2.10

El gas liberado es medido utilizando un gasómetro y posteriormente es analizado para obtener su composición y gravedad específica. También se toman medidas de los volúmenes de muestra antes (líquido y gas) y después de liberar el gas (líquido) a la presión a la cual se realizó la liberación diferencial

El proceso es repetido por etapas hasta alcanzar la presión atmosférica. Posteriormente la temperatura es reducida a 60 °F y el volumen remanente de líquido es medido, y se le denomina petróleo residual

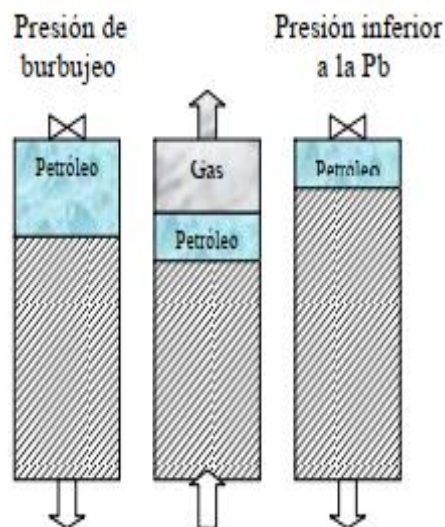
La diferencia que existe entre la prueba de liberación diferencial y la prueba de liberación instantánea es que en la prueba diferencial el gas que sale de solución es removido de la celda de prueba. El fluido remanente en la celda va perdiendo progresivamente componentes livianos, lo que origina una variación de la composición del sistema y por ello una variación del diagrama de fases.

La liberación de gas en el yacimiento se considera intermedia entre diferencial e instantánea, aunque se acerca más a diferencial, debido a la elevada caída de presión en la cercanía a los pozos

Características resaltantes

- Agotamiento de presión a través de varias separaciones gas-petróleo
- Se retira el gas que se libera en cada etapa de despresurización, lo que implica una variación en la composición del fluido
- Temperatura constante hasta alcanzar la P_{atm} .
- Se inicia la prueba con una presión mayor que la presión de burbujeo
- Luego de cada disminución de presión hay que esperar el equilibrio para que se libere todo el gas a esa presión

Figura 2.10 Diagrama del Proceso de Liberación Diferencial



Fuente: Gonzalo Rojas, (2000).

De la prueba diferencial se obtiene:

- Relación gas petróleo en solución (R)

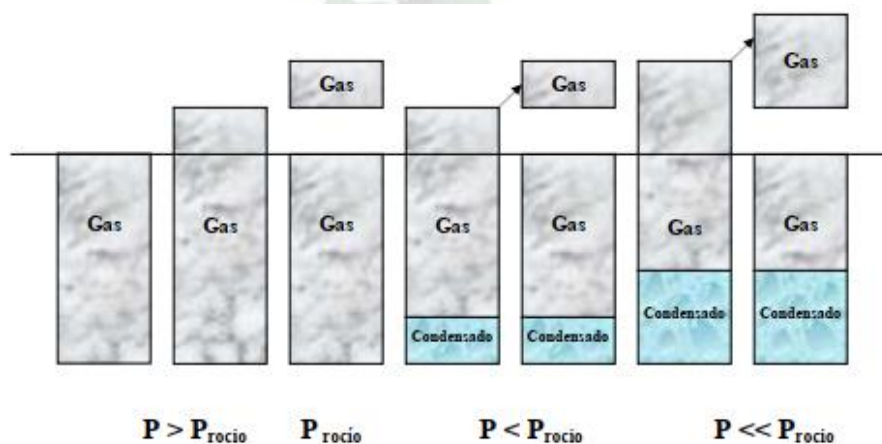
- Factor volumétrico del petróleo (B.)
- Factor volumétrico total (B)
- Densidad del petróleo (ρ_a)
- Factor de compresibilidad del gas. (Z)
- Factor volumétrico del gas. (B)
- Gravedad específica del gas. (g)
- Gravedad API del crudo residual, (API)

d. Liberación a Volumen Constante

En la prueba diferencial se desaloja todo el gas que se libera de solución a cada etapa de despresurización, (como se aprecia en la Figura 2.11), esto implica que todo el gas que se libera en el yacimiento es inmediatamente producido y que la respuesta del yacimiento depende de la fase líquida, así que no describe adecuadamente el proceso de liberación de gas que ocurre cuando se explotan yacimientos de petróleo volátil y condensado.

Lo que ocurre en la prueba de liberación a volumen constante es una declinación de la presión promedio de un yacimiento volumétrico de gas condensado o petróleo volátil. En este yacimiento ocurre condensación retrograda al descender la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío y re - vaporización del líquido al continuar disminuyendo la presión.

Figura 2.11 Diagrama del Proceso de Liberación a Volumen Constante



Fuente: Gonzalo Rojas, (2000).

- De la prueba de liberación a volumen constante se obtiene

- Composición del fluido producido vs presión del yacimiento
- Saturación de condensado en el yacimiento, condensación y re - vaporización, que ocurre durante el agotamiento de la presión
- Balance de materiales en el yacimiento que provee de la presión del yacimiento en función de los volúmenes producidos

A continuación, se presenta una comparación entre los tipos de liberación mencionados anteriormente.

Tabla 2.2 Comparación entre las Tres Liberaciones

	Liberación Instantánea	Liberación Diferencial	Liberación a Vol. Constante
Información media	Presión de saturación Volumen total de fluido Factor de compresibilidad del gas (Z) Compresibilidad del líquido subsaturado	Factor Volumétrico de Formación de petróleo Densidad del petróleo Factor de compresibilidad del gas (Z) Viscosidades del gas y del líquido Relación Gas Petróleo Gravedad específica del gas	Presión de saturación Factor de compresibilidad del gas (Z) Viscosidades del gas y del líquido Saturación del líquido Fracción del gas removido
Comentarios	No se extrae fluido de la celda de prueba También se le conoce como liberación a masa constante	La composición del fluido contenido en la celda cambia constantemente por la extracción de componentes más livianos La viscosidad del gas es usualmente calculada	El volumen del sistema a la presión de rocío debe ser medido cuidadosamente El yacimiento (celda de prueba) es representado por un fluido bifásico.

Fuente: Farias, L, 1998

e. Liberación Compuesta

La liberación compuesta combina la liberación diferencial y la instantánea para reproducir mejor la liberación que efectivamente ocurre en todo el sistema yacimiento - instalaciones de superficie.

El experimento se realiza usando dos celdas, una principal que simula las condiciones del yacimiento, y otra de menor volumen denominada celda auxiliar que simula las

instalaciones de superficie. Inicialmente la celda principal se carga con crudo representativo a una presión superior a la presión de burbujeo y a la temperatura del yacimiento para asegurar que el fluido inicial sea monofásico. La celda auxiliar está vacía al empezar el experimento.

El volumen final de petróleo que queda en la celda auxiliar luego que se han simulado las separaciones instantáneas correspondientes a separadores y al tanque de prueba es usado para calcular el factor volumétrico del petróleo y la relación gas petróleo.

f. Prueba de Separadores

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en uno o varios separadores en el laboratorio, con el objeto de medir el efecto de las condiciones de separación (P y T) en superficie sobre las propiedades del crudo.

Al variar la presión de separación se puede obtener una presión óptima que produzca la mayor cantidad de petróleo en el tanque. El procedimiento a seguir para realizar una prueba de separador es tomar una muestra de fluido del yacimiento y llevarla a una celda en el laboratorio a temperatura de yacimiento y presión mayor a la de burbujeo. El líquido de la celda se traslada a un sistema de separación por etapas el número de etapas depende de la presión a la que se encuentre originalmente el fluido y de la RGP.

De la prueba de separadores se obtiene:

Factor volumétrico del petróleo a P_y

Relación gas-petróleo a P, en cada etapa de separación y total

Gravedad API del petróleo de taque

Composición del gas separado en cada etapa

Las pruebas de separación son usualmente repetidas para varias presiones. La presión óptima de separación es la presión que permite la máxima producción de petróleo con la máxima gravedad API, la mínima relación gas petróleo y con el mismo factor volumétrico del gas

g. Variación de Viscosidad

La viscosidad del petróleo con gas en solución se determina experimentalmente usando un viscosímetro de bola rodante o tubo capilar que permiten medir le a cualquier presión y temperatura. El agotamiento de presión se realiza a temperatura

constante siguiendo un proceso de liberación diferencial. La viscosidad del gas se determina generalmente a través correlaciones que se describen más adelante.

El líquido usado en cada medida es el líquido remanente de la prueba diferencial al cual se le ha extraído todo el gas que contenía en solución a esa presión.

2.3.2. Limitaciones de las Pruebas de Laboratorio

La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento cuando:

La muestra se toma a presión de yacimiento menor a la presión de burbujeo

El pozo produce agua y/o gas libre

Los procesos de liberación de laboratorio no simulan el proceso combinado diferencial-instantáneo que ocurre en el yacimiento.

Hay que tener mucho cuidado al extrapolar los resultados del laboratorio al campo, ya que pequeños errores en las pruebas producen grandes y graves errores en el balance de materiales, cotejo y predicción. En el muestreo de separador, pequeños errores (5%) en la tasa de petróleo y en la tasa de gas, producen errores en la presión de burbujeo de hasta 150 lpc.

2.3.3. Toma de muestras Norma API RP44

a. Acondicionamiento de Pozo

El objetivo del acondicionamiento de pozos es reemplazar el fluido de reservorio no representativo localizado en los alrededores del pozo por fluido original. El cierre del pozo no es necesariamente suficiente para restablecer las condiciones originales. Se necesita que el pozo fluya a caudales bajos para reemplazar al fluido alterado. El proceso de acondicionamiento de pozos de gas – condensado, al igual que en los pozos de petróleo, está basado en la interpretación de los cambios de la relación gas condensado y/o relación gas-petróleo resultantes de reducir el caudal de producción. Se dará este acondicionamiento de la siguiente manera:

El acondicionamiento se podrá iniciar una vez que el pozo limpio haya producido durante un tiempo mínimo de 24 hrs, esto con el objeto de eliminar el daño generado en la terminación y los posibles bolsones de gas.

Se cierra el pozo durante un tiempo mínimo de 24 hrs.

Se registra la presión, hasta que se observe tendencia de estabilización, es decir, que la presión medida sea lo más cercana posible a la presión estática original del reservorio.

- Registrar: Presión, Temperatura a profundidad de los punzados.

El pozo debe acondicionarse para sucesivas reducciones de caudal, mediante reducciones de orificio.

- Se abre el pozo conectado a un separador trifásico, utilizando un orificio de diámetro medio, con el objeto de evitar una gran caída de presión de boca.

- Se deja producir hasta estabilizar caudales y presiones.

- Se cambia el orificio por uno de menor diámetro comparando las relaciones de gas y condensado o las relaciones gas - petróleo.

- Cuando estas son constantes, es posible sacar la muestra.

- Para cada orificio se registran:

- Caudal de gas, caudal de condensado (en casos de Pozos de Gas Condensado), caudal de petróleo, caudal de agua, presión diferencial.

- Presión estática.

- Temperatura de fondo, temperatura del separador.

- Presión y temperatura dinámica de boca y presión de separador.

El pozo es considerado acondicionado cuando se realizan reducciones adicionales de caudal y estas no afectan la relación gas-condensado o de gas-petróleo estabilizada (variaciones no mayores a +/- 5%).

El caudal de producción debe ser suficiente para evitar que el flujo sea intermitente, ya que es sumamente difícil medir una relación gas-condensado o gas-petróleo estabilizada en estas condiciones. Además, las composiciones de gas y líquido de separador en los momentos de flujo intermitente pueden ser distintos a las composiciones en los momentos de flujo estable.

b. Toma de Muestra en Superficie

El procedimiento consiste en tomar muestras de gas y líquido en equilibrio, de un separador de campo, registrando mediciones exactas de los caudales de gas y líquido producidos en el momento del muestreo.

Las muestras de gas y líquido deben ser tomadas al mismo tiempo. La diferencia en

el

tiempo no debería exceder a 1 hora, debido a que, pueden ocurrir cambios importantes en las condiciones de separación (por ej. Temperatura).

Ambas muestras, gas y líquido, deben ser tomadas por duplicado para asegurar al menos

una muestra representativa. Es esencial que los caudales de gas y líquido de separador sean medidos correctamente durante el muestreo, para asegurar que las muestras sean representativas. Luego, las muestras de gas y líquido, son recombinadas en el laboratorio para reproducir el fluido de reservorio.

c. Mediciones

Las mediciones durante el muestreo son las mismas que para el acondicionamiento de pozo:

- ✓ Caudal de gas.
- ✓ Caudal de condensado: se debe aclarar el punto de medición (líquido en tanque o líquido en separador)
- ✓ Caudal de agua
- ✓ Presión diferencial.
- ✓ Presión estática.
- ✓ Presión y temperatura dinámica de fondo
- ✓ Presión y temperatura dinámica de boca.
- ✓ Presión en el separador.
- ✓ Relación gas-condensado: aclarar punto de medición del líquido.

d. Muestreo de Gas en el Separador

Las muestras son almacenadas en botellones que generalmente tienen una capacidad de

20 litros y doble válvula. Se puede realizar por dos métodos:

1. Por llenado de un botellón sometido a vacío: Este método es especialmente útil cuando la temperatura del separador es sustancialmente mayor que la temperatura atmosférica.

a. El botellón se llena conectándolo al separador, purgando la línea de conexión y luego permitiendo que el gas fluya hasta alcanzar la presión deseada.

b. Requiere llenar y vaciar el botellón con gas de separador varias veces, de modo de purgar el contenido de aire.

c. El número de veces recomendado para purgar el botellón es inversamente proporcional a la presión.

e. Muestreo de Líquido en el Separador

Los botellones utilizados tienen, generalmente, una capacidad de 400 a 600 cc y doble válvula. Hay dos métodos básicos:

- Por deslizamiento de un líquido consiste en conectar un botellón lleno con un líquido (mercurio, salmuera, glicol)

Luego de purgar la línea de muestreo, se abre la válvula superior del botellón, de modo de que alcance la presión en el separador. Luego se abre lentamente la válvula inferior del botellón para permitir que el líquido ingrese al botellón desplazando el líquido residente con una mínima reducción de presión. Cuando se ha colectado el volumen de muestra requerido, se cierran sucesivamente la válvula inferior y superior del botellón.

- Por desplazamiento de gas de separador

El método consiste en desplazar gas de separador contenido en el botellón por medio de líquido del separador. El botellón es conectado a un punto adecuado a la línea de gas y se hace que el gas fluya a un caudal moderado a modo de desplazar el aire. Se desconecta, se conecta la línea de líquido por la parte inferior y por la parte superior se ventea el gas en exceso ajustando el caudal para que la reducción de presión en el botellón sea despreciable.

f. Medición de Presión Estática

1. Cerrar el pozo durante un tiempo mínimo de 24 hrs.

Registrar la presión, hasta que se observe tendencia de estabilización. Se debe registrar la Presión y la Temperatura a la profundidad de los punzados.

g. Toma de Muestra en Fondo

El acondicionamiento del pozo mantiene el mismo procedimiento descrito inicialmente hasta el punto 3.

1. Se cierra el pozo durante un tiempo mínimo de 24 hrs.

2. Se registra la presión, hasta que se observe tendencia de estabilización, es decir,

que le presión medida sea lo más cercano posible a la presión estática original del reservorio.

a. Registrar: Presión, Temperatura a profundidad de los punzados.

3. Se hace un gradiente, para determinar la densidad de la columna. A partir de este gradiente, se determina la profundidad a la que se obtendrá la muestra. Se registra:

a. Presión.

b. Profundidad.

c. Cálculo de densidad

La profundidad de muestreo debe ser tal que se evite la interface agua petróleo y gas petróleo. Se toman muestras por duplicado, a una profundidad tal que la densidad sea aproximada al fluido de reservorio. Una vez acondicionado el pozo, se procede de la siguiente manera:

1. Se procede a bajar la toma muestra a la profundidad indicada.

2. Esperando el momento en el que se accione el mecanismo de disparo que cerrara el contenedor de la muestra.

3. Se extrae la toma muestra y se procede a la validación de misma.

Para la validación, se realizan curvas presión – volumen, para ambas muestras, determinándose la Presión de burbuja. La variación entre ambos P_b , no debe ser mayor a 3 a 5%. En el caso de que se supere este valor se deberá repetir el muestreo.

h. Validación de Muestras

Dependiendo del tipo de muestreo la metodología de validación a realizar es la siguiente:

Validación de las Muestras de Fondo. Se verifica el valor de la presión de transferencia sea mayor o igual a la presión de Reservorio.

i. Validación de las Muestras de Superficie

Se verifica el valor de la presión de burbuja mediante el ensayo P.V.T. a las muestras de

líquido tomadas en separador.

✓ Ensayo PV del botellón de Líquido de Separador a condiciones de Separador.

j. Ensayo Flash

En los estudios PVT se realiza una separación adicional de petróleo y gas sobre la

muestra

original. Esta separación se realiza sólo con fines composicionales. En este caso se realiza

la siguiente secuencia de procesos de laboratorio:

1. Se presuriza la muestra por encima de la presión de burbuja del sistema.
2. Se homogeniza la mezcla a temperatura ambiente (o a la mínima temperatura a la que puede realizarse el proceso).
3. Se extrae una alícuota del fluido, manteniendo la presión de la muestra. En esta etapa se recoge una cierta cantidad de líquido y de gas a presión y temperatura ambiente, se determina la Relación Gas-Petróleo del flash.
4. Se caracterizan composicionalmente ambos fluidos. También se determinan el Factor Volumétrico del Petróleo ($B_{o-flash}$), la densidad y peso molecular (PM) del líquido y se caracteriza la fracción pesada del mismo.

Determinaciones para muestras tomadas en fondo:

- ✓ Análisis Cromatográfico del gas del Flash hasta C11+.
- ✓ Cálculo de Riqueza del gas de flash.
- ✓ Análisis Cromatográfico del líquido de flash hasta C44+

Determinación experimental de Peso Molecular del Líquido de flash.

- ✓ Determinación experimental de Densidad del Líquido de flash
- ✓ Recombinación a la Relación Gas-Petróleo del Flash para obtener el Fluido de Reservorio.
- ✓ Recombinación Física de la muestra en Celda

Determinaciones para muestras tomadas en superficie:

- ✓ Análisis Cromatográfico del Gas de Flash hasta C20+.
- ✓ Cálculo de Riqueza de Mezcla del Gas de Flash.
- ✓ Análisis Cromatográfico del Líquido de Flash hasta C40+.
- ✓ Análisis Cromatográfico del Gas de Separador hasta C20+.
- ✓ Cálculo de Riqueza de Mezcla del Gas de Separador.
- ✓ Determinación experimental de Peso Molecular del Líquido de Flash.
- ✓ Determinación experimental de Densidad del Líquido de Flash
- ✓ Obtención del Líquido de Separador partiendo de las Cromatografías de Gas y

Líquido de Flash y la Relación Gas - Petróleo obtenida en el Ensayo Flash.

✓ Obtención del Fluido de Reservorio partiendo de las Cromatografías de Gas y Líquido de Separador y la Relación Gas - Petróleo de las condiciones de Separador.

k. Ensayo a Masa Constante

Este estudio consiste en sucesivas expansiones de la celda cargada con un volumen determinado de fluido recombinado y el análisis de la evolución del volumen de la celda en función de la presión. Determinaciones: Casos de muestras de Gas Condensado:

- ✓ Presión de rocío a temperatura de reservorio.
- ✓ Factor de compresibilidad del gas y factor de compresibilidad bifásico.
- ✓ Factor de volumen del gas.
- ✓ Densidad del gas.
- ✓ Coeficiente de compresibilidad isotérmico.
- ✓ Curva de condensación retrograda a masa constante.

l. Ensayo de Liberación Diferencial

Este estudio simula la explotación de la capa retirando volúmenes de gas excedentes al bajar la presión por debajo de la presión de saturación, midiendo la relación gas petróleo (R_s), el factor de volumen del petróleo (B_o), el factor de volumen del gas (B_g), la densidad del fluido en cada etapa. El gas liberado en cada etapa es analizado en un cromatógrafo para determinar su composición y propiedades. La metodología de ensayo es la siguiente:

1. Se coloca en la celda PVT el fluido recombinado.
2. Se establecen las condiciones de presión y temperatura del Reservorio.
3. Se determinan las etapas de presión al cual se realizará la prueba.
4. Establecer la presión de la prueba en la presión de burbuja y medir el volumen de líquido.
5. Reducir la presión a la siguiente etapa.
6. Remover el gas liberado.
7. Medir la gravedad específica y el volumen de gas a condiciones STD (14.7 psi – 60°F)
8. Medir el volumen de líquido remanente a condición de presión y temperatura de la Celda.

9. Repetir el procedimiento hasta alcanzar la presión atmosférica.

m. Ensayo a Volumen Constante

Experimentalmente son un conjunto de expansiones y desplazamientos a presiones por debajo de la presión de rocío o burbuja (dependiendo del fluido) manteniendo la presión constante de la mezcla de forma que el volumen de gas y de líquido en la celda sea igual a la inicial al terminar cada desplazamiento. El gas que es removido isobáricamente se le determina el volumen y la composición, además para cada presión se calcula el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda, el factor de compresibilidad del gas retirado y el de la mezcla bifásica que va quedando

Determinaciones: Casos de muestras de Gas Condensado y Petróleo Volátil

- ✓ Porcentaje de Efluente Producido en función de la Presión.
- ✓ Porcentaje de Líquido Condensado/Remante en función de la Presión.
- ✓ Determinación de la composición del efluente producido hasta C20+ en función de la Presión.
- ✓ Cálculo de Factor de Volumen del Gas, Bg.
- ✓ Cálculo de Viscosidad del Gas Liberado en función de la Presión.
- ✓ Cálculo de Riqueza de mezcla del Gas Liberado.

2.4. Propiedades de los fluidos del Yacimiento

Los gases naturales contienen metano y bajas cantidades de etano, propano y otros más pesados. El petróleo crudo contiene hidrocarburos más pesados, la composición del hidrocarburo determinará si serán gases o líquidos en el yacimiento y en superficie. El agua tiene un comportamiento menos complejo y se encuentra prácticamente en ambos lo que hace que sus propiedades afecten a la producción de yacimientos. (Paris de Ferrer, 2009).

2.5. Correlaciones empíricas

Muchos investigadores han utilizado los resultados de las pruebas de laboratorio P.V.T. y datos de campo para desarrollar correlaciones generalizadas para estimar las propiedades de los fluidos del yacimiento. Las principales propiedades que se determinan a partir de correlaciones empíricas son el punto de burbuja, la solubilidad del gas, factores volumétricos, densidad, compresibilidad y viscosidad entre los más

importantes. Las correlaciones suelen coincidir con los datos empleados experimentales con una desviación promedio de menos de un pequeño porcentaje. Varios autores han proporcionado factores de corrección para incluir los efectos de los compuestos no hidrocarbonados y las condiciones del separador. Todos los autores han utilizado una gran cantidad de datos experimentales para hacer una regresión de los parámetros de sus correlaciones propuestas para minimizar las diferencias entre los valores predichos y medidos.

2.5.1. Propiedades del Gas Natural

El gas natural es definido como un fluido con hidrogéneo el cual adopta el volumen del recipiente que lo contiene de baja densidad y viscosidad. Está formada por hidrocarburos gaseosos y no gaseosos, compuesto por metano hasta el heptano, otros más pesados y otras impurezas como el dióxido de carbono, nitrógeno, helio y vapor de agua. La presencia del gas es inevitable en los yacimientos hidrocarbúferos lo que hace de vital importancia la determinación de las propiedades físicas del mismo mismos que se encuentran relacionados con variables de yacimientos como ser presión, temperatura y volumen del yacimiento (Banzer, 1996):

Peso molecular aparente

Tabla 2.3 Pesos Moleculares de los Componentes del Gas

Componente	Peso Molecular (lb/lb-mol)
Metano	16.043
Etano	30.07
Propano	44.097
n-Butano	58.124
i-Butano	58.124
n-Pentano	72.151
i-Pentano	72.151
n-Hexano	86.178
i-Hexano	86.178
n-Heptano	100.205
Dióxido de Carbono	44.01
Nitrógeno	28.013
Sulfuro de Hidrogeno	34.076
Agua	18.015

Fuente: Hammack, (2004).

$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i$$

Ecuación 1

Dónde:

M_a = Peso molecular de la mezcla total

y_i = Fracción molar del componente

M_i = Peso molecular del componente

n = Componentes presentes en la mezcla (Banzer, 1996)

Gravedad Especifica del Gas

Es el cociente que existe entre la densidad del gas con respecto a la del aire, las cuales fueron tomadas a condiciones normales de presión y temperatura, lo que indica un comportamiento ideal:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a}$$

Ecuación 2

Dónde:

ρ_g = Densidad del gas

ρ_a = Densidad del aire (Banzer, 1996)

También se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_a}$$

Ecuación 3

Dónde:

M_g = Peso molecular del gas

M_a = Peso molecular del aire 28.96 lb/lb-mol (Banzer, 1996)

Gravedad Especifica de la fracción de hidrocarburo

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}}$$

Ecuación 4

Dónde:

γ_{gHC} = Gravedad Especifica de la fracción de hidrocarburo, adimensional.

γ_{gM} = Gravedad Especifica de la mezcla total del gas, adimensional.

y_{N_2} = Contenido de N_2 , fracción molar.

y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar. (Banzer, 1996)

Densidad del Gas – Ley de Gases

Se lo puede calcular a partir del peso molecular del componente puro o el aparente de la mezcla:

$$\rho_g = 2.70 \frac{P\gamma_g}{zT} \quad \text{Ecuación 5}$$

Dónde:

ρ_g = Densidad del gas

γ_g = Gravedad Especifica del gas, adimensional.

z = Factor de desviación del gas, adimensional. (Banzer, 1996)

Presión y Temperatura Pseudocríticas de Gases Naturales P_{sc} y T_{sc}

Las propiedades pseudocríticas serán determinadas mediante métodos o reglas combinadas una vez conocida la composición de la mezcla gaseosa.

Método Kay, W.B.

Tabla 2.4 Presiones y Temperaturas Criticas de Componentes del Gas

Componente	Presión Crítica (psia)	Temperatura Crítica (R)
Metano	667.8	343.37
Etano	707.8	550.09
Propano	616.3	666.01
n-Butano	550.7	765.65
i-Butano	529.1	734.98
n-Pentano	488.6	845.7
i-Pentano	490.4	829.1
n-Hexano	436.9	913.7
i-Hexano	436.6	895.74
n-Heptano	396.8	972.8
Dióxido de Carbono	1071	547.9
Nitrógeno	493	227.6
Sulfuro de Hidrogeno	1306	672.7
Agua	3198.8	1165.16

Fuente: Hammack, (2004)

Las siguientes ecuaciones representan la presión y temperatura pseudocrítica:

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad \text{Ecuación 6}$$

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde:

P_{scM} = Presión pseudocrítica de la mezcla, lpc

T_{scM} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla, R

P_{ci} = Presión crítica del componente, lpca

T_{ci} = Temperatura crítica del componente, R

Método de Kay corregido por la correlación de Wichert y Aziz

$$T_{scM}' = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon \quad \text{Ecuación 8}$$

$$P_{scM}' = \frac{(\sum_{i=1}^n y_i P_{ci}) T_{scM}'}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})\varepsilon} \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

$$\varepsilon = 120[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15(y_{CO_2}^{0.5} - y_{H_2S}^4)$$

ε = Factor de ajuste, R

P_{ci} = Presión crítica del componente, lpca

T_{ci} = Temperatura crítica del componente, R

y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar.

y_i = Fracción molar de los componentes en la mezcla.

P_{scM} = Presión pseudo-crítica corregida de la mezcla, lpca

T_{scM} = Temperatura pseudo-crítica corregida de la mezcla, R (Banzer, 1996)

Correlación de Sutton, R.P

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} - 493y_{N_2} - 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} - 227y_{N_2} - 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

$$P_{scHC} = 756.8 - 131\gamma_{gHC} - 3.6\gamma_{gHC}^2$$

$$T_{scHC} = 169.2 + 349.5\gamma_{gHC} - 74\gamma_{gHC}^2$$

P_{scHC} = Presión pseudocrítica de la fracción de hidrocarburo, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudocrítica de la fracción hidrocarburo, R

P_{scHC} = Presión pseudocrítica de la mezcla gaseosa, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla gaseosa, R

γ_{gHC} = Gravedad específica de la fracción hidrocarburo, adimensional (Banzer, 1996)

Correlación de Alden, R.C., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Brown, G.G. para Gas Natural

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} - 493y_{N_2} - 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 12}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} - 227y_{N_2} - 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 13}$$

Dónde:

$$P_{scHC} = 677 - 15\gamma_{gHC} - 37.5\gamma_{gHC}^2$$

$$T_{scHC} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12.5\gamma_{gHC}^2$$

P_{scHC} = Presion pseudocritica de la fracción de hidrocarburo, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudocritica de la fracción hidrocarburo, R

P_{scHC} = Presion pseudocritica de la mezcla gaseosa, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudocritica de la mezcla gaseosa, R

γ_{gC} = Gravedad especifica de la fracción hidrocarburo, adimensional (Banzer, 1996)

Correlación de Alden, R.C., Katz, D.L., Oberfell, G.G. y Brown, G.G. para Gas Condensado

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} - 493y_{N_2} - 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 14}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} - 227y_{N_2} - 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S} \quad \text{Ecuación 15}$$

Dónde:

$$P_{scHC} = 706 - 51.7\gamma_{gHC} - 11.1\gamma_{gHC}^2$$

$$T_{scHC} = 187 + 330\gamma_{gHC} - 71.5\gamma_{gHC}^2$$

P_{scHC} = Presion pseudocritica de la fracción de hidrocarburo, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudocritica de la fracción hidrocarburo, R

P_{scHC} = Presion pseudocritica de la mezcla gaseosa, psia

T_{scHC} = Temperatura pseudo critica de la mezcla gaseosa, R

γ_{gHC} = Gravedad especifica de la fracción hidrocarburo, adimensional (Banzer, 1996)

Presión y Temperatura Pseudoreducida

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}} \quad \text{Ecuación 16}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad \text{Ecuación 17}$$

Dónde:

P_{sr} = Presión pseudoreducida, adimensional

T_{sr} = Temperatura pseudoreducida, adimensional

P = Presión absoluta, psia

T = Temperatura absoluta, R

P_{sc} = Presión pseudocrítica, psia

T_{sc} = Temperatura pseudo crítica, R (Banzer, 1996)

Pero Standing expresó las siguientes correlaciones basadas en su gráfico para poder calcular la presión y temperatura pseudo crítica.

Caso 1: Sistemas de gas natural

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma_g - 37,5\gamma_g^2 \quad \text{Ecuación 18}$$

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma_g - 12,5\gamma_g^2 \quad \text{Ecuación 19}$$

Caso 2: Sistemas de gas condensado

$$P_{sc} = 706 + 51,7\gamma_g - 11,1\gamma_g^2 \quad \text{Ecuación 20}$$

$$T_{sc} = 187 + 330\gamma_g - 71,5\gamma_g^2 \quad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

P_{sc} = Presión pseudocrítica

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica

γ_g = Gravedad específica del gas (Banzer, 1996)

Factor de compresibilidad del Gas Z

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

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + cP_{sr}^D \quad \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

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

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

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

P_{sr} = Presión pseudoreducida

T_{sr} = Temperatura pseudoreducida

z = Factor de compresibilidad del Gas (Banzer, 1996)

Factor volumétrico y de expansión del Gas B_g

- Factor volumétrico del gas

$$B_g = 0.005035 \frac{zT}{P}$$

Ecuación 23

Dónde:

B_g = Factor volumétrico del gas, PCY/PCN

P = Presión absoluta, psia

T = Temperatura absoluta, R

z = Factor de compresibilidad del Gas, adimensional (Banzer, 1996)

- **Factor de expansión del gas**

$$E_g = 35.37 \frac{P}{zT}$$

Ecuación 24

Dónde:

E_g = Factor de expansión del gas, PCY/PCN

P = Presión absoluta, psia

T = Temperatura absoluta, R

z = Factor de compresibilidad del Gas, adimensional (Banzer, 1996)

Compresibilidad isotérmica del Gas C_g

Correlacion de Brill, J.P. y Beggs, H.D.

$$C_r = C_g P_{sc} = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\delta Z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}}$$

Ecuación 25

Dónde:

$$\left(\frac{\delta Z}{\delta P_{sr}} \right)_{T_{sr}} = \frac{1 - A}{\left(0.62 - 0.23T_{sr} + \left(\frac{0.132}{T_{sr} - 0.86} - 0.074 \right) P_{sr} + \frac{1.92P_{sr}^5}{10^9(T_{sr}-1)} \right) \exp(B)}$$

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

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

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

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

P_{sr} = Presión pseudoreducida

T_{sr} = Temperatura pseudoreducida

z = Factor de desviación del gas

P_{sc} = Presión pseudocrítica, psia

C_g = Compresibilidad Pseudoreducida, adimensional

C_r = Compresibilidad del Gas, $psia^{-1}$ (Banzer, 1996)

Viscosidad del Gas

Determinación de la Viscosidad mediante Lee, A.L., Gonzales, M.H., y Eakin, B.E.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4} \quad \text{Ecuación 26}$$

Dónde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$\rho_g = 1.4935 * 10^{-3} * \frac{PM}{zT}$$

μ_g = Viscosidad del gas, cP

Z = Factor de compresibilidad, adimensional

M = Peso Molecular de gas, adimensional

ρ_g = Densidad del Gas, g/cc (Banzer, 1996)

Correlación Carr, N.L. Kobayashi, R. y Burrows, D.B.

Tabla 2.5 "Constantes Usadas para el Cálculo de la Viscosidad"

Constante	Valor	Constante	Valor
a_0	-2.46211820E+00	a_8	-7.93385684E-01
a_1	2.97054714E+00	a_9	1.39643306E+00
a_2	-2.86264054E-01	a_{10}	-1.49144925E-01
a_3	8.05420522E-03	a_{11}	4.41015512E-03
a_4	2.80860949E+00	a_{12}	8.39387178E-02
a_5	-3.49803305E+00	a_{13}	-1.86408848E-01
a_6	3.60373020E-01	a_{14}	2.03367881E-02
a_7	-1.04432413E-02	a_{15}	-6.09579263E-04

Fuente: Banzer, (1996).

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} \right) \mu_{g1c} \quad \text{Ecuación 27}$$

Dónde:

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO2} + C_{H2S} + C_{N2}$$

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{pr}\right) = a_0 + a_1 P_{pr} + a_2 P_{pr}^2 + a_3 P_{pr}^3 + T_{pr}(a_4 + a_5 P_{pr} + a_6 P_{pr}^2 + a_7 P_{pr}^3) \\ + T_{pr}^2(a_8 + a_9 P_{pr} + a_{10} P_{pr}^2 + a_{11} P_{pr}^3) \\ + T_{pr}^3(a_{12} + a_{13} P_{pr} + a_{14} P_{pr}^2 + a_{15} P_{pr}^3) \\ \mu_{g1} = (1.709 * 10^{-5} - 2.062 * 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 * 10^{-3} - 6.15 * 10^{-3} \log \gamma_g \\ C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 * 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 * 10^{-3}) \\ C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 * 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 * 10^{-3}) \\ C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 * 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 * 10^{-3})$$

P_{pr} = Presión Pseudoreducida, adimensional

T_{pr} = Temperatura Pseudoreducida, adimensional

γ_g = Gravedad específica del gas, adimensional

y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar.

y_{N_2} = Contenido de N_2 , fracción molar. (Banzer, 1996)

Gradiente de Presión del gas

$$d_g = \frac{0.01875 \gamma_g P}{zT}$$

Ecuación 28

Dónde:

d_g = Gradiente de presión del gas, psi/ft

γ_g = Gravedad específica del gas, adimensional

P = Presión, psia

T = Temperatura, R

Z = Factor de desviación del gas, adimensional (Banzer, 1996)

2.5.2. Propiedades de los hidrocarburos líquidos

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que contienen sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio como componente menor lo que provoca que sus propiedades físicas varían considerablemente dependiendo de la concentración de sus componentes.

Es de vital importancia tener un detalle de las propiedades físicas del crudo por lo que los de mayor interés son (Banzer, 1996):

Gravedad específica, API y densidad del petróleo

- **Gravedad API del Crudo**

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

γ_{API} : Gravedad API, adimensional

γ_g : Gravedad específica del gas, adimensional (Banzer, 1996)

- **API Seco**

$$API_{seco} = \frac{\gamma_{API} - \left[\frac{BSW}{100} + \left(\frac{141.5}{\gamma_w} - 131.5 \right) \right]}{\frac{100 - BSW}{100}} \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde:

γ_{API} : Gravedad API, adimensional

γ_w : Gravedad específica del agua, adimensional

BSW: Basics Sediments and Water, porcentaje (Banzer, 1996)

- **Densidad del petróleo a cualquier temperatura**

$$\rho_o = \frac{\rho_{asc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

ρ_o : Densidad del crudo a la temperatura deseada, gr/cm³

ρ_{asc} : Densidad del crudo a condiciones estándar, gr/cm³

T: Temperatura de interés, °F (Banzer, 1996)

- **Densidad del petróleo Saturado**

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615B_o} \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde:

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 * 10^{-6} \gamma_{API} R_s$$

ρ_o = Densidad del Petroleo, lb/ft³

B_o = Factor Volumetrico del petroleo, BY/BN

R_s = Razon de Gas Disuelto – Petroleo, PCN/BN

γ_o = Gravedad específica del petroleo, adimensional

γ_{gd} = Gravedad Especifica del gas disuelto, adimensional (Banzer, 1996)

- **Densidad del petróleo Subsaturado**

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(P_b - P)] \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde

ρ_o : Densidad del petróleo, lb/pie³

ρ_{ob} : Densidad del petróleo a P_b , lb/pie³

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi⁻¹

P_b : Presión de burbuja, psia

P : Presión de interés, psia (Banzer, 1996)

Presión de Burbujeo P_b

Correlación de Standing, M.B.

$$P_b = 18.2[F - 1.4] \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})}$$

P_b : Presión de burbuja, psia

R_{sb} : Razón gas disuelto petróleo a $P \geq P_b$, PCN/BN

T : Temperatura, °F.

γ_g : Gravedad específica del gas, adimensional

γ_{API} : Gravedad específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D.

Tabla 2.6 “Valores de las Constantes para Presión de Burbuja” (Vazquez Y Beggs)

	$\gamma_{API} \leq 30$	$\gamma_{API} > 30$
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.724	23.931

Fuente: Banzer, (1996).

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_g \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde:

P_b = Presión de burbuja, psia

R_{sb} = Razón gas disuelto petróleo a $P \geq P_b$, PCN/BN

T: Temperatura, °F.

γ_g : Gravedad específica del gas, adimensional

γ_{API} : Gravedad específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Correlación de Glaso, O.

$$P_b = 10^{[1.7669+1.7447\log F-0.30218(\log F)^2]} \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

P_b : Presión de burbuja, psia

R_{sb} : Razón gas disuelto petróleo a $P \geq P_b$, PCN/BN

T: Temperatura, °F.

γ_g : Gravedad específica del gas, adimensional

γ_{API} : Gravedad específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Correlación de la Total C.F.P.

Tabla 2.7 “Constantes Para la Presión de Burbuja”

	$\gamma_{API} \leq 10$	$10 < \gamma_{API} \leq 35$	$35 < \gamma_{API} \leq 45$
C1	12.847	25.2755	216.4711
C2	0.9636	0.7617	0.6922
C3	0.000993	0.000835	-0.000427
C4	0.034170	0.011292	0.023140

Fuente: Banzer, (1996).

Para calcular la presión de burbuja se cuenta con la tabla 2.8:

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} * 10^{C_3 T - C_4 \gamma_{API}} \quad \text{Ecuación 37}$$

Dónde:

P_b = Presión de Burbujeo, psia

R_{sb} = Razón gas disuelto petróleo a $P \geq$, PCN/BN

T = Temperatura, °F

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_{API} = Gravedad Específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Correlación de Al Marhoun, M.A.

$$P_b = 5.38088 * 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657} \quad \text{Ecuación 38}$$

Dónde:

P_b = Presión de Burbujeo, psia

R_{sb} = Razón gas disuelto petróleo a $P \geq$, PCN/BN

T = Temperatura, °F

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_o = Gravedad Específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Correcciones a la presión de burbuja por efecto de gases no hidrocarburos – correlaciones de Glaso, O.

$$P_{bc} = C_{N_2} C_{CO_2} C_{H_2S} P_b \quad \text{Ecuación 39}$$

Dónde:

$$C_{N_2} = 1.0 + [(-2.65 * 10^{-4} \gamma_{API} + 5.5 * 10^{-3})T + (0.0931 \gamma_{API} - 0.8295)] y_{N_2} \\ + [(1.954 * 10^{-11} \gamma_{API}^{4.699})T + (0.027 \gamma_{API} - 2.366)] y_{N_2}^2$$

$$C_{CO_2} = 1.0 - 693.8 y_{CO_2} T^{-1.553}$$

$$C_{H_2S} = 1.0 - (0.9035 + 0.0015 \gamma_{API}) y_{H_2S} + 0.019(45 - \gamma_{API}^2) y_{H_2S}^2$$

P_{bc} = Presión de Burbuja corregida por impurezas, psia

C_{N_2} = Factor de corrección para nitrógeno, adimensional

C_{CO_2} = Factor de corrección para dióxido de carbono, adimensional

C_{H_2S} = Factor de corrección para sulfuro de hidrogeno, adimensional

y_{N_2} = Contenido de N_2 , fracción molar.

y_{CO_2} = Contenido de CO_2 , fracción molar.

y_{H_2S} = Contenido de H_2S , fracción molar.

P_b = Presión de Burbujeo, psia

T = Temperatura, °F

γ_{API} = Gravedad Específica del crudo, °API (Banzer, 1996)

Razón de solubilidad gas – petróleo

Correlación de Standing M.B.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{0.0125\gamma_{API} - 0.00091T} \right]^{1.2048} \quad \text{Ecuación 40}$$

Dónde:

R_s = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas

γ_{API} = Gravedad Específica °API

P = Presión del sistema

T = Temperatura del sistema (Banzer, 1996)

Correlación de Vasquez, M.E. y Beggs, H.D.

Los valores de las constantes para el cálculo de la razón gas disuelto – petróleo con la correlación de Vasquez, M.E. y Beggs, H.D. se muestran en la tabla:

$$R_s = C_1 \gamma_g P^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460} + 1.4 \right) \quad \text{Ecuación 41}$$

Dónde:

R_s = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas

γ_{API} = Gravedad Específica °API

P = Presión de interés

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Tabla 2.8 Valores de las Constantes para el Factor Volumétrico

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

Fuente: Banzer, (1996).

Correlación de Glaso, O.

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.969}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255} \quad \text{Ecuación 42}$$

Dónde:

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5}]}$$

R_s = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas

γ_{API} = Gravedad Específica API

P = Presión de interés

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Factor volumétrico del petróleo en la formación

Para el cálculo de esta propiedad se cuenta con las siguientes correlaciones:

Correlación de Standing M.B.

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 * 10^{-5} F^{1.2} \quad \text{Ecuación 43}$$

Dónde:

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25$$

B_{ob} = Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja, BY/BN

R_{sb} = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_o = Gravedad Específica del Petróleo, adimensional

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Correlación de Vasquez, M.E. y Beffs, H.D.

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) \quad \text{Ecuación 44}$$

Dónde:

B_{ob} = Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja, BY/BN

R_{sb} = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_{API} = Gravedad Específica del Crudo, adimensional

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Tabla 2.9 “Constantes de la Correlación de Vasquez, M.E. Y Beffs, H.D.”

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	$4.677 * 10^{-4}$	$1.751 * 10^{-5}$	$-1.8106 * 10^{-6}$
$\gamma_{API} > 30$	$4.670 * 10^{-4}$	$1.100 * 10^{-5}$	$1.3370 * 10^{-9}$

Fuente: Banzer, (1996).

Correlación de Glaso, O.

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2)} \quad \text{Ecuación 45}$$

Dónde:

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_g} \right)^{0.526} + 0.968T$$

B_{ob} = Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja, BY/BN

R_{sb} = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_o = Gravedad Específica del petróleo, adimensional

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Correlación de la TOTAL, C.F.P.

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} R_{sb} + 2.009 * 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569 * 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

Ecuación 46

Dónde:

B_{ob} = Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja, BY/BN

R_{sb} = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_{API} = Gravedad Específica del crudo, adimensional

T = Temperatura, °F (Banzer, 1996)

Factor volumétrico del petróleo sub-saturado

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o(P_b - P)]$$

Ecuación 47

Dónde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$

B_{ob} = Factor Volumétrico del petróleo a presión de burbuja, BY/BN

C_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1}

P_b = Presión de burbuja, psia

P = Presión de interés, psia (Banzer, 1996)

Factor volumétrico total

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

Ecuación 48

Dónde:

B_t = Factor volumétrico total, BY/BN

B_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN

R_{si} = Razón inicial gas disuelto – petróleo, PCN/BN

R_s = Razón gas disuelto – petróleo, a condiciones actuales, PCN/BN

B_g = Factor volumétrico del gas, BY/PCN (Banzer, 1996)

Correlación de Glaso, O.

$$B_t = 10^{(8.0135 \cdot 10^{-2} + 4.7257 \cdot 10^{-1} \log F - 1.7351 \cdot 10^{-1} (\log F)^2)} \quad \text{Ecuación 49}$$

Dónde:

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} T^{2.00621}$$

B_t = Factor volumétrico total, BY/BN

R_s = Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN

T = Temperatura, R

P = Presión de interés, psia

γ_g = Gravedad Específica del gas, adimensional

γ_o = Gravedad Específica del crudo, adimensional (Banzer, 1996)

Compresibilidad isotérmica del petróleo

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D. para petróleo Subsaturado

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61\gamma_{API}}{P * 10^5} \quad \text{Ecuación 50}$$

Dónde:

C_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1}

R_s = Relación de Solubilidad

P = Presión por encima de la de Burbujeo

T = Temperatura, °F

γ_{API} = Gravedad Específica del crudo, API

γ_g = Gravedad específica del gas, adimensional (Banzer, 1996)

Correlación McCain W.D. Rollins J.B. y Villena Lanzi A.J. para Petróleo Saturado

$$\ln C_o = -7.573 - 1.450 \ln P - 0.383 \ln P_b + 1.402 \ln T + 0.256 \ln \gamma_{API} + 0.449 \ln R_{sb} \quad \text{Ecuación 51}$$

Dónde:

C_o = Compresibilidad isotérmica del petróleo, psi^{-1}

P_b = Presión de Burbujeo

P = Presión de interés

R_{sb} = Relación de Solubilidad entre el gas y el petróleo

γ_{API} = Gravedad Específica API

T = Temperatura del sistema (Banzer, 1996)

Viscosidad del petróleo

Correlación Beggs H.D. y Robinson J.R. para Petróleo Muerto

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad \text{Ecuación 52}$$

Dónde:

$$x = yT^{-1.163}$$

$$Y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas, cP.

γ_{API} = Gravedad Específica API

T = Temperatura del sistema (Banzer, 1996)

Correlación Beggs H.D. y Robinson J.R. para Petróleo saturado

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad \text{Ecuación 53}$$

Dónde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado, cP.

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas, cP.

R_s = Razón gas disuelto petróleo, PCN/BN. (Banzer, 1996)

Correlación Chew, J.N. y Connally, C.A. para Petróleo saturado

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b \quad \text{Ecuación 54}$$

Dónde:

$$A = \text{antilog}[R_s(2.2P * 10^{-7}R_s - 7.4P * 10^{-4})]$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62*10^{-5}R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1*10^{-3}R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74*10^{-3}R_s}}$$

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado, cP.

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas, cP.

R_s = Razón gas disuelto petróleo, PCN/BN. (Banzer, 1996)

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D. para petróleo Subsaturado

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad \text{Ecuación 55}$$

Dónde:

$$m = 2.6P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5}P)$$

μ_o = Viscosidad del petróleo subsaturado, cP

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo saturado, cP.

P = Petróleo de interés, psia

P_b = Presión de burbuja, psia. (Banzer, 1996)

2.5.3. Propiedades del agua

Es de suma importancia tomar en cuenta las propiedades físicas del agua ya que la producción de hidrocarburo está asociada con el agua, en muchos casos la producción del mismo excede en comparación con el petróleo; por consiguiente, el volumen de producción del agua es mayor que la producción de petróleo. (Banzer, 1996)

Aparte de que se encuentra asociado con el petróleo y el gas también hay presentes contaminantes como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno muchas veces se pueden presentar viscosidades bajas, compresibilidades altas y factores de formación; por estos motivos es necesario que haya un detalle de las propiedades físicas. Las propiedades físicas del agua son función de su composición química, presión y temperatura. (Banzer, 1996)

Razón gas disuelto – agua

Correlación Culberson, O.L. y Mcketta, J.J.

$$\frac{R_{SW}}{R_{SWP}} = 10^{-0.0840655ST - 0.285854} \quad \text{Ecuación 56}$$

Dónde:

$$R_{SWP} = A + BP + CP^2$$

$$A = 8.15839 - 6.12265 * 10^{-2}T + 1.91663 * 10^{-4}T^2 - 2.1654 * 10^{-7}T^3$$

$$B = 1.01021 * 10^{-2} - 7.44241 * 10^{-5}T + 3.05553 * 10^{-7}T^2 - 2.94883 * 10^{-10}T^3$$

$$C = (-9.02505 + 0.130237T - 8.53425 * 10^{-4}T^2 + 2.34122 * 10^{-6}T^3 - 2.34122 * 10^{-9}T^4) * 10^{-7}$$

R_{sw} = Relación de solubilidad del agua – gas (PCN/BN)

P = Presión del sistema (psia)

T = Temperatura del sistema (°F)

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Correlación Mccoy, R.L.

$$\frac{R_{sw}}{R_{swP}} = 1 - (0.0753 - 1.73 * 10^{-4}T)S \quad \text{Ecuación 57}$$

Dónde:

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

$$A = 2.12 - 3.45 * 10^{-3}T - 3.59 * 10^{-5}T^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26 * 10^{-5}T + 1.48 * 10^{-7}T^2$$

$$C = -8.75 * 10^{-7} + 3.9 * 10^{-9}T - 1.02 * 10^{-11}T^2$$

R_{sw} = Relación de solubilidad del agua – gas, PCN/BN

P= Presión del sistema, psia

T= Temperatura del sistema, °F

S= Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Factor volumétrico del agua

Correlación McCain, W.D.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT}) \quad \text{Ecuación 58}$$

Dónde:

$$\Delta V_{wT} = 1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4}T + 5.50654 * 10^{-7}T^2$$

$$\Delta V_{wP} = -1.95301 * 10^{-9}PT - 1.72834 * 10^{-13}P^2T - 3.58922 * 10^{-7}P - 2.25341 * 10^{-10}P^2$$

B_w = Factor volumétrico del agua

ΔV_{wP} = Variación de volumen durante la disminución de presión

ΔV_{wT} = Variación de volumen durante la disminución de temperatura

P= Presión del sistema, psia

T= Temperatura del sistema, °F (Banzer, 1996)

Correlación McCoy, R.L.

$$\frac{B_w}{B_{wP}} = 1 + S[5.1 * 10^{-8}P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}P)(T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13}P)(T - 60)^2] \quad \text{Ecuación 59}$$

Dónde:

$$B_{wp} = A + BP + CP^2$$

$$A = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5}T + 8.5 * 10^{-10}T^2$$

$$B = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9}T + 4.57 * 10^{-12}T^2$$

$$C = -5.0 * 10^{11} + 6.429 * 10^{-13}T - 1.43 * 10^{-15}T^2$$

B_w = factor volumétrico del agua

P = Presión del sistema (psia)

T = Temperatura del sistema (°F)

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Compresibilidad isotérmica del Agua

Correlación Dodson, C.R. y Standing, M.B.

$$\frac{C_w}{C_{wP}} = 1 + 8.9 * 10^{-3} R_{sw}$$

Ecuación 60

$$\frac{C_w}{C_{wP}} = 1 + S^{0.7} \left[\frac{-5.2 * 10^{-2} + 2.7 * 10^{-4} T}{-1.14 * 10^{-6} T^2 + 1.121 * 10^{-9} T^3} \right]$$

Ecuación 61

Dónde:

$$C_{wP} = \frac{A + BT + CT^2}{10^6}$$

$$A = 3.8546 - 1.34 * 10^{-4} P$$

$$B = -0.01052 + 4.77 * 10^{-7} P$$

$$C = 3.9267 * 10^{-5} - 8.8 * 10^{-10} P$$

C_w = Compresibilidad isotérmica del agua psi^{-1}

R_{sw} = Relación de solubilidad del agua – gas, PCN/BN

P = Presión del sistema, psia

T = Temperatura del sistema, °F

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Correlación Osif, T.L.

$$C_w = \frac{1}{7.033P + 541.5S - 537T + 40330}$$

Ecuación 62

Dónde:

C_w = Compresibilidad isotérmica del agua, psi^{-1}

P = Presión del sistema, psia

T = Temperatura del sistema, °F

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Viscosidad del Agua

Correlación Van Wingen, N.

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 * 10^{-2} T + 1.982 * 10^{-5} T^2)$$

Ecuación 63

Dónde:

T = Temperatura del sistema, °F

μ_w = Viscosidad del agua, cP (Banzer, 1996)

Correlación Mccoy, R.L.

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wP}} = 1 - 1.87 * 10^{-3} S^{0.5} + 2.18 * 10^{-4} S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 * 10^{-2} T)(2.76 * 10^{-3} S - 3.44 * 10^4 S^{1.5})$$

Ecuación 64

Dónde:

$$\mu_{wP} = 0.02414 * 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)}$$

T = Temperatura del sistema, °F

μ_w = Viscosidad del agua, cP

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Tensión interfacial gas – agua

Correlación Hennings, H.Y. y Newman, G.H.

$$\sigma_{gw} = A + BP + CP^2$$

Ecuación 65

Dónde:

$$A = 79.1618 - 0.118978T$$

$$B = -5.28473 * 10^{-3} + 9.87913 * 10^{-6}T$$

$$C = (2.33814 - 4.57194 * 10^{-4}T - 7.52678 * 10^{-6}T^2) * 10^{-7}$$

σ_{gw} = Tensión interfásica, dina/cm

P = Presión del sistema, psia

T = Temperatura del sistema, °F (Banzer, 1996)

Densidad del agua

Correlación McCain, W.D.

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w}$$

Ecuación 66

Dónde:

$$\rho_{wsc} = 62.368 + 0.438603S + 1.60074 * 10^{-3} S^2$$

ρ_w = Densidad del agua

ρ_{wsc} = La densidad del agua a condiciones normales (62.4lb/ft³)

B_w = El factor volumétrico del agua en formación

S = Salinidad % en peso de solidos disueltos (Banzer, 1996)

Densidad a cualquier Temperatura

$$\rho_w = \frac{1}{0.01602 + 0.000023G}$$

Ecuación 67

Dónde:

$$G = -6.6 + 0.0325T + 0.000657T^2$$

ρ_w = Densidad del agua

T = Temperatura del sistema, °F (Banzer, 1996)

Gravedad Especifica (Solidos Disueltos)

$$\gamma_w = 1 + 0.695 * 10^{-6}TDS$$

Ecuación 68

Dónde:

γ_w = Gravedad Especifica del agua

TDS = Total Solidos Disueltos, mg/lit (Banzer, 1996)

2.6. Campos Maduros

Un reservorio que ha producido por largos periodos de tiempo bajo disminución de los fluidos que se encuentren en el yacimiento; un campo maduro después de que alcanzó el pico máximo de su producción y se encuentre en etapa de declinación también se lo define de esta manera cuando haya alcanzado el límite económico después que se haya realizado el recobro primario y secundario. Los indicadores que se pueden mencionar en un campo maduro son: el comportamiento de la producción, el incremento en la producción de agua y gas, la caída de presión de yacimiento y el envejecimiento de los equipos.

CAPÍTULO III

LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN PYTHON

3.1. Sistema de Administración de Base de Datos

Un sistema de administración de bases de datos (Data base-Management System DBMS) es una colección de datos interrelacionados y un conjunto de programas para acceder a esos datos. La recopilación de datos, generalmente denominada base de datos, contiene información relevante para una empresa. El objetivo principal de un DBMS es proporcionar una forma de almacenar y recuperar información de la base de datos que sea conveniente y eficiente. (Silberschatz, 2011)

Los sistemas de bases de datos están diseñados para gestionar grandes volúmenes de información. La gestión de datos implica tanto la definición de estructuras para el almacenamiento de información como la provisión de mecanismos para la manipulación de la información. Además, el sistema de base de datos debe garantizar la seguridad de la información almacenada, a pesar de los fallos del sistema o los intentos de acceso no autorizado. Si los datos se van a compartir entre varios usuarios, el sistema debe evitar posibles resultados anómalos. (Silberschatz, 2011)

3.2. Relación de Datos Básicos

Una vez que se tenga una buena idea de las entidades básicas en el entorno de base de datos, la próxima tarea es identificar las relaciones entre esas entidades. Hay tres tipos básicos de relaciones que se puede encontrar: uno a uno (1: 1), uno a muchos (1: M) y muchos a muchos (M: N o M: M). (Harrington, 2009)

Cuando se documentan las relaciones de datos, como cuando se dibuja un diagrama ER, se muestran los tipos de relaciones entre entidades. Se están mostrando las posibles relaciones que están permitidas en la base de datos. A menos que se especifique que una relación es obligatoria, no existe ningún requisito de que cada instancia de cada entidad deba estar involucrada en cada relación documentada. (Harrington, 2009)

3.3. Tipos de bases de datos

Los sistemas declarativos consumen tanta memoria y tiempo de funcionamiento. En el término medio podemos decir que lo más empleado actualmente es el sistema

relacional. Para describir cada uno de los modelos en que se basan las bases de datos, estudiaremos primero los sistemas más antiguos y posteriormente los sistemas más avanzados. (Harrington, 2009)

3.3.1. Modelos tradicionales

Estudiaremos los sistemas de bases de datos más utilizados hasta el momento considerados los sistemas de datos convencionales.

3.3.2. Modelo jerárquico

El sistema jerárquico más comúnmente denominado como el sistema IMS de IBM. Esta base de datos tiene como objeto establecer una jerarquía de fichas, de tal manera que cada ficha puede contener a su vez listas de otras fichas, y así sucesivamente. Una base de datos jerárquica está compuesta por secuencias de bases de datos físicas, de manera que cada base de datos física se compone de todas las ocurrencias de un tipo de registro o ficha determinada. Una base de datos perteneciente a este tipo, restringe el acceso directo a las instancias de un segmento hijo, si no es seleccionando previamente los parámetros de las instancias de los padres de los que depende. (Harrington, 2009)

3.3.3. Modelo relacional

Este modelo intenta representar la base de datos como un conjunto de tablas. Las tablas son un concepto simple e intuitivo, existe una correspondencia directa entre el concepto informático de una tabla, y el concepto matemático de relación, lo cual es una gran ventaja, pues permite efectuar formalizaciones de manera estricta mediante las herramientas matemáticas que están asociadas. Se dispondrá de unas herramientas fáciles de manejar que nos permitirán interactuar con la base de datos. Los conceptos básicos del modelo relacional son:

- Registro que es algo así como cada ficha de un fichero convencional.
- Tabla que es un conjunto de fichas de un mismo tipo.

El esquema de una tabla nos indica los nombres de cada uno de los campos que contiene, así como el tipo de información que debe contener. De esta manera, el modelo relacional soluciona problemas de una manera intuitiva a través de las tablas, y eliminando el concepto de conjunto. Este método de expresar los datos facilita

además las consultas, que se realizan ahora a través de estas tablas especiales que relacionan a otras tablas. (Harrington, 2009)

3.3.4. Modelo declarativo

Este modelo suele usarse para bases de conocimiento, que no son más que bases de datos con mecanismos de consulta en los que el trabajo de extracción de información a partir de los datos recae en realidad sobre el ordenador, en lugar de sobre el usuario. Estos mecanismos de consulta exigen que la información se halle distribuida de manera que haga eficiente las búsquedas de los datos, ya que normalmente las consultas de este tipo requieren acceder una y otra vez a los datos en busca de patrones que se adecúen a las características de los datos que ha solicitado el usuario. (Harrington, 2009)

3.4. Lenguajes de Programación

El lenguaje de programación es un sistema estructurado compuesto por conjuntos de símbolos, palabras y reglas semánticas y sintácticas, el lenguaje de programación permite la comprensión entre un programador y la máquina.

3.5. Python

Python es un popular lenguaje de programación de código abierto muy popular que se utiliza en una amplia gama de dominios tanto para programas independientes como para aplicaciones de secuencias de comandos. Es potente, portátil y gratuito. A pesar de esto, usarlo es comparativamente simple y agradable. El énfasis de Python en la productividad del desarrollador y la calidad del software ha sido reconocido por programadores de todas las facetas de la industria del software como una ventaja competitiva tanto en proyectos grandes como pequeños.

Existen numerosos paradigmas en este lenguaje. Dado que admite programación estructurada, este tipo de programación está orientada a objetos, programación funcional y otros tipos de programación, Python se puede comparar con una navaja suiza en el mundo de la programación informática. Se puede usar para crear programas para cada industria, extraer datos y crear sitios web.

Python recibió el apodo de Monty Python por su creador, Guido Van Rossum. Descubrirá algunos bocetos de Monty Python en el código o la documentación si usa

algunos paquetes integrados. La mayoría de los programadores adoran Python por esta y muchas otras razones.

Python es simple y directo, lo que lo hace fácil de comprender. La abundancia de bibliotecas y paquetes en Internet demuestra que los científicos de datos de varias industrias han escrito programas que se adaptan a sus necesidades y que están disponibles para descargar.

Los científicos de datos han comenzado a usar Python para analizar datos porque se puede ampliar para que funcione mejor para varios programas. Lo mejor es aprender a programar en Python porque te permitirá interpretar y analizar datos y encontrar las mejores soluciones para tu empresa.

3.6. ¿Por qué usar Python?

Esta es la primera pregunta que los recién llegados hacen con frecuencia porque hay tantos lenguajes de programación disponibles en la actualidad. Dado que actualmente hay alrededor de 1 millón de usuarios de Python, es imposible dar una respuesta precisa a esta pregunta; a veces, la selección de herramientas de desarrollo está influenciada por restricciones específicas o preferencias personales. Los consumidores de Python son:

a. Calidad del software

Para muchas personas, Python se destaca de otras herramientas de secuencias de comandos debido a su énfasis en la legibilidad, la consistencia y la calidad general del software. Mucho más que los lenguajes de secuencias de comandos tradicionales, el código Python se crea para que sea legible, reutilizable y mantenible. Incluso si no escribiste el código de Python, aún puedes entenderlo debido a su consistencia. Además, Python ofrece soporte integral para técnicas de reutilización de software más sofisticadas, como la programación de características y la orientación a objetos.

b. Productividad del desarrollador

En comparación con lenguajes compilados o tipificados estáticamente como C, C++ y Java, Python aumenta enormemente la productividad del desarrollador. El código Python suele ser entre un tercio y cinco veces más pequeño que el código C o Java comparable. Como resultado, habrá menos código para escribir, menos errores para

corregir y menos mantenimiento para hacer más tarde. Los programas de Python también se ejecutan instantáneamente, lo que reduce el tiempo necesario para compilarlos y vincularlos en comparación con otras herramientas, lo que mejora aún más la eficiencia del programador.

c. Bibliotecas de apoyo

La biblioteca estándar, que se incluye con Python, es una colección considerable de funcionalidad portátil prefabricada. Desde coincidencia de patrones de texto hasta secuencias de comandos de red, esta biblioteca admite una amplia gama de actividades de programación a nivel de aplicación. Además, Python se puede mejorar con bibliotecas propietarias y una gran selección de herramientas de soporte de aplicaciones de terceros. Las herramientas para crear sitios web, programación numérica, acceso a puerto serie, desarrollo de juegos y mucho más están disponibles en el dominio de terceros de Python (vea un ejemplo a continuación). Por ejemplo, se ha hecho referencia a la extensión NumPy como una alternativa más eficaz y gratuita al sistema de programación numérica de Matlab.

3.7. Librerías de utilidad para el desarrollo del proyecto de investigación

- **El Paquete Tkinter:** es una fina capa orientada a objetos encima de Tcl/Tk. Para usar tkinter, no necesita escribir código Tcl, pero deberá consultar la documentación de Tk y, ocasionalmente, la documentación de Tcl. tkinter es un conjunto de envoltorios que implementan los widgets Tk como clases de Python. Las principales virtudes de tkinter son: que es rápido y que generalmente viene incluido con Python. Aunque su documentación estándar es débil, se dispone de buen material, que incluye: referencias, tutoriales, un libro y otros. Tkinter también es famoso por tener un aspecto y una sensación obsoletos, que se ha mejorado enormemente en Tk 8.5.
- **Pandas:** es una librería de Python que se especializa en el manejo y análisis de las estructuras de datos dentro de los desarrolladores que trabajan dentro de este lenguaje, y sobre todo dentro del ámbito de la ciencia de datos y aprendizaje automático, ya que ofrece poderosas estructuras y flexibles que facilitan la manipulación y tratamiento de una gran cantidad de datos como, por ejemplo: cargar datos, modelar, analizar y prepararlos.

- **Math:** Este módulo proporciona acceso a las funciones matemáticas definidas en el estándar de C.
- **La Funcion Init** es una función de inicio definido por “K-means ++” que selecciona los centros de las agrupaciones iniciales para el “clustering” de k-mean de una manera inteligente para acelerar la convergencia de datos.
- **Self:** es usada para especificar que estamos pasando el valor a los atributos de la instancia y no a la variable o argumento local con el mismo nombre.
- **tabControl:** se puede usar para crear páginas de propiedades, que se utilizan para establecer un grupo de propiedades relacionadas.
- **DoubleVar:** No es posible transferir una variable de Python normal a un widget a través de una opción de variable o variable de texto. Los únicos tipos de variables para las que esto funciona son las variables que se sub-clasifican de una clase llamada variable. Por lo que esta variable contiene un flotante y un valor predeterminado de 0.0 enlazada con get y set para el presente trabajo se centró su uso con la segunda.
- **El método Grid:** nos permite posicionar los widgets en una celda en específico.
- **Entry:** En tkinter el control de entrada de datos por teclado se lo conoce con este nombre. Con este control aparece el típico recuadro que cuando se le da foco aparece el cursor en forma intermitente esperando que el operador escriba algo por teclado.
- **Background (bg):** es un atributo en la mayoría de los widgets de Tkinter, y puede ser usado para establecer el color de fondo directamente.
- **Sticky:** para que el elemento se posicione arriba, abajo, a la derecha o izquierda de la celda que lo contiene, podemos usar este parámetro con las opciones “n” (norte), “s” (sur), “e” (este) o “w” (oeste), respectivamente.
- **Columnspan:** nos indica cuántas columnas debe ocupar el control (por defecto). El parámetro rowspan opera de forma similar para las filas.
- **padx, pady, ipadx, ipady:** especifican (en píxeles) los márgenes externos e internos de un elemento.
- **Pack:** por su parte, es bastante sencillo de utilizar y con él pueden obtenerse interfaces ricas y complejas. Sin embargo, el hecho de que la posición de

cada *widget* dependa de otro puede generar complicaciones al momento de realizar cambios, sobre todo modificaciones a aplicaciones ya existentes.

- **El control Canvas:** nos permite acceder a una serie de primitivas gráficas: líneas, rectángulos, óvalos, arcos etc. para graficar dentro de la misma.
- **Set:** asigna un valor a una variable de control. Se utiliza para modificar el valor o estado de un widget.
- **Widget:** son objetos que tienen una representación en el navegador (Jupyter notebook en este ejemplo). Por ejemplo, los **widgets** pueden tener forma de una caja de texto, un desplegable, una casilla de verificación, etc.
- **If:** se usa para tomar decisiones, este evalúa básicamente una operación lógica, es decir una expresión que dé como resultado True o False, y ejecuta la pieza de código siguiente siempre y cuando el resultado sea verdadero.
- **Else:** al igual que el anterior es una condición el cual indica un sí o no.



CAPÍTULO IV APLICACIÓN DEL PROGRAMA

4.1. Datos del Campo en el que se va a aplicar el programa

4.1.1. Datos Generales Campo Carrasco

Se encuentra en el departamento de Cochabamba, en la provincia Carrasco catalogado como un campo de gas condensado; correspondiente a la llanura Chaco Beniana, entre los ríos Ichilo e Isarsama a una altura de 320 m.s.n.m.

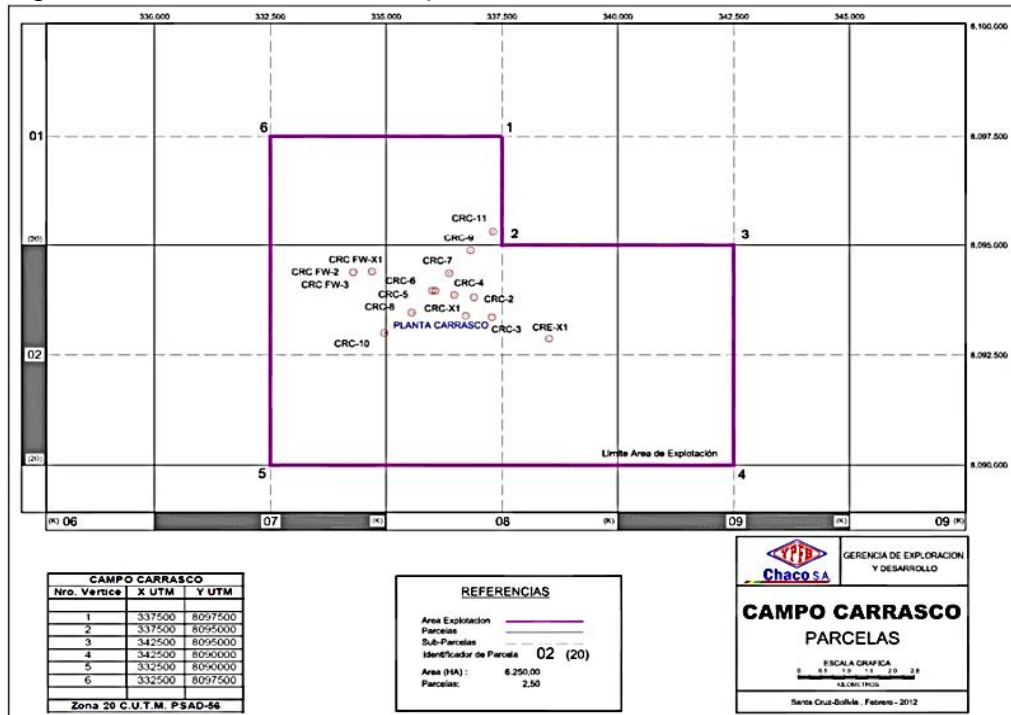
Figura 4.1 Campo Carrasco Vista Satelital.



Fuente: Google Earth, 2017.

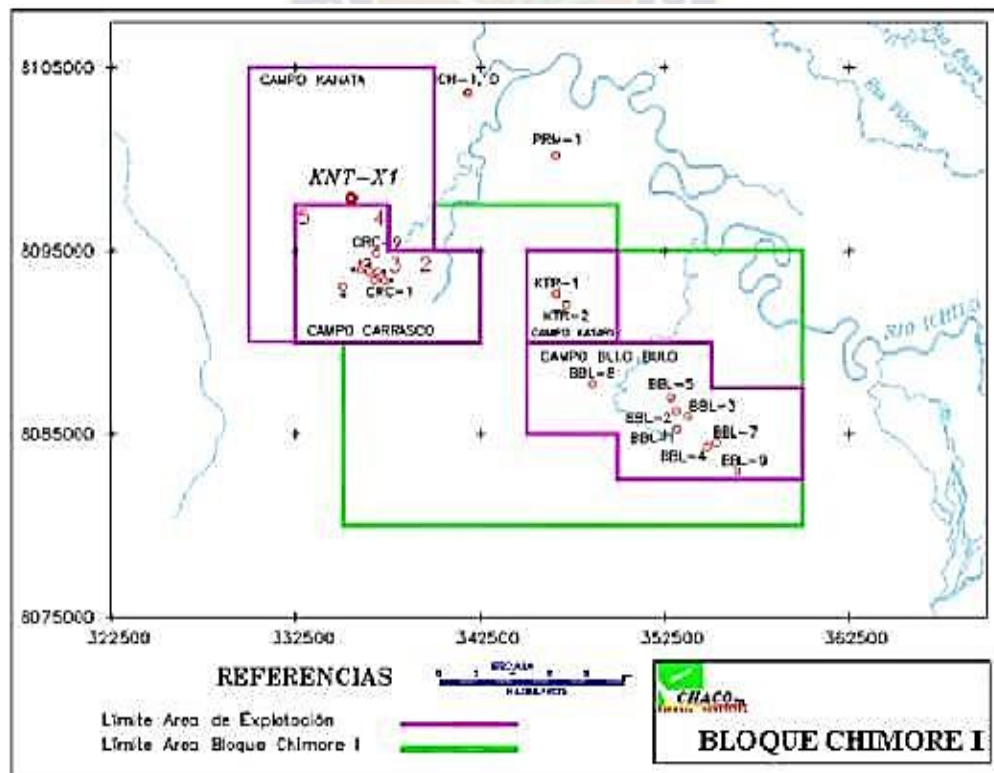
Pie de Monte Norte fue la provincia que fue investigada por parte de YPFB y se obtuvo resultados de la exploración en el Sub - Andino Centro de los campos Carrasco, Katari y Bulu Bulu.

Figura 4.2 Extensión del Campo Carrasco



Fuente: Campo Carrasco Parcelas, YPFB Chaco, 2020.

Figura 4.3 Planta Campo Carrasco



Fuente: YPFB – CHACO Planta Carrasco, 2020.

4.1.2. Descripción de pozos

A continuación, podemos ver el listado de pozos de los que está compuesto el campo Carrasco.

Tabla 4.1 Pozos del Campo Carrasco

ESTADO DE LOS POZOS EN EL CAMPO CARRASCO			
POZO	ANTES	AHORA	FORMACION
CRC-X2	Reinyeccion Agua	Reinyeccion Agua	Yantata-Robore I
CRC-X7	Productor	Productor	Robore I y II
CRC-X11	Productor	Productor	Robore I y II
CRC-X12	Reinyeccion Agua	Reinyeccion Agua	
CFW-01	Productor	Productor	Petaca
CFW-02	Productor	Productor	Yantata
CFW-03	Productor	Productor	Yantata

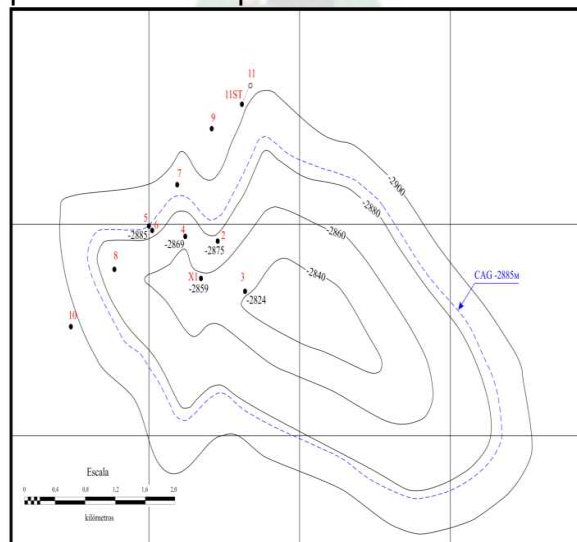
Fuente: YPFB – Chaco, 2020.

4.1.3. Consideraciones Estratigráficas

El campo está constituido por rocas del grupo Chaco: formaciones como Yecua y Petaca del Terciario, Yantata e Ichoa del Cretacico, más Limoncito y Robore del Devonico. Si hablamos de la formación Robore tendremos los siguientes niveles: arenisca Robore I, arenisca Robore II y arenisca Robore III; en cuanto al Campo Carrasco su principal reservorio es la arenisca Robore I descubriéndose así reservas menores en las formaciones Petaca, Yantata e Ichoa.

4.1.4. Consideraciones Estructurales

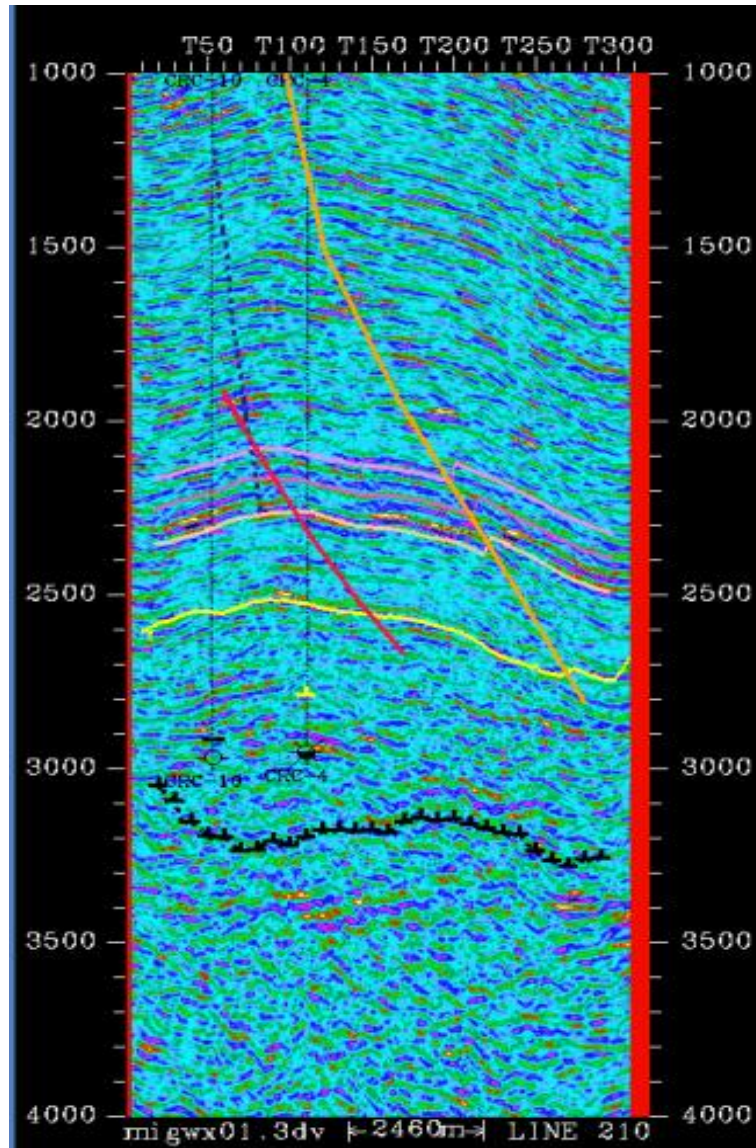
Figura 4.4 Campo Carrasco Mapa Estructural referido al Tope Petaca.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.), 2020.

El tope Petaca muestra una figura anticlinal de forma irregular con dirección del eje axial NW-SE no está afectado por fallas todo esto basado en un perfil sísmico 3D; vergé al Noroeste de poco rechazo originando laminas independientes entre los campos Kanata, Carrasco y Kanata Norte.

Figura 4.5 Campo Carrasco Sísmica 3D KNT-CRC-LINEA 210 (4).



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.), 2020.

4.1.5. Desarrollo del Campo

a. Perforación

En el año 1991 se perforo el pozo Carrasco X1 (CRC-X1 P.F. 4770.5m) descubriéndose hidrocarburos en las formaciones Petaca y Robore se perforo hasta

el año 1997 nueve pozos de esta estructura y en el año 2000 YPFB Chaco S.A. perforo el pozo CRC-11.

En el 2002 dieron paso a la inyección de gas seco que se extrajo de campo Bulu Bulu todo esto con la finalidad de almacenaje debido a que el reservorio Robore I del Campo Carrasco se depletó la actividad permitió la producción de hidrocarburos líquidos.

b. Reservorios Productores

Tabla 4.2 Datos estratigráficos del campo Carrasmco.

Reservorio	Profundidad Tope Promedio (Mss)	Espesor Medio (M)	Fluidos Producidos	Líneas Terminadas
ROBORE I	-4210	75	Gas/Condensado	8
PETACA	-2930	20	Gas/Condensado	2
YANTATA	-3065	30	Gas/Condensado	3
ICHOA	-3530	15	Gas/Condensado	1

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.), 2020.

Tabla 4.3 Reservas del Campo Carrasco

Probadas		Probables			
Gas de Separador MMpc	Condensado Mbbl	Gas de Separador MMpc	Petroleo Mbbl	Condensado Mbbl	API
548	18	4,15	75	520	61,6

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2020.

4.1.6. Campo Carrasco Footwall (Lamina Yaciente)

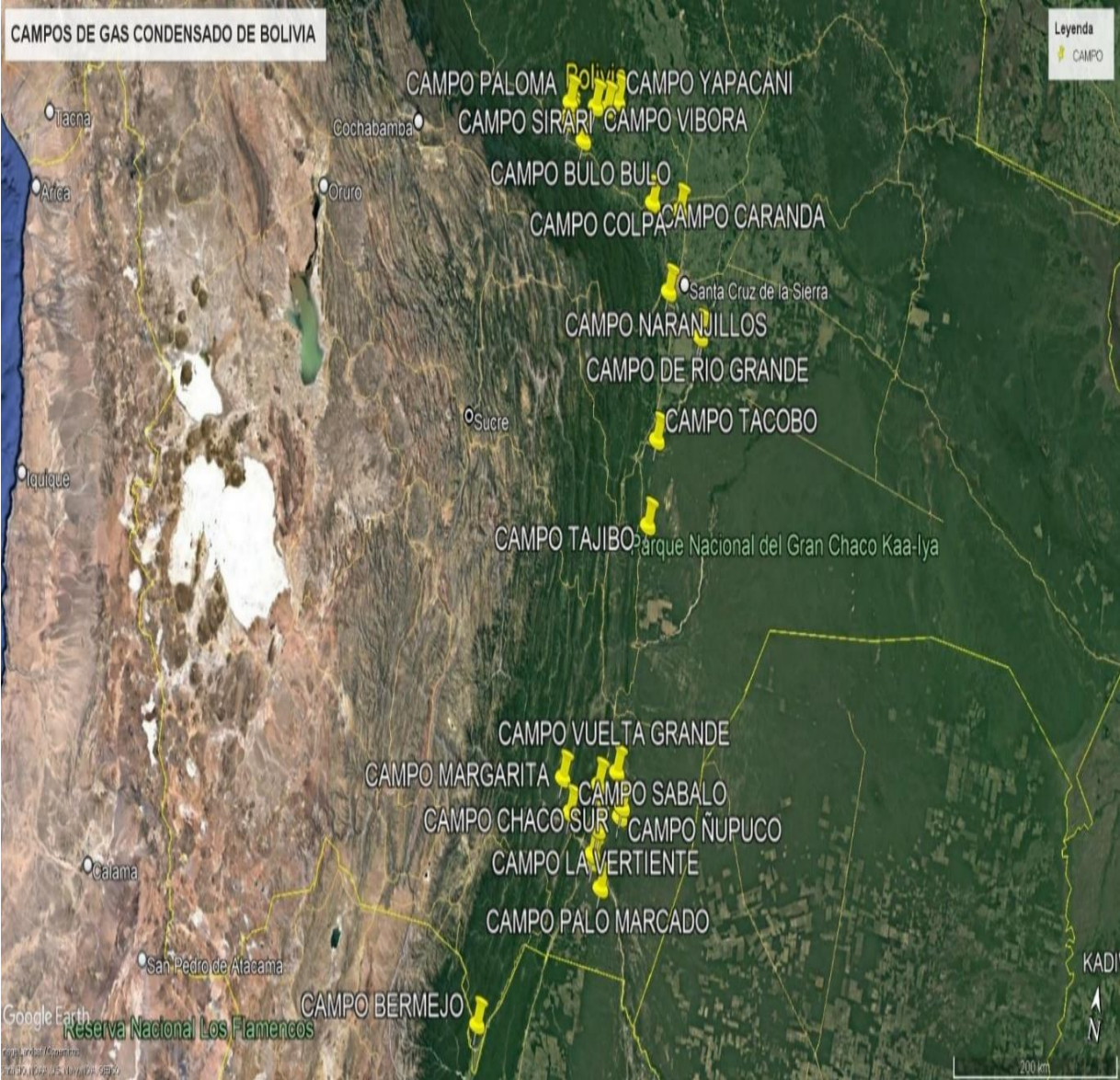
El primer pozo de este campo perseguía la finalidad de ser exploratorio el cual era la extensión del campo Kanata hacia el sur tuvo la finalidad de investigar el potencial hidrocarburífero de las formaciones Yantata y Petaca en la estructura anticlinal homónima.

Figura 4.6 Columna estratigráfica para el Campo Carrasco y posibles sistemas petrolíferos que puede explicar las acumulaciones comerciales existentes (amarillo)

ERA / SISTEMA	EDAD	FORMACION	ESPESOR	LITOLOGIA	PETROFISICA		
					Porosidad %	Permeabilidad md	Factor G _{cc}
TERCIARIO	Plio-Pleis	CHACO Gp	+/- 3000m				
	Mioceno	Yecua	+/- 200m		Arcillas Sobrepresionadas	Sello	
	Oligoceno	Petaca	+/- 140m		10-16	0.1-120 30-50	2.64
		Naranjillos	+/- 60		Presión Normal		
MESOZOICO		Yantata	+/- 115m		16-20 18	240-500 500	2.6-2.6 2.62
		Ichoa	+/- 325m		Sin datos de Corona		
		Ichoa II	+/- 8		Sin datos de Corona		
		Ichoa III	+/- 10		Sin datos de Corona		
DEVONICO	Emviano	Limoncito			Lutitas Sobrepresionadas		
					Lutitas Sobrepresionadas		
	Pragian		+/- 650m		Lutitas Sobrepresionadas		
		Robore I	+/- 50m		10-12 0-11	0.1-1000 40-100	2.64
	Lochicoviano	Robore II Robore III	+/- 140m +/- 70m		Sin datos de Corona		
SILURICO		Boomerang			Secuencia no perforada en el Campo Carrasco		
	Pridoliano	El Carmen	310-250m		Secuencia no perforada en el Campo Carrasco		
	Ludloviano	Kirusillas	750-650m		Secuencia no perforada en el Campo Carrasco		

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Andina, (2020).

Figura 4.8 Ubicación de Campos de Gas Condensado de Bolivia



Fuente: Elaboración Propia, con base a datos de Y.P.F.B.

En Bolivia contamos con un gran número de campos de Gas Condensado de los cuales se pueden resaltar algunas de sus características. Para su determinación y categorización como campos de gas condensado se procedió a hacer uso de la información disponible, se recopiló lo más característico de este tipo de campos para así poder realizar la siguiente tabla donde se detalla la ubicación, °API entre los datos más resaltante que se tienen en la siguiente tabla donde podemos apreciar lo anteriormente mencionado y un poco más de detalles hacer de dichos campos que son conocidos como campos de gas condensado:

Tabla 4.4 Detalles de los Campos de Gas Condensado existentes en Bolivia.

#	UBICACIÓN	OPERADORA	CAMPO	DESCUBRIMIENTO	°API
1	Chuquisaca	YPFB CHACO	Campo Vuelta Grande	1983	34.9
2	Cochabamba	YPFB ANDINA	Campo Yapacani	1990	60.9
3	Cochabamba	YPFB CHACO	Campo Bulu Bulu	1961	63.4
4	Cochabamba	YPFB CHACO	Campo Carrasco	1991	61.6
5	Cochabamba	YPFB CHACO	Campo Kanata	2002	64.9
6	Santa Cruz	YPFB ANDINA	Campo Sirari	1988	70.3
7	Santa Cruz	YPFB ANDINA	Campo Víbora	1988	68
8	Santa Cruz	REPSOL	Campo Paloma	1996	48.5
9	Santa Cruz	VINTAGE	Campo Naranjillos	1998	62.6
10	Santa Cruz	PLUSPETROL	Campo Tacobo	1958	53.8
11	Santa Cruz	PETROBRAS ENERGIA	Campo Colpa	1969	71
12	Santa Cruz	BG BOLIVIA	Campo Escondido	1981	67.7
13	Santa Cruz	PETROBRAS ENERGIA	Campo Caranda	1960	63.4
14	Santa Cruz	PLUSPETROL	Campo Tajibo	1998	75.5
15	Santa Cruz	YPFB ANDINA	Campo de Rio Grande	1961	63
16	Tarija	BG BOLIVIA	Campo Palo Mercado	2000	69
17	Tarija	VINTAGE	Campo Ñupuco	1975	76.2
18	Tarija	VINTAGE	Campo Chaco Sur	1998	78.3
19	Tarija	PLUSPETROL	Campo Bermejo	1922	53.6
20	Tarija	YPFB CHACO	Campo San Roque	1986	49.6
21	Tarija	REPSOL	Campo Margarita	1990	49.32
22	Tarija	BG BOLIVIA	Campo La Vertiente	2006	70.2
23	Tarija	BG BOLIVIA	Campo Los Suris	1981	59.1
24	Tarija	PETROBRAS	Campo Sábalo	1996	54

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de Y.P.F.B.

4.3. Recopilación y Selección de Correlaciones

En esta sección podemos presentar dos objetivos consolidados en el siguiente procedimiento el cual será la recopilación y selección de las correlaciones más adecuadas para los campos de gas condensado en el país.

Los datos que se requerirán para realizar el cálculo de estas propiedades se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.5 Valores para el Cálculo de las Propiedades del Agua

Nº	Nombre	Valor	Unidad
1	Presión del Yacimiento	5000	lpca
2	Temperatura del Yacimiento	200	R
3	% de Salinidad	2	%

Fuente: Elaboración Propia con base a datos del campo Carrasco.

4.3.1. Propiedades Físicas del Agua

a. Razón gas disuelto – agua

Correlación Culberson, O.L. y Mcketta, J.J.

La ecuación principal es para el rango de $70 < T$ (°F) < 250 es por ello que se hará el uso de esta ecuación para el programa.

$$A = 8.15839 - 6.12265 * 10^{-2}T + 1.91663 * 10^{-4}T^2 - 2.1654 * 10^{-7}T^3$$

$$B = 1.01021 * 10^{-2} - 7.44241 * 10^{-5}T + 3.05553 * 10^{-7}T^2 - 2.94883 * 10^{-10}T^3$$

$$C = (-9.02505 + 0.130237T - 8.53425 * 10^{-4}T^2 + 2.34122 * 10^{-6}T^3 - 2.34122 * 10^{-9}T^4) * 10^{-7}$$

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0.0840655ST^{-0.285854}}$$

$$R_{sw} = R_{swp} * 10^{-0.0840655ST^{-0.285854}}$$

$$R_{sw} = 20.133PCN/BN$$

Correlación McCoy, R.L.

Esta ecuación es válida para todo rango de temperatura y presión de 1000 y 10000 lpcá se recomienda no usar esta ecuación para presiones menores de 1000 lpcá.

$$A = 2.12 - 3.45 * 10^{-3}T - 3.59 * 10^{-5}T^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26 * 10^{-5}T + 1.48 * 10^{-7}T^2$$

$$C = -8.75 * 10^{-7} + 3.9 * 10^{-9}T - 1.02 * 10^{-11}T^2$$

$$R_{swp} = A + BP + CP^2$$

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 1 - (0.0753 - 1.73 * 10^{-4}T)S$$

$$R_{sw} = R_{swp}[1 - (0.0753 - 1.73 * 10^{-4}T)S]$$

$$R_{sw} = 17.728PCN/BN$$

b. Factor volumétrico del agua

Estas correlaciones son para presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo.

Correlación McCain, W.D.

$$\Delta V_{wT} = 1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4}T + 5.50654 * 10^{-7}T^2$$

$$\Delta V_{wP} = -1.95301 * 10^{-9}PT - 1.72834 * 10^{-13}P^2T - 3.58922 * 10^{-7}P - 2.25341 * 10^{-10}P^2$$

$$B_w = (1 + \Delta V_{wP})(1 + \Delta V_{wT})$$

$$B_w = 1.048BY/BN$$

Correlación McCoy, R.L.

Agua pura saturada con gas

$$A = 0.9911 + 6.35 * 10^{-5}T + 8.5 * 10^{-7}T^2$$

$$B = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9}T + 4.57 * 10^{-12}T^2$$

$$C = -5.0 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13}T - 1.43 * 10^{-15}T^2$$

$$B_{wp} = A + BP + CP^2$$

$$\frac{B_w}{B_{wP}} = 1 + S[5.1 * 10^{-8}P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}P)(T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13}P)(T - 60)^2]$$

$$B_w = B_{wP}\{1 + S[5.1 * 10^{-8}P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10}P)(T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13}P)(T - 60)^2]\}$$

$$B_w = 1.031BY/BN$$

c. Viscosidad del Agua

Correlación Van Wingen, N.

La viscosidad está en función de temperatura para varias presiones.

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 * 10^{-2}T + 1.982 * 10^{-5}T^2)$$

$$\mu_w = 0.313cP$$

Correlación Mccoy, R.L.

$$\mu_{wP} = 0.02414 * 10^{\left(\frac{247.8}{T-140}\right)}$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wP}} = 1 - 1.87 * 10^{-3}S^{0.5} + 2.18 * 10^{-4}S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 * 10^{-2}T)(2.76 * 10^{-3}S - 3.44 * 10^4S^{1.5})$$

$$\mu_w = \mu_{wP}\{1 - 1.87 * 10^{-3}S^{0.5} + 2.18 * 10^{-4}S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 * 10^{-2}T)(2.76 * 10^{-3}S - 3.44 * 10^4S^{1.5})\}$$

$$\mu_w = 0.315cP$$

d. Densidad del agua

Estas ecuaciones nos permiten determinar este valor para un porcentaje de salinidad en un porcentaje de solidos disueltos de 1%.

Correlación McCain, W.D.

$$\rho_{wsc} = 62.368 + 0.438603S + 1.60074 * 10^{-3}S^2$$

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w}$$

$$\rho_w = 60.363 \text{ lb/ft}^3$$

e. Densidad a cualquier Temperatura

$$G = -6.6 + 0.0325T + 0.000657T^2$$

$$\rho_w = \frac{1}{0.01602 + 0.000023G}$$

$$\rho_w = 60.161 \text{ lb/ft}^3$$

4.3.2. Propiedades del Gas Natural

Los datos que se requerirán para determinar dichas propiedades se ilustran en el siguiente cuadro de datos:

Tabla 4.6 Valores para la Determinación de las Propiedades del Gas

Nº	Nombre	Valor	Unidad
1	Peso molar de la mezcla Gaseosa	35.969	$\frac{\text{lb}}{\text{lb} - \text{mol}}$
2	Presión del Yacimiento	3810	lpca
3	Temperatura del Yacimiento	654	R
4	Fracción Molar N_2	0.0051	-
5	Fracción Molar CO_2	0.1101	-
6	Poder Calorífico Bruto	1403.377	BTU/ft ³
7	Calor Especifico	0.445	BTU/lb-F

Fuente: Elaboración Propia con base a datos del campo Carrasco.

a. Peso molecular aparente

$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i$$

$$M_g = 35.969 \frac{\text{lb}}{\text{lb} - \text{mol}}$$

b. Gravedad Especifica del Gas

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a}$$

$$\gamma_g = 1.242$$

c. Gravedad Específica de la fracción de hidrocarburo

Esta ecuación es para gravedades específicas mayores o iguales a 0.55 de la gravedad específica del metano.

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0.967y_{N_2} - 1.52y_{CO_2} - 1.18y_{H_2S}}{1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S}}$$

$$\gamma_{gHC} = 1.211$$

d. Densidad del Gas – Ley de Gases

$$\rho_g = 2.70 \frac{P\gamma_g}{zT}$$

$$\rho_g = 24.741 \text{ lb/ft}^3$$

e. Factor de compresibilidad del Gas Z

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

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

$$A = 0.297$$

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

$$B = 20.927$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$C = 0.094$$

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

$$D = 0.959$$

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + cP_{sr}^D$$

$$Z = 0.790$$

f. Presión y Temperatura Pseudo críticas de Gases Naturales P_{sc} y T_{sc}

Método Kay, W.B.

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci}$$

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$$

Caso 2: Sistemas de gas condensado

$$P_{sc} = 706 + 51,7\gamma_g - 11,1\gamma_g^2$$

$$T_{sc} = 187 + 330\gamma_g - 71,5\gamma_g^2$$

Caso 1: Sistemas de gas natural

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma_{gHC} - 37,5\gamma_{gHC}^2$$

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12,5\gamma_{gHC}^2$$

$$P_{sc} = 640.17PSIA$$

$$T_{sc} = 543.24F$$

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} - 493y_{N_2} - 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} - 227y_{N_2} - 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S}$$

$$P_{sc} = 719.546PSIA$$

$$T_{sc} = 548.44R$$

Correlación de Sutton, R.P

$$P_{scHC} = 756.8 - 131\gamma_{gHC} - 3.6\gamma_{gHC}^2$$

$$T_{scHC} = 169.2 + 349.5\gamma_{gHC} - 74\gamma_{gHC}^2$$

$$P_{PCHC} = 592.88PSIA$$

$$T_{PCHC} = 483.92R$$

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} - 493y_{N_2} - 1071y_{CO_2} - 1306y_{H_2S}$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} - 227y_{N_2} - 548y_{CO_2} - 672y_{H_2S}$$

$$P_{sc} = 680.026PSIA$$

$$T_{sc} = 498.90R$$

g. Presión y Temperatura Pseudo reducida

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

$$T_{sr} = 1.311, P_{sr} = 5.602$$

h. Factor volumétrico y de expansión del Gas B_g

- **Factor volumétrico del gas**

$$B_g = 0.005035 \frac{zT}{P}$$

$$B_g = 3.834 * 10^{-3} \text{PCY/PCN}$$

- **Factor de expansión del gas**

$$E_g = 35.37 \frac{P}{zT}$$

$$E_g = 260.829 \text{PCN/PCY}$$

- **Compresibilidad isotérmica del Gas C_g**

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

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

$$A = 0.279$$

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

$$B = 20.927$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$C = 0.094$$

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

$$D = 0.959$$

$$\left(\frac{\delta Z}{\delta P_{sr}}\right)_{T_{sr}} = \frac{1 - A}{\left(0.62 - 0.23T_{sr} + \left(\frac{0.132}{T_{sr} - 0.86} - 0.074\right)P_{sr} + \frac{1.92P_{sr}^5}{10^9(T_{sr}-1)}\right)\exp(B)}$$

$$\left(\frac{\delta Z}{\delta P_{sr}}\right)_{T_{sr}} = 0.084$$

$$C_g = 1.187 * 10^{-6} \text{psia}^{-1}$$

i. Viscosidad del Gas

Determinación de la Viscosidad mediante Lee, A.L., Gonzales, M.H., y Eakin, B.E.

$$\rho_g = 1.4935 * 10^{-3} * \frac{PM}{zT}$$

$$\rho_g = 0.396$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$K = 109.445$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$X = 5.367$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

$$Y = 1.327$$

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4}$$

$$\mu_g = 5.26 * 10^{-2} \text{Cp}$$

j. Gradiente de Presión del gas

$$d_g = \frac{0.01875\gamma_g P}{zT}$$

$$d_g = 0.172 \text{psi/ft}$$

4.3.3. Propiedades de los hidrocarburos líquidos

Los datos que se requerirán para determinar dichas propiedades se ilustran en el siguiente cuadro de datos:

Tabla 4.7 Valores para el Cálculos de las Propiedades del Petróleo

Nº	Nombre	Valor	Unidad
1	Gravedad API	31	-
2	Gravedad Especifica del Agua	1.15	-
3	Gravedad Especifica del Gas	0.95	-
4	Temperatura	180	F
5	Fracción Molar CO_2	0.2	-
6	BSW	10	%
7	Presión de Yacimiento (subsaturado)	3000	Psia
8	Presión de Yacimiento (Rs)	2000	Psia
9	Presión de Burbuja	2500	Psia
10	Presión de Yacimiento (sobresaturado)	4000	Psia

Fuente: Elaboración Propia con base a datos del campo Carrasco.

a. Gravedad específica, API y densidad del petróleo

- Gravedad API del Crudo

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$$GE_{oil} = \gamma_{oil} = 0.871$$

- API Seco

$$API_{seco} = \frac{\gamma_{API} - \left[\frac{BSW}{100} + \left(\frac{141.5}{\gamma_w} - 131.5 \right) \right]}{\frac{100 - BSW}{100}}$$

$$API_{seco} = 35.384$$

- Densidad del petróleo a cualquier temperatura

$$\rho_o = \frac{\rho_{asc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}}$$

$$\rho_o = 0.822 \text{ g/cc}$$

- **Densidad del petróleo Saturado**

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 * 10^{-6} \gamma_{API} R_s$$

$$\gamma_{gd} = 0.813$$

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615B_o}$$

$$\rho_o = 46.620 \text{ lb/ft}^3$$

- **Densidad del petróleo Sub - saturado**

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(P_b - P)]$$

$$\rho_o = 46.385 \text{ lb/ft}^3$$

b. Presión de Burbujeo P_b

Correlación de Standing, M.B.

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})}$$

$$F = 139.031$$

$$P_b = 18.2[F - 1.4]$$

$$P_b = 2504.88 \text{ psia}$$

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D.

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_g \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}}$$

$$P_b = 2832.602 \text{psia}$$

Correlación de Glaso, O.

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

$$F = 17.372$$

$$P_b = 10^{[1.7669 + 1.7447 \log F - 0.30218 (\log F)^2]}$$

$$P_b = 2921.101 \text{psia}$$

Correlación de la Total C.F.P.

Para calcular la presión de burbuja se cuenta con la tabla 2.8:

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} * 10^{C_3 T - C_4 \gamma_{API}}$$

$$P_b = 2371.354 \text{psia}$$

Correlación de Al Marhoun, M.A.

$$P_b = 5.38088 * 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657}$$

$$P_b = 2137.461 \text{psia}$$

Correcciones a la presión de burbuja por efecto de gases no hidrocarburos – correlaciones de Glaso, O.

$$C_{N_2} = 1.0 + [(-2.65 * 10^{-4} \gamma_{API} + 5.5 * 10^{-3})T + (0.0931 \gamma_{API} - 0.8295)] y_{N_2} \\ + [(1.954 * 10^{-11} \gamma_{API}^{4.699})T + (0.027 \gamma_{API} - 2.366)] y_{N_2}^2$$

$$C_{CO_2} = 1.0 - 693.8 y_{CO_2} T^{-1.553}$$

$$C_{H_2S} = 1.0 - (0.9035 + 0.0015 \gamma_{API}) y_{H_2S} + 0.019(45 - \gamma_{API}^2) y_{H_2S}^2$$

$$P_{bc} = C_{N_2} C_{CO_2} C_{H_2S} P_b$$

c. Razón de solubilidad gas – petróleo

Correlación de Standing M.B.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{0.0125\gamma_{API} - 0.00091T} \right]^{1.2048}$$

$$R_s = 516.188 PCN / BN$$

Correlación de Vasquez, M.E. y Beggs, H.D.

Los valores de las constantes para el cálculo de la razón gas disuelto – petróleo con la correlación de Vasquez, M.E. y Beggs, H.D. se muestran en la tabla:

$$R_s = C_1 \gamma_g P^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460} + 1.4 \right)$$

$$R_s = 446.562 PCN / BN$$

Correlación de Glaso, O.

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5}]}$$

$$F = 12.083$$

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.969}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

$$R_s = 432.622 PCN / BN$$

d. Factor volumétrico del petróleo en la formación

Correlación de Standing M.B.

Punto Burbuja

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25$$

$$F = 928.262$$

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 * 10^{-5} F^{1.2}$$

$$B_{ob} = 1.413 BY / BN$$

Punto Saturado

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25$$

$$F = 764.202$$

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 * 10^{-5} F^{1.2}$$

$$B_{ob} = 1.322 BY / BN$$

Punto Sobresaturado

$$B_o = B_{ob} \exp(C_o(P_b - P))$$

$$B_o = 1.406 BY / BN$$

Correlación de Vasquez, M.E. y Beffs, H.D.

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

$$B_{ob} = 1.254 BY / BN$$

Correlación de Glaso, O.

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_g} \right)^{0.526} + 0.968T$$

$$F = 760,761$$

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2)}$$

$$B_{ob} = 1.324 BY / BN$$

Correlación de la TOTAL, C.F.P.

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} R_{sb} + 2.009 * 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569$$

$$* 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

$$B_{ob} = 1.313 BY / BN$$

e. Factor volumétrico del petróleo sub - saturado

$$B_o = B_{ob} \exp[C_o(P_b - P)]$$

f. Factor volumétrico total

Correlación de Glaso, O.

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) \gamma_g^{2.9 \cdot 10^{-1} - 0.00027 R_s} P^{-1.1089}$$

$$F = 0.947$$

$$B_t = 10^{(8.0135 \cdot 10^{-2} + 4.7257 \cdot 10^{-1} \log F - 1.7351 \cdot 10^{-1} (\log F)^2)}$$

$$B_t = 1.172 \text{ BY/BN}$$

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D. para petróleo Subsaturado

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61\gamma_{API}}{P * 10^5}$$

$$C_o = 9.607 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Correlación McCain W.D. Rollins J.B. y Villena Lanzi A.J. para Petróleo Saturado

$$\ln C_o = -7.573 - 1.450 \ln P - 0.383 \ln P_b + 1.402 \ln T + 0.256 \ln \gamma_{API} + 0.449 \ln R_{sb}$$

$$C_o = 1.436 * 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$$

g. Viscosidad del petróleo

Correlación Beggs H.D. y Robinson J.R. para Petróleo Muerto

$$z = 3.0324 - 0.02023 \gamma_{API}$$

$$z = 2.405$$

$$Y = 10^z$$

$$Y = 254.097$$

$$x = yT^{-1.163}$$

$$x = 0.606$$

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$\mu_{od} = 2.758cP$$

Correlación Beggs H.D. y Robinson J.R. para Petróleo saturado

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$a = 0.348$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

$$b = 0.562$$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

$$\mu_{ob} = 0.602cP$$

Correlación Chew, J.N. y Connally, C.A. para Petróleo saturado

$$A = \text{antilog}[R_s(2.2P * 10^{-7}R_s - 7.4P * 10^{-4})]$$

$$A = 0.399$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62*10^{-5}R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1*10^{-3}R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74*10^{-3}R_s}}$$

$$b = 0.640$$

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b$$

$$\mu_{ob} = 0.744cP$$

Correlación de Vazquez, M.E. y Beggs, H.D. para petróleo Subsaturado

$$m = 2.6P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5}P)$$

$$m = 0.342$$

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

$$\mu_o = 0.874cP$$

4.4. Desarrollo de la Guía de Usuario

El cuarto objetivo se centra en redactar el manual o tutorial para el mejor manejo y manipulación del programa para que el usuario cuente con la base que necesita al momento de hacer uso del mismo, dicho manual se llevará a cabo a continuación dando inicialmente una breve introducción del programa desarrollado.

Introducción

El programa consta de una interfaz de fácil manipulación, el cual calcula las propiedades P.V.T. que se encargan de caracterizar a un campo de gas condensado. En la presente sección se describe al detalle todas las opciones de las que está comprendida la programación.

El funcionamiento del programa se explicará mediante un ejemplo de la puesta en operación del programa, se mostrará cómo dar inicio con el mismo y como generar el acumulado de datos históricos. Esto significa que el usuario aprenderá a insertar los datos de entrada requeridos para el funcionamiento del programa y a presentar los resultados de manera tal que puedan ser analizados. A continuación, daremos inicio con la guía de funcionamiento del programa P.V.T. CALCULATOR:

PASO 1: Ubicación del Programa

Figura 4.9 Ubicación del Programa



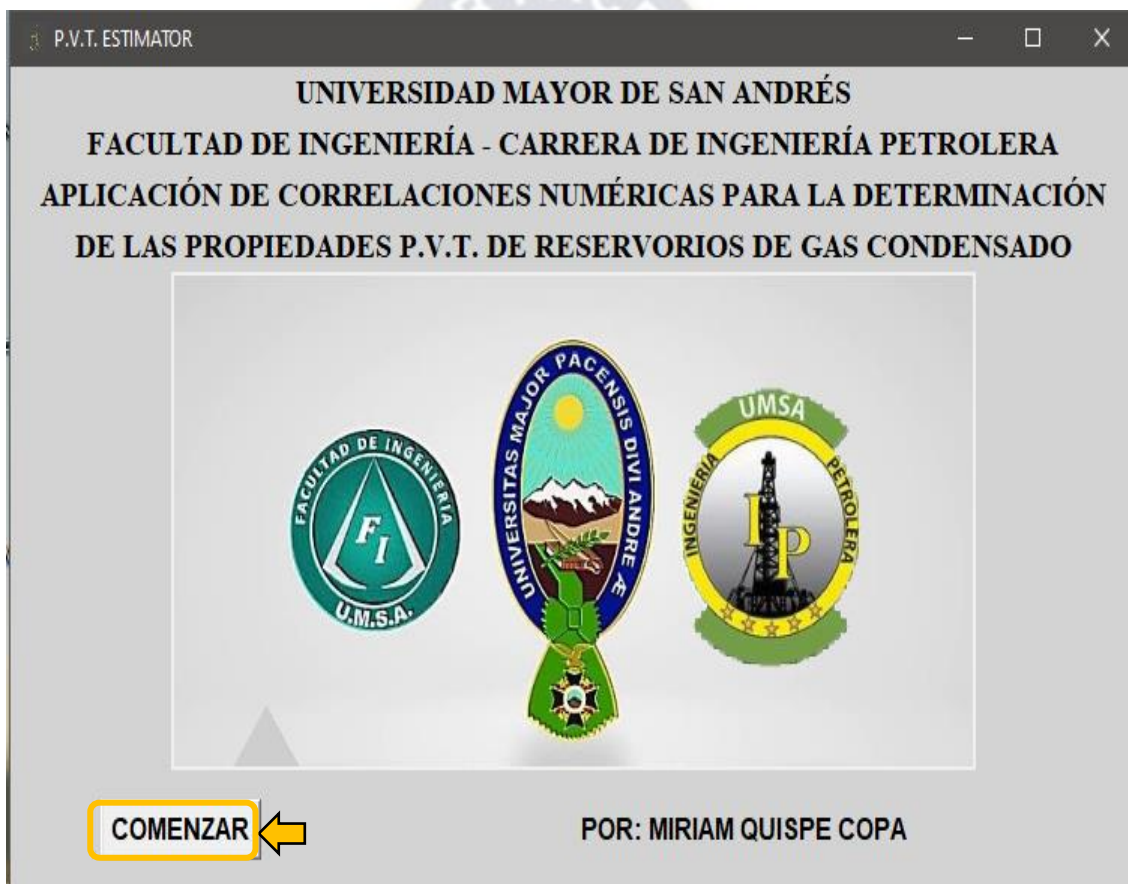
Fuente: Elaboración Propia en base al programa desarrollado.

En el escritorio localizar el icono del programa que tiene por nombre P.V.T. CALCULATOR.exe. Se puede ver a continuación la imagen en donde ilustra la localización del mismo.

PASO 2: Inicio del Programa

Una vez presionado el icono del programa se tendrá el inicio del programa, luego hacer clic en el botón de COMENZAR, el programa se inicia con la introducción de datos de entrada requeridos para el cálculo de las propiedades que caracterizan a un yacimiento de gas condensado.

Figura 4.10 Iniciar El Programa para el Cálculo de las Propiedades



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 3: Formulario de Ingreso de Variables

Presionado el botón de COMENZAR se tendrá la siguiente ventana, la cual está comprendida de tres pestañas en donde al hacer clic en cada una de ellas se podrá introducir los datos requeridos para realizar el cálculo de las propiedades P.V.T. del

petróleo, gas o agua, en cualquier orden; también se desplegará la pestaña con los resultados calculados por el programa.

Figura 4.11 Pestañas para Introducir Datos Iniciales Para el Agua, Gas y Petróleo

FORMULARIO INGRESO DE VARIABLES

AGUA GAS PETROLEO TOTAL

VALORES DE ENTRADA DEL AGUA

Presión	0.0	PSIA
Temperatura	0.0	°F
Salinidad	0.0	%

CALCULAR BORRAR

GUARDAR SALIR

FORMULARIO INGRESO DE VARIABLES

AGUA GAS PETROLEO TOTAL

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 4: Introducción de los Datos para el Cálculo de las Propiedades del Agua

Introducir los datos para el cálculo de las propiedades del agua en las casillas, insertando los valores de presión, temperatura y el porcentaje de salinidad que tenga la muestra en cada uno de los espacios habilitados para dichos datos.

Figura 4.12 Variables Requeridas para el Cálculo de las Propiedades del Agua

VALORES DE ENTRADA DEL AGUA		
Presión	5000	PSIA
Temperatura	200	°F
Salinidad	4	%

CALCULAR BORRAR

GUARDAR SALIR

VALORES DE ENTRADA DEL AGUA		
Presión	5000	PSIA
Temperatura	200	°F
Salinidad	4	%

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 5: Introducción de Datos para el Cálculo de las Propiedades del Gas

En la pestaña de Propiedades del Gas introducir datos de los campos que estén habilitados para que el programa pueda realizar el cálculo de las propiedades del gas, como muestra la figura 4.13.

Figura 4.13 Variables de Inicio para el Cálculo de las Propiedades del Gas

VALORES DE ENTRADA DEL GAS		
Peso Molecular del Gas	35.969	gr/mol
Presión del Gas	3810	PSIA
Temperatura del Gas	654	R
Fracción Molar del N2	0.0051	-
Fracción Molar del CO2	0.1101	-

↑

CALCULAR BORRAR
GUARDAR SALIR

VALORES DE ENTRADA DEL GAS		
Peso Molecular del Gas	35.969	gr/mol
Presión del Gas	3810	PSIA
Temperatura del Gas	654	R
Fracción Molar del N2	0.0051	-
Fracción Molar del CO2	0.1101	-

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 6: Introducción de Datos para el Cálculo de las Propiedades del Petróleo

En la pestaña de PROPIEDADES DEL PETRÓLEO, introducir datos requeridos para llevar a cabo el cálculo de las propiedades del petróleo.

Figura 4.14 Variables de Entrada para el Cálculo de las Propiedades del Petróleo

FORMULARIO INGRESO DE VARIABLES

AGUA GAS PETROLEO TOTAL

VALORES DE ENTRADA DEL PETROLEO

Gravedad API	31	-			
Gravedad Especifica del Agua	1.15	-			
Gravedad Especifica del Gas	0.95	-			
Temperatura del Oil	180	*F			
Fracción Molar del CO2	0.2	-			
BSW	10	%			
Presion Yacimiento (subsaturado)	3000	PSIA			
Presion Yacimiento (Rs)	2000	PSIA			
Presión Burbuja	2500	PSIA			
Presión Yacimiento (sobresaturado)	4000	PSIA			
Rs(1)	582	PCN/BN	Rs(2)	615	PCN/BN
Rs(3)	673	PCN/BN	Rs(4)	675	PCN/BN
Rs(5)	560	PCN/BN	Rs(6)	539	PCN/BN
Factor Volumetrico	1.287	BY/BN			
Viscosidad del Petroleo Muerto	2.65	cP			

CALCULAR BORRAR
GUARDAR SALIR

VALORES DE ENTRADA DEL PETROLEO

Gravedad API	31	-			
Gravedad Especifica del Agua	1.15	-			
Gravedad Especifica del Gas	0.95	-			
Temperatura del Oil	180	*F			
Fracción Molar del CO2	0.2	-			
BSW	10	%			
Presion Yacimiento (subsaturado)	3000	PSIA			
Presion Yacimiento (Rs)	2000	PSIA			
Presión Burbuja	2500	PSIA			
Presión Yacimiento (sobresaturado)	4000	PSIA			
Rs(1)	582	PCN/BN	Rs(2)	615	PCN/BN
Rs(3)	673	PCN/BN	Rs(4)	675	PCN/BN
Rs(5)	560	PCN/BN	Rs(6)	539	PCN/BN
Factor Volumetrico	1.287	BY/BN			
Viscosidad del Petroleo Muerto	2.65	cP			

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

En esta ventana introducir valores distintos a la presión de yacimiento y por debajo de la presión de Burbuja para tener el valor de estas propiedades en las distintas fases que el yacimiento pueda encontrarse, en el cual también se introducirán datos de entrada para corroborar el funcionamiento del programa de las propiedades del petróleo en diferentes fases, como se muestra en la figura.

PASO 7: Calcular Propiedades

Como siguiente paso, una vez introducido los datos, se procede a hacer clic en EL BOTON de CALCULAR para realizar el cálculo de las propiedades del agua, gas y petróleo.

Se debe tomar en cuenta que una vez se oprima el botón de Calcular, se debe dirigir a la pestaña de TOTAL en donde se encuentran todos los valores numéricos ya calculados y lo observaremos en cada sección que se dedicó para que se posicionarán los valores calculados de las propiedades del agua, gas y petróleo el cual se podrá ver deslizando la barra.

PASO 8: Pestaña con los Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo.

Figura 4.15 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.16 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo

PROPIEDADES CALCULADAS DEL GAS	VALOR	UNIDAD
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS - EC. DE ESTADO =	1.2420234806629835	-
GRAVEDAD ESPECIFICA - FRACCION HIDROCARBURO =	1.2107236815400066	-
DENSIDAD DEL GAS - LEY DE GASES =	24.741444116603994	Lb/pie3
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE STANDING BRILL JP Y BEGGS HG =	0.7896156598215598	-
PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOCRITICA		
PRESION PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL =	719.5639625772064	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL =	548.4082240045568	R
PRESION PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.=	680.0576821764063	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.=	498.86194645310906	R
PRESION PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING =	624.6642782253718	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING =	486.57025227273385	R
PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA		
PRESION PSEUDOREDUCIDA DEL GAS =	5.602465937605113	-
TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA DEL GAS =	1.310983939845316	-

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.17 Valores Calculados de las Propiedades del Agua, Gas y Petróleo

PROPIEDADES CALCULADAS DEL PETROLEO	VALOR	UNIDAD
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO		
GRAVEDAD ESPECIFICA API Y DENSIDAD =	0.8707692307692307	-
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO-API SECO =	35.38405797101449	-
DENSIDAD DEL PETROLEO		
DENSIDAD DEL PETROLEO A CUALQUIER TEMPERATURA =	0.8219328993490236	g/cc
DENSIDAD DEL PETROLEO SATURADO =	46.609724354106845	g/cc
DENSIDAD DEL PETROLEO SUBSATURADO =	46.38636503244151	g/cc
RAZON DE SOLUBILIDAD GAS - PETROLEO		
CORRELACION DE STANDING MB =	516.1884019634643	PCN/BN
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD =	446.5622980558275	PCN/BN
CORRELACION DE GLASO O HD =	432.63249889195816	PCN/BN
COMRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL PETROLEO		
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD (P. SUBSATURADO) =	9.607275e-6	(PSIA)-1
CORRELACION DE MCCAIN WD ROLLING JB (P. SATURADO) =	0.00014364390048092425	(PSIA)-1

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 9: Botones disponibles del Programa

Como se puede observar en la figura, se cuenta con cuatro botones, los cuales serán detallados y se describirá su funcionamiento de manera resumida a continuación:

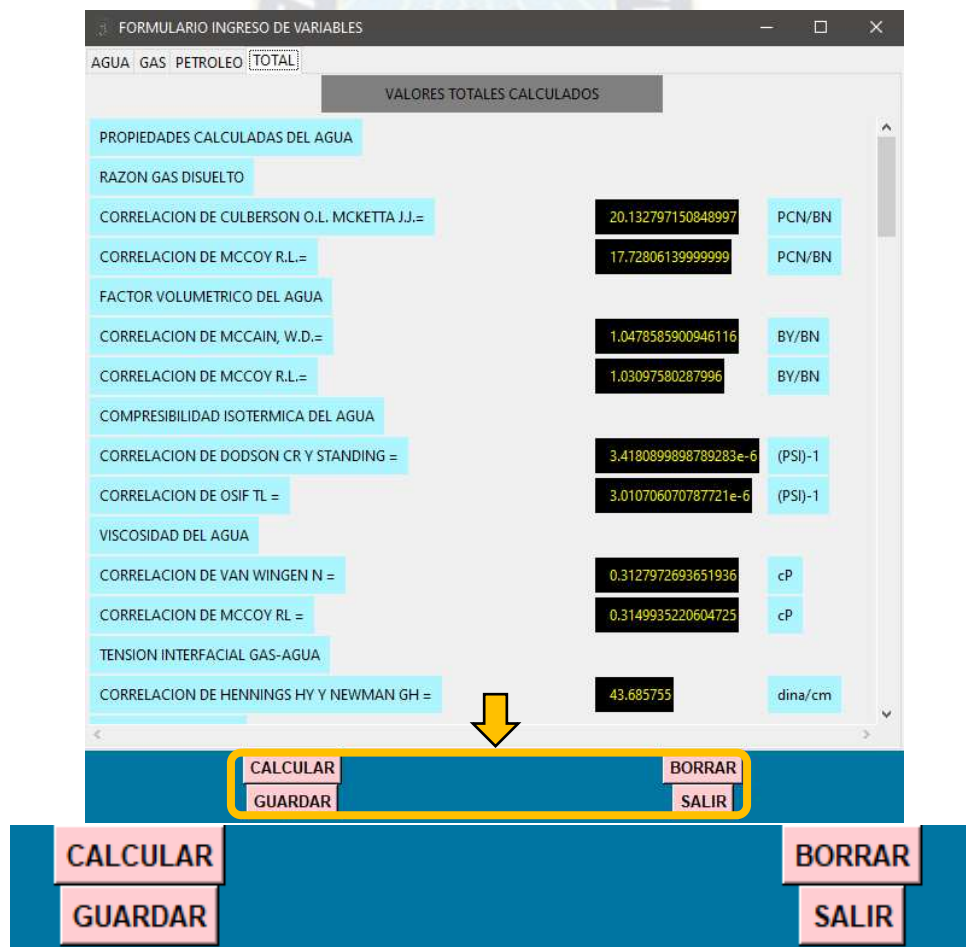
CALCULAR: Presionando este botón en caso de que se haya realizado la introducción de todos los datos, se desplegarán los valores calculados en la pestaña de TOTAL.

BORRAR: Presionaremos este botón en caso de querer realizar un nuevo cálculo el cual se encargará de limpiar todos los espacios en los que se encuentren con datos.

GUARDAR: Presionando este botón, en caso de querer guardar los valores calculados, se guardarán, el mismo se detallará más adelante.

SALIR: Se presiona este botón en caso de finalizar el programa.

Figura 4.18 Botones Disponibles del Programa



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 10: Botón Guardar

Haciendo clic en el botón de guardar se genera un archivo en Excel con el “P.V.T.-results.xlsx”, conteniendo la base de datos, es decir los valores calculados de las propiedades del agua, gas y petróleo.

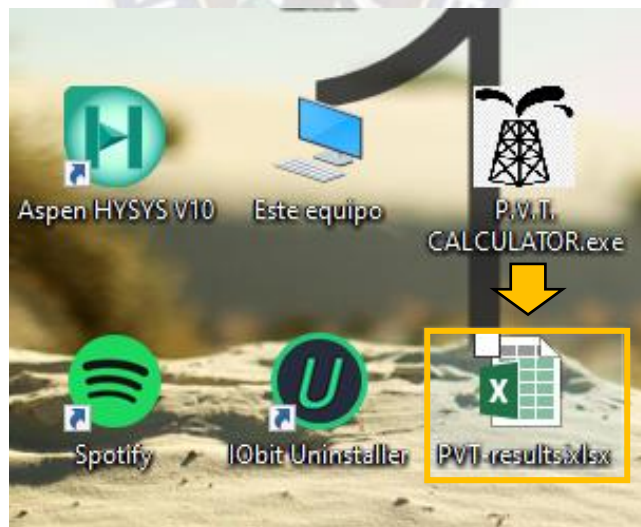
Figura 4.19 Opción Guardar



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Ahora si se trata de explicar la manera de generar el acumulado de todas las propiedades calculadas en la planilla de Datos Históricos, se realiza haciendo clic en el botón GUARDAR, el cual se encuentra en la parte inferior del programa como se puede ver en la figura, una vez oprimido dicho botón se dirige a el escritorio, donde se encuentra el archivo con el nombre de P.V.T.-results.xlsx, ingresando a este archivo se desplegarán las propiedades del agua, gas y petróleo de manera conjunta.

Figura 4.20 Acumulado de Datos Calculados Históricos



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Más adelante se describirá la manera de cómo se acumuló la base de datos, de la misma manera si se desplaza hacia la abajo se puede apreciar las propiedades del gas y petróleo acumuladas con sus respectivos valores.

PASO 11: Botón Borrar

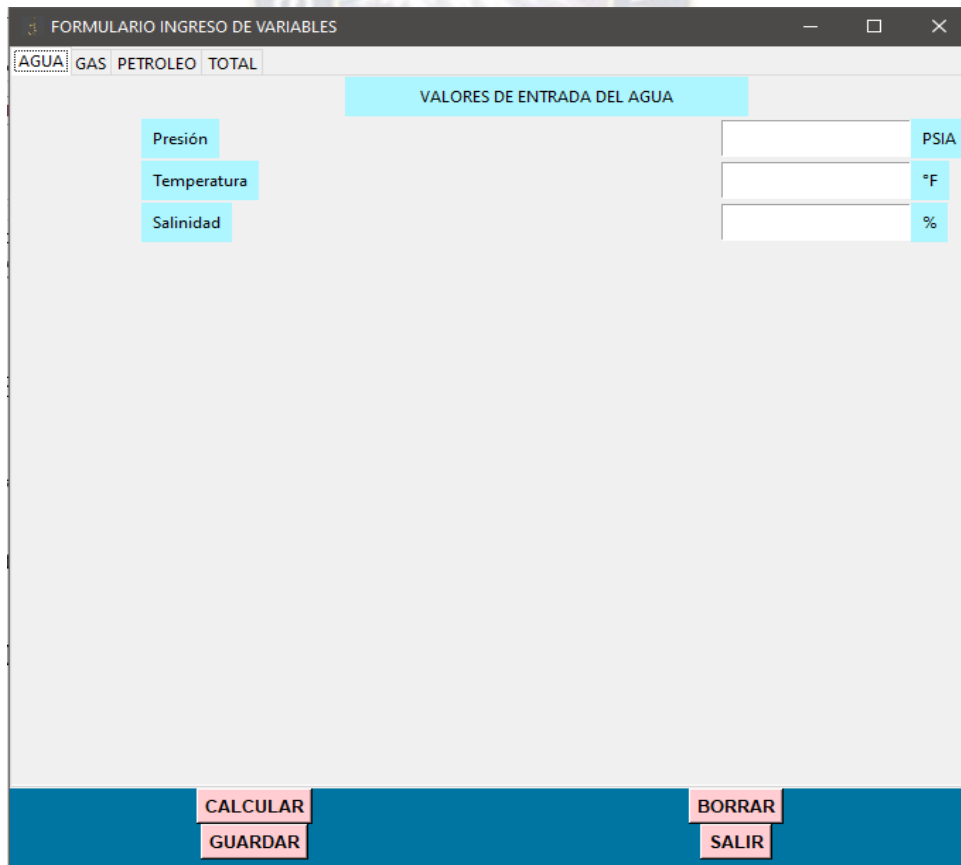
Figura 4.21 Limpieza de Datos Calculados



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

También se puede hacer la limpieza de los datos introducidos con la simple acción de hacer clic en el botón BORRAR que se encuentra en la ventana, el cual cumplirá la función de dejar los espacios en blanco donde se hayan introducidos los datos previos de las propiedades del agua, gas y petróleo para así poder hacer uso nuevamente y determinar de esta manera con un nuevo cálculo de las propiedades P.V.T. de campos de gas condensado. Más adelante se muestra la manera en cómo dejará a cada una de las secciones.

Figura 4.22 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Agua



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.23 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Gas

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.24 Demostración de Limpieza de los Datos Ventana del Petróleo

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

PASO 12: Salir del Programa

Para culminar con el funcionamiento del programa al icono que tiene por nombre SALIR para el cierre del programa.

Figura 4.25 Botón Salir



Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

4.5. Base de Datos Acumulado de la Propiedades P.V.T.

A su vez el último objetivo propuesto fue el de generar una base de datos de las propiedades P.V.T. el cual se puede apreciar en las siguientes imágenes tomadas del documento en Excel que se generó gracias al programa que se encarga del cálculo de dichas propiedades.

Figura 4.26 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Agua

BASE DE DATOS			
Propiedad		Valor Calculado	Unidad
PROPIEDADES DEL AGUA CALCULADAS			
RAZON GAS DISUELTO			
CORRELACION DE CULBERSON O.L. MCKETTA J.J.	=	20,13279715	PCN/BN
CORRELACION DE MCCOY R.L.	=	17,7280614	PCN/BN
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA			
CORRELACION DE MCCAIN, W.D.	=	1,04785859	BY/BN
CORRELACION DE MCCOY R.L.	=	1,030975803	BY/BN
COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL AGUA			
CORRELACION DE DODSON CR Y STANDING	=	3,41809E-06	(PSI)-1
CORRELACION DE OSIF TL	=	3,01071E-06	(PSI)-1
VISCOSIDAD DEL AGUA			
CORRELACION DE VAN WINGEN N	=	0,312797269	cP
CORRELACION DE MCCOY RL	=	0,314993522	cP
TENSION INTERFACIAL GAS-AGUA			
CORRELACION DE HENNINGS HY Y NEWMAN GH	=	43,685755	dina/cm
DENSIDAD DEL AGUA			
CORRELACION DE MCCAIN WD	=	60,36273363	lb/pie3
DENSIDAD A CUALQUIER TEMPERATURA	=	60,16072539	lb/pie3
GRAVEDAD ESPECIFICA (SOLIDOS TOTALES DISUELTOS-TDS)			
GRAVEDAD ESPECIFICA-TDS	=	1,0139	-
PARAMETROS TERMODINAMICOS			
CALOR ESPECIFICO DEL AGUA	=	1,001	BTU/lb-f
TEMPERATURA DE SATURACION DEL AGUA	=	782,2464026	F
CALOR LATENTE DE VAPORIZACION	=	624,2632688	BTU/lb-F
ENTALPIA DEL AGUA SATURADA	=	814,9974904	BTU/lb
ENTALPIA DEL VAPOR SECO SATURADO	=	1246,510774	-

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.27 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Gas

PROPIEDADES CALCULADAS DEL GAS			
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS - EC. DE ESTADO	=	1,242023481	-
GRAVEDAD ESPECIFICA - FRACCION HIDROCARBURO	=	1,210723682	-
DENSIDAD DEL GAS - LEY DE GASES	=	24,74144412	Lb/pie3
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE STANDING BRILL JP Y BEGGS HG	=	0,78961566	-
PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOCRITICA			
PRESION PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL	=	719,5639626	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL	=	548,408224	R
PRESION PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.	=	680,0576822	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.	=	498,8619465	R
PRESION PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING	=	624,6642782	PSIA
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING	=	486,5702523	R
PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOREUCIDA			
PRESION PSEUDOREUCIDA DEL GAS	=	5,602465938	-
TEMPERATURA PSEUDOREUCIDA DEL GAS	=	1,31098394	-
OTRAS PROPIEDADES DEL GAS			
FACTOR VOLUMETRICO-LEY DE GASES	=	0,003831725	PCY/PCN
FACTOR DE EXPANSION DEL GAS Eg	=	260,9555479	PCN/PCY
COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA-STANDING BRILL JP Y BEGGS HD	=	0,000105539	(PSI)-1
VISCOSIDAD DEL GAS LEE A.L. GONZALES MH YEAKIN BE	=	0,052735736	cP
GRADIENTE DE PRESION	=	0,171815584	PSI/PIE

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

Figura 4.28 Base de Datos Acumulado de las Propiedades del Petróleo

PROPIEDADES CALCULADAS DEL PETROLEO			
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO			
GRAVEDAD ESPECIFICA API Y DENSIDAD	=	0,870769231	-
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO-API SECO	=	35,38405797	-
DENSIDAD DEL PETROLEO			
DENSIDAD DEL PETROLEO A CUALQUIER TEMPERATURA	=	0,821932899	g/cc
DENSIDAD DEL PETROLEO SATURADO	=	46,60972435	g/cc
DENSIDAD DEL PETROLEO SUBSATURADO	=	46,38636503	g/cc
RAZON DE SOLUBILIDAD GAS - PETROLEO			
CORRELACION DE STANDING MB	=	516,188402	PCN/BN
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD	=	446,5622981	PCN/BN
CORRELACION DE GLASO O HD	=	432,6324989	PCN/BN
COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL PETROLEO			
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD (P. SUBSATURADO)	=	9,60728E-06	(PSIA)-1
CORRELACION DE MCCAIN WD ROLLING JB (P. SATURADO)	=	0,000143644	(PSIA)-1
FACTOR VOLUMETRICO			
CORRELACION DE STANDING MB	=	1,405859033	BY/BN
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD	=	1,253356214	BY/BN
CORRELACION DE GLASO O	=	1,317597269	BY/BN
CORRELACION DE TOTAL CFP	=	1,313006795	BY/BN
PRESION DE BURBUJA			
CORRELACION DE STANDING MB	=	2163,519388	PSIA
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD	=	2446,57684	PSIA
CORRELACION DE GLASO O	=	2522,955544	PSIA
CORRELACION DE AL-MARHOUN MA	=	1844,631932	PSIA
FACTOR VOLUMETRICO TOTAL (GAS Y PETROLEO)			
CORRELACION DE GLASO O	=	1,172842473	BY/BN
CORRELACION DE AL-MARHOUN MA	=	1,259715841	BY/BN
VISCOSIDAD DEL PETROLEO			
CORRELACION DE BEGGS HD Y ROBINSON JR (P. MUERTO)	=	3,035357694	cP
CORRELACION DE GLASO O (P. MUERTO)	=	2,758239691	cP
CORRELACION DE BEGGS HD Y ROBINSON JR (P. SATURADO)	=	0,602450523	cP
CORRELACION DE CHEW JN Y CONNALLY CA (P. SATURADO)	=	0,744182252	cP
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD (P. SUBSATURADO)	=	0,874135298	cP
CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z. (P. SUBSATURADO)	=	0,778498284	cP
TENSION INTERFACIAL GAS-PETROLEO			
CORRELACION DE BAKER, O. Y SWERDLOFF, W.	=	6,858382308	cP
CALOR ESPECIFICO DEL PETROLEO - EC. DE GAMBILL	=	0,502598636	BTU/lb-F
CONDUCTIVIDAD TERMICA DEL PET.-EC. DE GRAGOE	=	0,069328734	BTU/h-pie-F

Fuente: Elaboración propia en base al programa desarrollado.

4.6. Error Porcentual

Con los datos calculados con el programa y con las correlaciones que fueron seleccionadas se tienen dos valores de los cuales podemos desarrollar este punto para hallar el error porcentual en esta sección para lo cual se presenta las siguientes tablas.

En la tabla 4.8 se presentan los valores calculados por el programa, los valores calculados de manera física y el error porcentual de las propiedades del agua.

Se cuanta con los valores de error porcentual calculado para las propiedades del agua dichos valores presentan y evidencian un valor bajo en su error porcentual lo que indica que el programa trabaja de manera óptima.

Tabla 4.8 Error Porcentual de las Propiedades del Agua

PROPIEDADES DEL AGUA CALCULADAS			
Propiedad	Valor Programa	Valor Teórico	Error Porcentual
CORRELACION DE CULBERSON O.L. MCKETTA J.J.	20,13279715	20,133	0,001007546
CORRELACION DE MCCOY R.L.	17,7280614	17,728	-0,000346345
FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA			
CORRELACION DE MCCAIN, W.D.	1,04785859	1,048	0,013493312
CORRELACION DE MCCOY R.L.	1,030975803	1,031	0,002346956
COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL AGUA			
CORRELACION DE DODSON CR Y STANDING	3,41809E-06	3,42E-06	0,055848249
CORRELACION DE OSIF TL	3,01071E-06	3,01E-06	-0,023457501
VISCOSIDAD DEL AGUA			
CORRELACION DE VAN WINGEN N	0,312797269	0,313	0,064770171
CORRELACION DE MCCOY RL	0,314993522	0,315	0,002056489

TENSION INTERFACIAL GAS-AGUA			
CORRELACION DE HENNINGS HY Y NEWMAN GH	43,685755	43,686	0,00056082
DENSIDAD DEL AGUA			
CORRELACION DE MCCAIN WD	60,36273363	60,363	0,000441274
DENSIDAD A CUALQUIER TEMPERATURA	60,16072539	60,161	0,000456452
GRAVEDAD ESPECIFICA (SOLIDOS TOTALES DISUELTOS-TDS)			
GRAVEDAD ESPECIFICA-TDS	1,0139	1,014	0,009861933

Fuente: Elaboración propia en base a los valores calculados por el programa y los datos calculados manualmente.

Tabla 4.9 Error Porcentual de las Propiedades del Gas

PROPIEDADES CALCULADAS DEL GAS			
Propiedad	Valor Programa	Valor Teórico	Error Porcentual
GRAVEDAD ESPECIFICA - FRACCION HIDROCARBURO	1,210723682	1,211	0,022817379
DENSIDAD DEL GAS - LEY DE GASES	24,74144412	24,741	-0,001795063
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DE STANDING BRILL JP Y BEGGSS HG PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOCRITICA	0,78961566	0,79	0,048650655
PRESION PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL	719,5639626	719,546	-0,002496376
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA BROWN KATZ OBERFELL	548,408224	548,44	0,005793887
PRESION PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.	680,0576822	680,026	-0,004658965
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA SUTTON R.P.	498,8619465	498,9	0,00762749
PRESION PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING	624,6642782	624,666	0,000275631
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA CORRELACION DE STANDING	486,5702523	486,567	-0,000668412
PRESION Y TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA			

PRESION PSEUDOREDUCIDA DEL GAS	5,602465938	5,602	-0,008317344
TEMPERATURA PSEUDOREDUCIDA DEL GAS	1,31098394	1,311	0,001225031
OTRAS PROPIEDADES DEL GAS			
FACTOR VOLUMETRICO-LEY DE GASES	0,003831725	3,85E-03	0,422946673
FACTOR DE EXPANSION DEL GAS Eg	260,9555479	260,829	-0,048517581
COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA-STANDING BRILL JP Y BEGGS HD	0,000105539	1,19E-06	9,89E+01
VISCOSIDAD DEL GAS LEE A.L. GONZALES MH YEAKIN BE	0,052735736	5,26E-02	-0,25805362
GRADIENTE DE PRESION	0,171815584	0,172	0,107218521

Fuente: Elaboración propia en base a los valores calculados por el programa y los datos calculados manualmente.

Tabla 4.10 Error Porcentual de las Propiedades del Petróleo

PROPIEDADES CALCULADAS DEL PETROLEO			
Propiedad	Valor Programa	Valor Teórico	Error Porcentual
GRAVEDAD ESPECIFICA API Y DENSIDAD	0,870769231	0,871	0,026494745
GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO-API SECO	35,38405797	35,384	-0,000163834
DENSIDAD DEL PETROLEO A CUALQUIER TEMPERATURA	0,821932899	0,822	0,008163096
DENSIDAD DEL PETROLEO SATURADO	46,60972435	46,62	0,022041282
DENSIDAD DEL PETROLEO SUBSATURADO	46,38636503	46,385	-0,002942832
RAZON DE SOLUBILIDAD GAS - PETROLEO			
CORRELACION DE STANDING MB	516,188402	516,188	-7,78715E-05
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD	446,5622981	446,562	-6,67446E-05
CORRELACION DE GLASO O HD	432,6324989	432,622	-0,002426805
COMRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL PETROLEO			
CORRELACION DE VASQUEZ, ME Y BEGGS HD (P. SUBSATURADO)	9,60728E-06	9,61E-06	-0,002862496
CORRELACION DE MCCAIN WD ROLLING JB (P. SATURADO)	0,000143644	1,44E-04	-0,030571366

FACTOR VOLUMETRICO			
CORRELACION DE STANDING MB	1,405859033	1,413	0,505376277
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD	1,253956214	1,254	0,003491678
CORRELACION DE GLASO O	1,317597269	1,324	0,483589976
CORRELACION DE TOTAL CFP	1,313006795	1,313	-0,000517539
PRESION DE BURBUJA			
CORRELACION DE STANDING MB	2163,519388	2164,26	0,034220124
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD	2446,57684	2448,546	0,080421597
CORRELACION DE GLASO O	2522,955544	2525,046	0,082788813
CORRELACION DE AL-MARHOUN MA	1844,631932	1847,655	0,16361646
FACTOR VOLUMETRICO TOTAL (GAS Y PETROLEO)			
CORRELACION DE GLASO O	1,172842473	1,172	-0,071883393
CORRELACION DE AL-MARHOUN MA	1,259715841	1,259	-0,0568579
VISCOSIDAD DEL PETROLEO			
CORRELACION DE BEGGS HD Y ROBINSON JR (P. MUERTO)	3,035357694	3,036	0,021156333
CORRELACION DE GLASO O (P. MUERTO)	2,758239691	2,758	-0,008690742
CORRELACION DE BEGGS HD Y ROBINSON JR (P. SATURADO)	0,602450523	0,602	-0,074837777
CORRELACION DE CHEW JN Y CONNALLY CA (P. SATURADO)	0,744182252	0,744	-0,024496264
CORRELACION DE VAZQUEZ ME Y BEGGS HD (P. SUBSATURADO)	0,874135298	0,874	-0,015480332
CORRELACION DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z. (P. SUBSATURADO)	0,778498284	0,778	-0,064046791
TENSION INTERFACIAL GAS-PETROLEO			
CORRELACION DE BAKER, O. Y SWERDLOFF, W.	6,858382308	6,857	-0,020159078
CALOR ESPECIFICO DEL PETROLEO - EC. DE GAMBILL	0,502598636	0,503	0,079794079
CONDUCTIVIDAD TERMICA DEL PET - EC DE GRAGOE	0,069328734	6,93E-02	-0,012600182

Fuente: Elaboración propia en base a los valores calculados por el programa y los datos calculados manualmente.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE COSTOS

5.1. Análisis de viabilidad técnica, operativa y económica

En este capítulo se planteará el análisis económico de la implementación del programa como producto entregable, el cual será una herramienta de recopilación y almacenamiento de datos para la caracterización petrofísica, estimación de volúmenes in situ y toma de decisiones de un yacimiento productor. El desarrollo de la tecnología se ha vuelto un tema de importancia a nivel mundial, por ello, se puede decir, que el desarrollo de esta investigación está dirigido a la satisfacción de una necesidad expresada por parte de la sociedad.

Por lo anterior, se realizará un estudio del análisis de costos que permitirá obtener una comparación de nuestro programa respecto a otros que se lanzaron para realizar una parte de lo las funciones del programa desarrollado.

5.1.1. Precio del Programa P.V.T. Calculator

Ahora para tocar el tema de costos del programa desarrollado se abarcará lo siguiente:

- Si es un software monousuario (sea lo que sea) pide 299USD (o dólares) por usuario y año.
- Si es un software para una PyME o un departamento de una gran empresa, pide 29.000 USD el primer año y 6.000 USD cada año siguiente.
- Si es un software para un ente público, pide 49.000 USD el primer año y 17.900 USD cada año siguiente
- Si es un software para una gran empresa, pide 199.000 USD el primer año y 72.000 USD cada año siguiente.

Del estudio pertinente el costo del programa estaría expresado en el siguiente recuadro de la siguiente manera:

La dinámica de aplicación de los métodos de estimación de costos consistió en aplicar los valores y ecuaciones pertinentes para el desarrollo y cálculo del programa

desarrollado en orden tal que se incluya todos los parámetros empleados al momento de su construcción.

Para el cálculo del proyecto se tomaron en cuenta las siguientes ecuaciones:

Permite calcular el esfuerzo:

$$\varepsilon_i = a * (KLOCS)^b \quad \text{Ecuación 69}$$

El tiempo de desarrollo del proyecto:

$$T_d = c * (\varepsilon_i)^d \quad \text{Ecuación 70}$$

Donde:

ε_i = Esfuerzo (meses-hombre)

a, b, c, d = Valores que dependen del tipo de proyecto

T_d = Tiempo de desarrollo requerido (meses)

KLOCS = Valor en miles de líneas de código

Tabla 5.1 Valores de las Variables para el Cálculo del Precio Total

Modo de Desarrollo	a	b	c	d
Orgánico	3,2	1,05	2,5	0,38
Semi - orgánico	3,0	1,12	2,5	0,35
Acoplado	2,8	1,20	2,5	0,32

Fuente: Elaboración propia en base a la determinación del tipo de modo de desarrollo.

Para el proyecto se cuenta con los siguientes datos sobre el programa que son las líneas de código que hacen un total de 1296, por lo mismo será denominado como un proyecto de modelo orgánico y así se puede hacer la siguiente selección:

Permite calcular el esfuerzo:

$$\varepsilon_i = 3,2 * (1.296)^{1,05} = 4,201 \text{ (meses - hombre)}$$

El tiempo de desarrollo del proyecto:

$$T_d = 2,5 * (4,201)^{0,38} = 4,313 \text{ (meses)}$$

En el modelo se contabilizó un total de 1.296 líneas de código, por lo que las fórmulas aplicadas corresponden a un proyecto orgánico, asimismo se obtuvo un total de tiempo de desarrollo de 4 meses-hombre.

Hasta este punto se contaría con el tiempo en el cual se desarrollaría el proyecto en su totalidad, que sería un total de 4 meses, por lo que, de encuestas con personas dedicadas a la programación, se pudo obtener los siguientes datos para poder llegar al coste final del proyecto:

- Asumir semana laboral de 5 días (Recordar que el mes tiene 4,2 semanas)
- Por un trabajo de 8 horas se cobraría 170bs/día

Por lo que el Sueldo Total del proyecto se determinará de la siguiente manera lo cual será parte de la mano de obra:

$$\begin{aligned} \text{Sueldo} &= Td * \text{Precio Trabajado} && \text{Ecuación 71} \\ \text{Sueldo} &= 4\text{meses} * \frac{4.2 \text{ semanas}}{1 \text{ meses}} * \frac{5 \text{ dias}}{1 \text{ semana}} * \frac{333.33 \text{ bs}}{1 \text{ dia}} \\ \text{Sueldo} &= 28000 \text{ Bs} * \frac{1 \text{ Dolar}}{6.96 \text{ Bs}} \\ \text{Sueldo} &= 4000 \text{ \$u\$} \end{aligned}$$

Tabla 5.2 Analisis Costo del Producto

	EXPRESADO EN BOLIVIANOS		EXPRESADO EN DOLARES	
	mes	por 4 meses	mes	por 4 meses
<u>Suministros</u>				
Energía eléctrica	150	600	21,55	86,21
Internet	143	572	20,55	82,18
Comunicaciones (Celular)	20	80	2,87	11,49
<u>Salarios / sueldos (mano de obra)</u>				
Sueldo	7000	28000	1000	4.000,00
Costos de Capacitación	5568	22272	800	3.200,00
Actualización del Programa	3132	12528	450	1.800,00
<u>Impuestos</u>				
Impuesto al Valor Agregado IVA 13%		13572		1.950,00
Impuesto a las Transacciones IT 3%		3132		450,00
Impuesto a las Utilidades IUE 12,5%		2080,5		302,51
<u>Costes de Inversión</u>				
Compra de Computadora		7000		1.000,00
Costo del Producto		<u>89836,5</u>		<u>12.882,40</u>

Fuente: Elaboración Propia en base a los cálculos realizados para el costo del proyecto.

Para poder llegar al determinante de la relación costo beneficio es necesario el costo de venta que a continuación se tendrá:

Costo de Venta en bolivianos	104400	Costo de Venta en Dolares	15000
-------------------------------------	--------	----------------------------------	-------

Contando con estos datos tendremos la siguiente relación que nos determinara el valor del costo beneficio el cual nos indica la viabilidad del proyecto.

$$\frac{\text{Valor del Costo - Beneficio}}{89836,5} = 1,16 \quad \frac{15.000,00}{12.882,40} = 1,16$$

El índice del valor costo beneficio indica que si es mayor a la unidad el proyecto será viable para su realización.

5.2. Softwares más utilizados por Bolivia, en la industria petrolera

A continuación, se presenta una lista de Software utilizados por la Industria Petrolera, así como el costo que significa para las instituciones que requieren este tipo de servicios.

El apoyo en el funcionamiento o interpretación de cualquiera de estos programas, comparado con el propuesto, implicaría un gran avance tecnológico, no solo a nivel institucional, sino también a nivel nacional.

Tabla 5.3 Nombres de los programas más utilizados en la industria petrolera Nombres de los programas más. utilizados en la industria petrolera.

Nombre del Programa o Software	Empresa	Estimación del Valor de Adquisición en dólares
Integrated Production Modelling	Petroleum Experts	150 000
Petrel	Schlumberger	103 869,08
STUDIO MANAGER FOR ORACLE	SQL Manager	44 478,69
Techlog	Techlog Fundamentals	213 231,81
ECLIPSE simulators	Schlumberger	318 906,64

Fuente: Softwares más utilizados en la industria petrolera a nivel nacional en base a datos de la ANH.

Como se puede apreciar, los costos de estos programas de gran relevancia difieren enormemente del que se desarrolló en el presente proyecto de grado, pero debemos tomar en cuenta que estos programas son más reconocidos por cada una de las empresas que los desarrollaron.



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

Gracias a los datos con los que se contaba, podemos interpretar que se logró la aplicación de las correlaciones numéricas mediante el programa realizado para la determinación de las propiedades P.V.T. de campos de gas condensado (Campo Carrasco).

Se identificaron los campos de gas condensado que existen en Bolivia mediante el uso del informe suministrado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías, a su vez también se realizó la ubicación de dichos campos gracias a la herramienta de Google Earth.

Se recopilaron las respectivas correlaciones para la determinación de las propiedades P.V.T. de campos de gas condensado con ayuda de la respectiva bibliografía.

Se seleccionaron las correlaciones más adecuadas para la determinación de las propiedades P.V.T. de campos de gas condensado.

Se construyó un manual de usuario en el que se describieron con detalles todas las opciones del menú y los cálculos principales para su fácil manejo.

Se desarrolló un programa amigable con el empleo del lenguaje de Python para la introducción de datos del yacimiento de gas condensado, mismo que genera una base de datos acumulable de las propiedades P.V.T. de dichos campos.

6.2. Recomendaciones

Se recomienda poder realizar la verificación con los datos de más campos de gas condensado en específico, ya que en el presente proyecto solo se verificaron con datos de un solo campo debido a la poca accesibilidad de datos y tomando en cuenta que datos como estos son de carácter confidencial los cuales nos ayudaron a corroborar el óptimo funcionamiento de nuestro programa.

Se recomienda dar mayor énfasis para complementar este programa de modo tal que pueda proceder a un cálculo total y aprovechar al máximo el cálculo de las propiedades P.V.T. que como se pudo apreciar es de vital importancia contar con estos datos.

Bibliografía

- exceltotal*. (2021). Obtenido de <https://exceltotal.com/para-que-sirve-una-macro-en-excel/>
- Google Earth. (2021). *Pozos Petroleros YPFB, Bolivia*. Obtenido de geoserver: <https://geo.gob.bo>
- Mariaca Bilbao, E. (2001). *scielo*. Obtenido de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0040-29152001000100001&lng=es&nrm=iso
- Marquez Ostria, J. (12 de mayo de 2021). *Los Tiempos*. Obtenido de <http://www.lostiempos.com/actualidad/opinion/20210512/columna/campos-maduros-reactivacion-pozos-prospectiva-petrolera>
- Medinacelli Monroy, M. (08 de Agosto de 2018). *inesad*. Obtenido de <https://www.inesad.edu.bo/2018/08/08/boletin-1-sector-hidrocarburos/>
- ANH. (2021). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de Area Tecnica/ Exploracion Explotacion: <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=10>
- ANH. (2021). *ANH / Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de Identidad Institucional: <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=1>
- Alher, A. A., Aljawad, M. S., & Alyasery, A. A. (2018). Estimating the P.V.T. Properties for Crude oil from a Southern Iraqi Oil Field. Orlando, Florida: ECS.
- Aramendiz Pacheco, J. J., & Velasquez Osma, M. A. (18 de Febrero de 2008). Consideraciones y Procedimientos para el analisis P.V.T. del crudo de Campos Maduros Aplicacion Campo Colorado. Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Babadagli, T. (13 de Junio de 2005). Mature Field Development. Madrid, Spain: SPE Europec/EAGE.
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numericas P.V.T.* Maracaibo: Universidad de Zulla.
- Carrillo Barandiaran, L. (2006). Comportamiento de los Reservorios de Gas Condensado.
- Chales Hammack, R. D., & Engineers & Fabricators. (2004). *Engineering Data Book*. Tulsa: Gas Processors Suppliers Association.
- Cook, T. (2004). Calculation of estimated Ultimate Recovery (EUR) for Wells in Assessment Units of Continuous Hydrocarbon Accumulations. En USGS Powder River

Basin Province Assessment Team, *Total Petroleum System and Assessment of Coalbed Gas in the Powder River Basin Province, Wyoming and Montana* (págs. 1-5). Denver: Geological Survey, Information Services.

Coritza Taquichiri, D. I. (2016). *Aplicacion de correlaciones numericas para la obtencion de las propiedades fisicas de los fluidos de yacimiento*. La Paz: Universidad Mayor de San Andres.

Craft, B. C., & Hawkins, M. F. (1977). *Ingenieria Aplicada de Yacimientos Petroliferos*. Madrid: TECNOS.

Dake, L. (1985). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. ELSERVIER: Amsterdam.

Escobar Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombia.

Espinoza Nina, M. M. (2013). *Diseño de un programa para la validación de pruebas P.V.T. de yacimientos de gas condensado comparados con los datos de laboratorio*. La Paz: UMSA.

Gutierrez Perez, J. L., Alarcon Arenas, E., Mazo B., F., Chambi Ramos, P., Torrico B., C. A., Tunici, L. P., . . . Baigorria, M. A. (2011). *Campos Gasiferos y Petroliferos de Bolivia*. La Paz: Ministerio de Hidrocarburos & Energia .

Hassan, A., Abdulraheem, A., & Mohamed, A. (2020). Reliable Models for Determining the Pressure-Volume-Temperature P.V.T. Properties Using Artificial Intelligence Technique. *The International Petroleum Technology Conference*. Dhahran: Kingdom of Saudi Arabia.

Huarcacho Huarachi, L. P. (2010). *YPFB Chaco S.A*. La Paz: U.M.S.A.

Martinez Fuentes, R., & Valdez Cuevas, J. E. (2011). *Calculo de Reservas en Yacimientos de Gas. Tesis Profesional*. Mexico D.F., Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

Martinez Garcia, B., Samaniego Verduzco, F., & Leon Garcia, A. (2017). *Aplicacion de la ecuacion de balance de materia a los yacimientos con alto contenido de condensado*.

Ministerios de Hidrocarburos y Energias. (2011). *Campos Gasiferos y Petroliferos de Bolivia*. La Paz, Bolivia: Cooperacion Canadiense.

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimientos*. Nigeria: Astro Data S.A.

Parshall, J. (01 de Octubre de 2012). *Journal of Petroleum Technology*. Obtenido de <https://onepetro.org/JTP/article-abstract/64/10/52/199499/Mature-Fields-Hold-Big-Expansion-Opportunity?redirectedFrom=fulltext>

Ramos Medina, H. M. (2017). *Diseño de Software para el calculo de las propiedades P.V.T. de los fluidos en flujo multifasico de campos petroleros*. Quito: Facultad de Ciencias de la Ingenieria e Industrias.

Rodriguez, J. R. (2007). *Ingenieria Basica de Yacimientos*. Unversidad del Oriente.

Rodriguez Nieto, R. (1980). *Apuntes de Principios de Mecanica de Yacimientos*. Mexico: Colegio de Ingenieria de Petroleros de Mexico.

Rojas, G. (2003). *Ingenieria de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz .

Samaniego, F. (1992). *Explotacion de Yacimientos de Gas, Gas y Condensado y Aceite Volatil*. Mexico: Academia Mexicana de Ingenieria.

Sanchez, S., & Velasquez, R. (2016). *Estrategia Hidrocarburifera. Fundacion Jubileo*, 5-6.

Schlumberger. (2021). *Oilfield Glossary*. Obtenido de factor de desviación de gas: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/g/gas_deviation_factor

Tarek, A. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. Boston: Gulf Professional Publishing.

Zanini, V. (2013). *Macros en Excel 2013*. Buenos Aires: Fox Andina.

Vasquez, R. (22 de marzo de 2021). *Reporte Energia*. Obtenido de <https://reporteenergia.com/v2/?p=14576>

ANEXOS

ANEXOS 1: COSTOS DE CONTRATACIÓN DE LICENCIAS DE USO

COSTOS DE CONTRATACION DE LICENCIAS DE USO PARA SOFTWARES DE ANALISIS DE YACIMIENTOS

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS



**DOCUMENTO DE CONTRATACIÓN DIRECTA
PARA BIENES
REGLAMENTO ESPECÍFICO DEL SISTEMA DE
ADMINISTRACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS
RE-SABS-EPNE YPFB**

DATOS GENERALES PARA LA CONTRATACIÓN

N	DETALLE DEL SERVICIO	UNIDAD MEDIDA	DE	PRECIO (Bs.)	TOTAL
1	LICENCIAMIENTO PETREL	Licencia		715.155,44	
2	LICENCIAMIENTO STUDIO MANAGER FOR ORACLE	Licencia		306.242,99	
3	LICENCIAMIENTO TECHLOG	Licencia		1.468.135,56	

ANEXOS 2: CÓDIGO DEL PROGRAMA P.V.T. CALCULATOR

```

import math
import pandas as pd
import tkinter as tk
from tkinter import ttk
from tkinter import *
class PVT:
    def calcular(self):
        error_dato = False
        total = 0
        try:
            # VARIABLES DEL AGUA
            P = self.presion_w.get()
            T = self.temperatura_w.get()
            S = self.saturacion_w.get()
            # VARIABLES DEL GAS
            PMg = self.PMg.get()
            Pg = self.Pg.get()
            Tg = self.Tg.get()
            Xh2s = 0.0491
            Xn2 = self.Xn2.get()
            Xco2 = self.Xco2.get()
            # VARIABLES DEL PETROLEO
            API = self.API.get()
            GEg = self.GEg.get()
            GEw = self.GEw.get()
            To = self.To.get()
            Xco2o = self.Xco2o.get()
            BSW = self.BSW.get()
            Pysub = self.Pysub.get()
            Pyrs = self.Pyrs.get()
            Pb = self.Pb.get()
            Pysobre = self.Pysobre.get()
            Rs1 = self.Rs1.get()
            Rs2 = self.Rs2.get()
            Rs3 = self.Rs3.get()
            Rs5 = self.Rs5.get()
            Rs6 = self.Rs6.get()
            Bo = self.Bo.get()

```



```

Rgo = self.Rgo.get()
Vo = self.Vo.get()
except:
    error_dato = True
if not error_dato:
    # ECUACIONES DEL AGUA
    #Razon Gas disuelto – Agua
    #Razon Gas disuelto – Agua Correlacion Culberson O L y Mcketta JJ
    A = 8.15839 - 6.12265 * 10 ** -2 * self.temperatura_w.get() + 1.91663 * 10 ** -4 *
self.temperatura_w.get() ** 2 - 2.1654 * 10 ** -7 * self.temperatura_w.get() ** 3
    B = 1.01021 * 10 ** -2 - 7.44241 * 10 ** -5 * self.temperatura_w.get() + 3.05553 * 10 ** -7 *
self.temperatura_w.get() ** 2 - 2.94883 * 10 ** -10 * self.temperatura_w.get() ** 3
    C = (-9.02505 + 0.130237 * self.temperatura_w.get() - 8.53425 * 10 ** -4 *
self.temperatura_w.get() ** 2 + 2.34122*10 ** -6 * self.temperatura_w.get() ** 3-2.34122*10 ** -9 *
self.temperatura_w.get() ** 4) * 10 ** -7
    Rswp1 = (A + (B * self.presion_w.get()) + (C * self.presion_w.get() ** 2))
    Rsw1 = Rswp1 * 10 ** -(0.0840655 * self.saturacion_w.get() * (self.temperatura_w.get()) ** -
(0.285854))
    self.total.set(Rsw1)
#Razon Gas disuelto – Agua Correlacion Mccoy R L
    A1 = 2.12 + 3.45 * 10 ** (-3) * T - 3.59 * 10 ** (-5) * T ** 2
    B1 = 0.0107 - 5.26 * 10 ** (-5) * T + 1.48 * 10 ** (-7) * T ** 2
    C1 = -8.75 * 10 ** (-7) + 3.9 * 10 ** (-9) * T - 1.02 * 10 ** (-11) * T ** 2
    Rswp2 = A1 + B1 * P + C1 * P ** 2
    Rsw2 = Rswp2 * (1 - S * (0.0753 - T * 1.73 * 10 ** (-4)))
    self.total2.set(Rsw2)
#Factor volumetrico del agua Correlacion Mccain WD
    Vwt = 1.0001 * 10 ** (-2) + 1.33391 * 10 ** (-4) * T + 5.50654 * 10 ** (-7) * T ** 2
    Vwp = -1.95301 * 10 ** (-9) * P * T - 1.72834 * 10 ** (-13) * P ** 2 * T - 3.58922 * 10 ** (-7) * P -
2.25341 * 10 ** (-10) * P ** 2
    Fva1 = (1 + Vwp) * (1 + Vwt)
    self.total3.set(Fva1)
#Factor volumetrico del agua Correlacion Mccoy RL
    A2 = 0.9911 + 6.35 * 10 ** (-5) * T + 8.5 * 10 ** (-7) * T ** 2
    B2 = -1.093 * 10 ** (-6) - 3.497 * 10 ** (-9) * T + 4.57 * 10 ** (-12) * T ** 2
    C2 = -5 * 10 ** (-11) + 6.429 * 10 ** (-13) * T - 1.43 * 10 ** (-15) * T ** 2
    BwP = A2 + B2 * P + C2 * P ** 2

```

Fva2 = BwP*(1+S*(P*5.1*10**(-8)+((5.47*10**(-6)-P*1.95*10**(-10))*(T-60))-((3.23*10**(-8)-P*8.5 * 10 ** (-13)) * (T - 60) ** 2)))

self.total4.set(Fva2)

Compresibilidad Isotermica del Agua Correlacion de Dodson CR y Standing MB

A3 = 3.8546 - P * 1.34 * 10 ** (-4)

B3 = -0.01052 + P * 4.77 * 10 ** (-7)

C3 = 3.9267 * 10 ** (-5) - P * 8.8 * 10 ** (-10)

CwP = (A3 + B3 * T + C3 * T ** 2) / (10 ** 6)

Cia1 = CwP * (1 + Rsw2 * 8.9 * 10 ** (-3))

self.total5.set(Cia1)

Compresibilidad Isotermica del Agua Correlacion Osif TL

Cia2 = 1 / ((P * 7.033) + (S * 541.5) - (T * 537) + 403300)

self.total6.set(Cia2)

Viscosidad del Agua Correlacion de Van Wingen N

Via1 = math.exp(1.003 - T * 1.479 * 10 ** (-2) + (T ** 2) * 1.982 * 10 ** (-5))

self.total7.set(Via1)

Viscosidad del Agua Correlacion de Mc Coy RL

Tk = ((5 * (T - 32)) / 9) + 273.15

Vwp = 0.02414 * 10 ** (247.8 / (Tk - 140))

m = 1 - ((S ** 0.5) * (1.87 * 10 ** (-3))) + ((S ** 2.5) * (2.18 * 10 ** (-4))) + (T ** 0.5 - T * (1.35 * 10 ** (-2))) * (S * (2.76 * 10 ** (-3)) - (S ** 1.5) * (3.44 * 10 ** (-4)))

Via2 = Vwp * m

self.total8.set(Via2)

#Tension interfacial gas – agua Correlacion Hennings HY y Newman GH

A4 = 79.1618 - 0.118978 * T

B4 = -5.28473 * 10 ** (-3) + T * 9.87913 * 10 ** (-6)

C4 = (2.33814 - T * 4.57194 * 10 ** (-4) - (T ** 2) * 7.52678 * 10 ** (-6)) * 10 ** (-7)

Tia = A4 + B4 * P + C4 * P ** 2

self.total9.set(Tia)

#Densidad del Agua Correlacion de Mc Cain WD

Dwsc = 62.368 + 0.438603 * S + 1.60074 * 10 ** (-3) * S ** 2

Da1 = Dwsc / Fva1

self.total10.set(Da1)

Densidad a cualquier temperatura

G = -6.6 + 0.0325 * T + 0.000657 * T ** 2

Da2 = 1 / (0.01602 + 0.000023 * G)

self.total11.set(Da2)

#Gravedad Especifica – Solidos Totales disueltos

```

TDS = 10000 * S
GEa = 1 + TDS * 0.695 * 10 ** (-6)
self.total12.set(GEa)
#Parametros Termodinamicos
#Calor especifico
Cea = 1.0504 - 6.05 * 10 ** (-4) * T + 1.79 * 10 ** (-6) * T ** 2
self.total13.set(Cea)
#Temperatura de saturacion del agua
Tsa = 115.1 * P ** 0.225
self.total14.set(Tsa)
#Calor latent de vaporizacion del agua
Cava = 1318 * P ** (-0.08774)
self.total15.set(Cava)
#Entalpia del agua saturada
Eas = 91 * P ** 0.2574
self.total16.set(Eas)
#Entalpia del vapor seco saturado
Evs = 1119 * P ** 0.01267
self.total17.set(Evs)
# TODO ECUACIONES DEL GAS
#Peso molecular de la mezcla gaseosa – Gravedad Especifica Ec. De Estado
Ma = 28.96
GEgm = PMg / Ma
self.totalg.set(GEgm)
#Gravedad especifica de la fraccion de hidrocarburos
GEgHC = (GEgm - 0.967 * Xn2 - 1.52 * Xco2 - 1.18 * Xh2s) / (1 - Xn2 - Xco2 - Xh2s)
self.total2g.set(GEgHC)
#Presion y temperatura Pseudocritica Correlacion de Brown GG Katz DL Oberfell GG y Alden RC
PscHC = 677 + 15 * GEgHC - 37.5 * GEgHC ** 2
PscM = (1 - Xn2 - Xco2 - Xh2s) * PscHC + 493 * Xn2 + 1071 * Xco2 + 1306 * Xh2s
self.total3g.set(PscM)
TschC = 168 + 325 * GEgHC - 12.5 * GEgHC ** 2
TschM = (1 - Xn2 - Xco2 - Xh2s) * TschC + 227 * Xn2 + 548 * Xco2 + 672 * Xh2s
self.total4g.set(TschM)
#Presion y temperatura Pseudocritica Correlacion de Sutton
PscHC1 = 756.8 - 131 * GEgHC - 3.6 * GEgHC ** 2
PscM1 = (1 - Xn2 - Xco2 - Xh2s) * PscHC1 + 493 * Xn2 + 1071 * Xco2 + 1306 * Xh2s
self.total5g.set(PscM1)

```

$$TscHC1 = 169.2 + 349.5 * GEgHC - 74 * GEgHC ** 2$$

$$TscM1 = (1 - Xn2 - Xco2 - Xh2s) * TscHC1 + 227 * Xn2 + 548 * Xco2 + 672 * Xh2s$$

self.total6g.set(TscM1)

#Presion y temperatura Pseudocritica Correlacion

$$PscHC2 = 706 - 51.7 * GEgm - (11.1 * (GEgm ** 2))$$

self.total7g.set(PscHC2)

$$TscHC2 = 187 + 330 * GEgm - (71.5 * (GEgm ** 2))$$

self.total8g.set(TscHC2)

#Presion y temperatura Pseudoreducida

$$Psr = Pg / PscM1$$

self.total9g.set(Psr)

$$Tsr = Tg / TscM1$$

self.total10g.set(Tsr)

#Factor de desviacion del Gas Correlacion de Brill JP y Beggs

$$A = 1.39 * (Tsr - 0.92) ** 0.5 - 0.36 * Tsr - 0.1$$

$$B = ((0.62 - 0.23 * Tsr) * Psr) + (0.066 / (Tsr - 0.86) - 0.037) * (Psr ** 2) + (0.32 / 10 ** (9 * (Tsr - 1))) * Psr ** 6$$

$$C = 0.132 - 0.32 * (\text{math.log10}(Tsr) / \text{math.log10}(10))$$

$$D = 10 ** (0.3106 - 0.49 * Tsr + 0.1824 * Tsr ** 2)$$

$$Zgas = A + (1 - A) / (\text{math.exp}(B)) + C * Psr ** D$$

self.total11g.set(Zgas)

$$dgas = 2.7 * (Pg * GEgm) / (Zgas * Tg)$$

self.total12g.set(dgas)

#Factor volumetrico ley de gases

$$Bg11 = 0.02827 * Zgas * Tg / Pg$$

self.total13g.set(Bg11)

#Factor de expansion del gas

$$t1 = (35.37 * Pg) / (Zgas * Tg)$$

self.total14g.set(t1)

#Compresibilidad isotermitica correlacion de Brill JP y Beggs HD

$$Ag1 = 1.39 * (Tsr - 0.92) ** 0.5 - 0.36 * Tsr - 0.1$$

$$Bg1 = (0.62 - 0.23 * Tsr) * Psr + ((0.066 / (Tsr - 0.86)) - 0.037) * Psr ** 2 + 0.32 / (10 ** (9 * (Tsr - 1))) * Psr ** 6$$

$$Cg1 = 0.132 - 0.32 * (\text{math.log10}(Tsr) / \text{math.log10}(10))$$

$$Dg1 = 10 ** (0.3106 - 0.49 * Tsr + 0.1824 * Tsr ** 2)$$

$$m = ((1 - Ag1) / ((0.62 - 0.23 * Tsr + (0.132 / (Tsr - 0.86)) - 0.074) * Psr + (1.92 * Psr ** 5) / 10 ** (9 * (Tsr - 1)) * \text{math.exp}(Bg1))) + Cg1 * Dg1 * Psr ** (Dg1 - 1)$$

$$Crgas = ((1 / Psr) - (1 / Zgas) * m) * (1 / PscM1)$$

```

self.total15g.set(Crgas)
#Viscosidad del gas correlacion de Lee AL Conzales MH y Eakin
dgas2 = 1.4935 * 10 ** (-3) * Pg * PMg / (Zgas * Tg)
K = ((9.4 + 0.02 * PMg) * Tg ** 1.5) / (209 + 19 * PMg + Tg)
X = 3.5 + 986 / Tg + 0.01 * PMg
Y = 2.4 - 0.2 * X
Vga1 = K * math.exp(X * dgas2 ** Y) / 10 ** 4
self.total16g.set(Vga1)
#Gradiente de presion
dga1 = (0.01875 * GEgm * Pg) / (Zgas * Tg)
self.total17g.set(dga1)
# ECUACIONES DEL PETROLEO
# Gravedad Especifica y Densidad
GEoil = 141.5 / (API + 131.5)
self.totalp.set(GEoil)
#API SECO
APIseco = (API - ((BSW / 100) * (141.5 / GEw - 131.5))) / ((100 - BSW) / 100)
self.total2p.set(APIseco)
#Densidad del petroleo a cualquier temperatura
dasc = GEoil * 1
doil = dasc / (1 + ((To - 68)) / 1885)
self.total3p.set(doil)
#Razon de solubilidad Gas Petroleo Correlacion de Standing MB
Rs1r = GEg * (((Pyrs / 18.2) + 1.4) * 10 ** (0.0125 * API - 0.00091 * To)) ** 1.2048
self.total4p.set(Rs1r)
#Razon de solubilidad Gas Petroleo Correlacion de Vasquez ME y Beggs HD
if API < 31:
    C1 = 0.0362
    C2 = 1.0937
    C3 = 25.724
else:
    C1 = 0.0178
    C2 = 1.187
    C3 = 23.931
Rs2r = C1 * GEg * Pyrs ** (C2) * math.exp((C3 * API) / (To + 460))
self.total5p.set(Rs2r)
#Razon de solubilidad Gas Petroleo Correlacion de Glaso O
F = 10 ** (2.8869 - (14.1811 - 3.3093 * (math.log10(Pyrs) / math.log10(10)))) ** 0.5)

```

```

Rs3c = GEg * ((F * API ** 0.989) / To ** 0.172) ** 1.2255
self.total6p.set(Rs3c)
# Compresibilidad Isotermica Correlacion Vasquez ME y Beggs para petróleo subsaturado
Co1 = (-1433 + 5 * Rs1 + 17.2 * To - 1180 * GEg + 12.61 * API) / (Pysobre * 10 ** 5)
self.total7p.set(Co1)
# Compresibilidad Isotermica Correlacion McCain Rollins Petroleo Saturado
W = -7.573 - 1.450 * (math.log10(Pyrs)/math.log10(2.718281828)) - 0.383 *
(math.log10(Pb)/math.log10(2.718281828)) + 1.402 * (math.log10(To + 460)/math.log10(2.718281828))
+ 0.256 * (math.log10(API)/math.log10(2.718281828)) + 0.449 *
(math.log10(Rs1r)/math.log10(2.718281828))
Co2 = math.exp(W)
self.total8p.set(Co2)
# Factor Volumetrico Correlacion de Standing MB
F1 = Rs3 * ((GEg / GEoil) ** 0.5) + 1.25 * To
Bob1 = 0.9759 + 12 * 10 ** (-5) * F1 ** 1.2
Bo1 = Bob1 * math.exp(Co1 * (Pb - Pysub))
self.total9p.set(Bo1)
# Factor Volumetrico Correlacion Vasquez ME y Beggs HD
if API <= 30:
    C11 = 4.677 * 10 ** (-4)
    C22 = 1.751 * 10 ** (-5)
    C33 = -1.8106 * 10 ** (-6)
else:
    C11 = 4.67 * 10 ** (-4)
    C22 = 1.1 * 10 ** (-5)
    C33 = 1.337 * 10 ** (-9)
Bo2 = 1 + C11 * Rs2r + C22 * (To - 60) * (API / GEg) + C33 * Rs2r * (To - 60) * (API / GEg)
self.total10p.set(Bo2)
# Factor Volumetrico Correlacion de Glaso
F2 = Rs5 * ((GEg / GEoil) ** 0.526) + (0.968 * To)
Bob3 = 1 + 10 ** (-6.58511 + 2.91329 * (math.log10(F2) / math.log10(10))) - 0.27683 *
((math.log10(F2) / math.log10(10)) ** 2)
Bo3 = Bob3 * math.exp(Co1 * (Pb - Pysub))
self.total11p.set(Bo3)
# Factor Volumetrico Correlacion de la Total CFP

Bo4 = 1.022 + 4.857 * (10 ** (-4)) * Rs6 - 2.009 * 10 ** (-6) * (To - 60) * (API / GEg) + 17.569 *
10 ** (-9) * Rs6 * (To - 60) * (API / GEg)

```

```

self.total12p.set(Bo4)
# Densidad del Petroleo Saturado
GEgd = ((12.5 + API) / 50) - 3.5715 * 10 ** (-6) * API * Rs1r
do1 = (350 * GEoil + 0.0764 * GEgd * Rs1r) / (5.615 * Bo)
self.total13p.set(do1)
# Densidad del Petroleo Subsaturado
do2 = do1 * math.exp(Co1 * (Pb - Pysub))
self.total14p.set(do2)
# Presion de Burbuja Correlacion de Standing MB
F3 = ((Rgo / GEg) ** 0.83) * 10 ** ((0.00091 * To - 0.0125 * API))
Pb1 = 18.2 * (F3 - 1.4)
Cco2 = 1 - 693.8 * Xco2o * To ** (-1.533)
Ch2s = 1 - (0.9035 + 0.0015 * API) * Xh2so + 0.019 * (45 - API) * (Xh2so ** 2)
Pbc1 = Cco2 * Ch2s * Pb1
self.total15p.set(Pbc1)
# Presion de Burbuja Correlacion de Vasquez y Beggs
if API < 31:
    C1 = 0.0362
    C2 = 1.0937
    C3 = 25.724
else:
    C1 = 0.0178
    C2 = 1.187
    C3 = 23.931
Pb2 = (Rgo / (C1 * GEg * math.exp((C3 * API) / (To + 460)))) ** (1 / C2)
Cco2 = 1 - 693.8 * Xco2o * To ** -1.533
Ch2s = 1 - (0.9035 + 0.0015 * API) * Xh2so + 0.019 * (45 - API) * Xh2so ** 2
Pbc2 = Cco2 * Ch2s * Pb2
self.total16p.set(Pbc2)
# Presion de Burbuja Correlacion de Glaso
F4 = ((Rgo / GEg) ** 0.816) * (To ** 0.172 / API ** 0.989)
Pb3 = 10 ** (1.7669 + 1.7447 * (math.log10(F4) / math.log10(10)) - 0.30218 * ((math.log10(F4) /
math.log10(10))) ** 2)
Cco2 = 1 - 693.8 * Xco2o * To ** -1.533
Ch2s = 1 - (0.9035 + 0.0015 * API) * Xh2so + 0.019 * (45 - API) * Xh2so ** 2
Pbc3 = Cco2 * Ch2s * Pb3
self.total17p.set(Pbc3)
# Presion de Burbuja Correlacion Al Marhoun MA

```

```

Pb4 = 5.38088 * 10 ** (-3) * (Rgo ** 0.715082) * (GEg ** (-1.87784)) * (GEOil ** 3.1437) * ((To +
460) ** 1.32657)
Cco2 = 1 - 693.8 * Xco2o * To ** -1.533
Ch2s = 1 - (0.9035 + 0.0015 * API) * Xh2so + 0.019 * (45 - API) * Xh2so ** 2
Pbc4 = Cco2 * Ch2s * Pb4
self.total18p.set(Pbc4)
# Factor volumetrico total Correlacion de Glaso O
F5 = Rs3c * ((To ** 0.5) / (GEg ** 0.3)) * Pyrs ** (-1.1089) * GEOil ** (2.9 * 10 ** (-0.00027 * Rs3c))
Bt1 = 10 ** (((8.0135 * 10 ** (-2)) + (4.7257 * 10 ** (-1)) * (math.log10(F5) / math.log10(10)) +
1.7351 * 10 ** (-1) * ((math.log10(F5) / math.log10(10))) ** 2))
self.total19p.set(Bt1)
# Factor volumetrico total Correlacion de Al Marhoun MA
F6 = (Rs2 ** 0.644516) * (GEg ** (-1.07934)) * (GEOil ** 0.724874) * (Pyrs ** (-0.76191)) * (
    (To + 460) ** 2.00621)
Bt2 = 0.314693 + (0.106253 * 10 ** (-4)) * F6 + (0.18883 * 10 ** (-10)) * F6 ** 2
self.total20p.set(Bt2)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Beggs HD y Robinson JR para petróleo muerto
Z = 3.0324 - 0.02023 * API
Y = 10 ** Z
X = Y * To ** (-1.163)
Vod1 = (10 ** X) - 1
self.total21p.set(Vod1)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Glaso O para petróleo muerto
Vod2 = 3.141 * (10 ** 10) * To ** (-3.444) * (math.log10(API) / math.log10(10)) ** (10.313 *
(math.log10(To) / math.log10(10)) - 36.447)
self.total22p.set(Vod2)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Beggs HD y Robinson JR para petróleo saturado
A = 10.715 * (Rgo + 100) ** (-0.515)
B = 5.44 * (Rgo + 150) ** (-0.338)
Vob1 = A * (Vo) ** B
self.total23p.set(Vob1)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Chew JN y Connally para petróleo saturado
A = 10 ** (Rgo * (2.2 * 10 ** (-7) * Rgo - 7.4 * 10 ** (-4)))
B = (0.68 / 10 ** (8.62 * 10 ** (-5) * Rgo)) + (0.25 / 10 ** (1.1 * 10 ** (-3) * Rgo)) + (0.062 / 10 **
(3.74 * 10 ** (-3) * Rgo))
Vob2 = A * (Vo) ** B
self.total24p.set(Vob2)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Vasquez Beggs para petróleo subsaturado

```



```

m = (2.6 * Pysobre ** 1.187) * math.exp(-11.513 - 8.98 * (10 ** (-5)) * Pysobre)
Vosub1 = Vob2 * (Pysobre / Pb) ** m
self.total25p.set(Vosub1)
# Viscosidad del Petroleo Correlacion Kartmodjo T y Schmid para petróleo subsaturado
Vosub2 = 1.00081 * Vob2 + 1.127 * 10 ** (-3) * (Pysobre - Pb) * (-65.17 * 10 ** (-4) * (Vob2 **
1.8148) + 0.038 * (Vob2 ** 1.59))
self.total26p.set(Vosub2)
# Tension Interfacial Gas – Petroleo Correlacion Baker O y Swerdloff
O68 = 39 - 0.2571 * API
O100 = 37.5 - 0.2571 * API
OT = O68 - ((To - 68) * (O68 - O100)) / 32
Fc = 1 - 0.024 * Pys ** 0.45
Ogo = Fc * OT
self.total27p.set(Ogo)
# Calor Especifico ecuación de Gambill
Cp1 = (0.388 + 0.00045 * To) / ((GEoil) ** 0.5)
self.total28p.set(Cp1)
# Conductividad Termica del Petroleo Ecuacion de Cragoe
Ko1 = (0.0677 * (1 - 0.0003 * (To - 32))) / (GEoil ** 0.5)
self.total29p.set(Ko1)
PVT()

```



MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



2023 - TTES - 996 - 0 - 1

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-2406/2023
La Paz, 4 de Septiembre del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha 28 de Agosto del 2023, por MIRIAM QUISPE COPA con C.I. N° 9256038 LP, con número de trámite DA 1250/2023, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: "Aplicación de correlaciones numéricas para la determinación de las propiedades PVT de reservorios de gas condensado", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4° del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma descentralizada 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 16° del Decreto Supremo N° 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 N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26° inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4° de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18° 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".



2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO

Oficina Central - La Paz
Av. Morales, N° 915,
entre Esq. Draguno y
C. Barcelon (limero)
Telf.: 2192900
2192901 - 2192902

Oficina - Santa Cruz
Av. Almagro, Calle
prolongación Gujumo,
N° 29, Edif. Alcantara
Telf.: 3121512 - 31241916

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 737,
entre N. de Julio y Antezana.
Telf.: 3441493 - 3441497

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2100
Edif. Multicentros El Ombú
Itina, Piso 2, Of. 08.
Zona N. de Julio.
Telf.: 2244444 - 2244449

Oficina - Ortopalca
Calle Kilometro 7, N° 366
casi esp. Ortopalca.
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 2204983

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calle Oro Negro y Avenida
Edif. Santa Clara, N° 363.
Telf.: 2109316

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre N° 587
entre Ayacucho y Juana.
Galera Central, Of. 14.
Telf.: 6204484

Oficina - Potosí
Av. Villazon entre calles
Wenceslao Alfo y San Alberto.
Edif. AM, Salinas N° 342.
Paseo Pico, Of. 07.
Telf.: 7264444

www.senapi.gob.bo

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 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 Proyecto de Grado titulado: **"Aplicación de correlaciones numéricas para la determinación de las propiedades PVT de reservorios de gas condensado"**, a favor de la autora y titular: **MIRIAM QUISPE COPA con C.I. Nº 9256038 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.


Abg. Carlos Alberto Soruco Arroyo
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL

CASA/rga
c.c.Arch.



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Potosí, Nº 95,
entre las Suropay y
C. Salvador Allende
Telf.: 2242222
2242222 - 2242222

Oficina - Santa Cruz
Av. Vespucio, Calle
Independencia Suropay,
Nº 95, Edif. Independencia,
Telf.: 322151 - 322151

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, Nº 157,
entre la de Jujuy y Alcantara
Telf.: 344447 - 344447

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, Nº 9510
Edif. Multipropósito El Centro
Calle Potosí, Nº 95,
entre la de Jujuy,
Telf.: 324242 - 324242

Oficina - Oruro
Calle Almirante J. Nº 951
Calle 1ra, Oruroagencia,
Jorge Fariña Bolívar,
Telf.: 324242

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calle San Frago y Avenida
Edif. Santa Cruz, Nº 95,
Telf.: 324242

Oficina - Sucre
Calle 4 de Octubre Nº 951
entre Apóstoles y Jujuy,
Vicería Central, Of. 14,
Telf.: 324242

Oficina - Potosí
Av. Wilfredo José Valle
Mercedes Alba y San Alberto,
Edif. AM, Salinas Nº 95,
Paseo Potosí, Of. P.
Telf.: 324242

www.senapi.gob.bo

Nombre: Miriam Quispe Copa

Correo Electrónico: miriamquispecop@gmail.com

Celular: 76211949