



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 25 de abril de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Neiva

El (Los) suscrito(s):

David Fernando Perdomo Mora \_\_\_\_\_, con C.C. No. 1080296475 \_\_\_\_\_,

Jeison Fabian Macías Ortíz \_\_\_\_\_, con C.C. No. 1077869094 \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

titulado Estudio del estado del arte del Análisis Nodal en pozos verticales de petróleo Black Oil

presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos \_\_\_\_\_;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

David Fernando Perdomo Mora

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Jeison Fabián Macías Ortíz

Firma:



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Estudio del estado del arte del Análisis Nodal en pozos verticales de petróleo Black Oil

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Perdomo Mora Macías Ortíz	David Fernando Jeison Fabian

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Martínez Pérez	Javier Andrés

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Facultad de Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Ingeniería de Petróleos

**CIUDAD:** Neiva      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2019      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 148

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Diagramas X Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros X

Vigilada mieducación



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

Documento en formato Word

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Nodo</u>	<u>Node</u>	6. <u>Crudo</u>	<u>Oil</u>
2. <u>Caudal</u>	<u>Flow rate</u>	7. <u>Gas</u>	<u>Gas</u>
3. <u>Presión</u>	<u>Pressure</u>	8. <u>Agua</u>	<u>Water</u>
4. <u>Tubería</u>	<u>Tubing</u>	9. <u>Propiedades</u>	<u>Properties</u>
5. <u>Restricciones</u>	<u>Restrictions</u>	10. <u>Flujo</u>	<u>Flow</u>

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

La correcta caracterización de la producción de un pozo de petróleo constituye el pilar principal para maximizar su rentabilidad y eficiencia. Se han desarrollado diferentes modelos para realizar dicha caracterización, uno de estos: el Análisis Nodal, ha demostrado eficacia y veracidad en sus resultados. Este consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, mediante la selección de un nodo (o punto de referencia) ubicado en el pozo y la construcción de ecuaciones de flujo alrededor de este. Comúnmente, este análisis se realiza con la ayuda de programas desarrollados por diferentes empresas relacionadas a la industria del petróleo, y aunque la accesibilidad a la información para la construcción de estos es generalmente gratis, la utilización de estos conlleva el pago de sus respectivas licencias. Para sobrellevar dicho problema, este proyecto desarrolló un programa para realizar el Análisis Nodal en un pozo productor de petróleo tipo Black Oil bajo diferentes circunstancias, utilizando lo último en modelos matemáticos y empíricos, para la acertada identificación de los fluidos producidos, características del yacimiento y configuración del pozo.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

Vigilada mieducación



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

The correct characterization of an oil well's production and its forecast is the main pillar to maximize its profitability and efficiency. Different models have been developed to perform this characterization, one of these: Nodal Analysis, has shown efficacy and accuracy in its results, resulting in its worldwide use. This one basically consists of detecting flow restrictions and quantifying their impact on the total production capacity of the system, through the selection of a node (or reference point) located somewhere in the well and the respective construction of flow equations around it. Commonly, this analysis is carried out by hand of programs developed by different companies related to the petroleum industry, and although the accessibility to the information for the construction of these is generally free, the use of them induces in a payment of their respective licenses. To overcome this problem, this project developed a program to perform the Nodal Analysis in a well producing Black Oil under different circumstances, using the latest in mathematical and empirical models, for the successful identification of the produced fluids, reservoirs characteristics and wells configuration, founding quite similar results compared to the previously mentioned programs of commercial use.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:



**ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE DEL ANALISIS NODAL EN POZOS  
VERTICALES DE PETRÓLEO BLACK OIL**



Presentado por:

**DAVID FERNANDO PERDOMO MORA  
JEISON FABIÁN MACÍAS ORTIZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN GIPPE (GEOSCIENCE, INFRAESTRUCTURE,  
PRODUCTIVITY & ENVIRONMENT)**

**Neiva-Huila**

**Abril de 2019**

**ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE DEL ANALISIS NODAL EN POZOS  
VERTICALES DE PETRÓLEO BLACK OIL**



Director de tesis:

**JAVIER ANDRÉS MARTINEZ PÉREZ**

Estudiantes:

**DAVID FERNANDO PERDOMO MORA**

**JEISON FABIÁN MACIAS ORTIZ**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**GRUPO DE INVESTIGACIÓN GPIPE (GEOSCIENCE, INFRAESTRUCTURE,  
PRODUCTIVITY & ENVIRONMENT)**

**Neiva-Huila**

**Abril de 2019**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Director del proyecto

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Neiva, Huila 25 de abril de 2019

## DEDICATORIAS

*A Dios.*

*Por habernos permitido llegar hasta este punto y habernos dado salud para lograr nuestros objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

*A nuestros padres.*

*Por habernos apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que nos ha permitido ser personas de bien, pero más que nada, por su amor incondicional.*

*A nuestros compañeros y amigos.*

*Por ser un pilar de apoyo y formación a lo largo de nuestras vidas.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A **Javier Andrés Martínez Pérez**, ingeniero de petróleos especializado en alta gerencia y profesor de la Universidad Surcolombiana, por su incesante paciencia, profesionalismo y entusiasmo en la dirección del trabajo de grado.

A **Luis Fernando Ramón Bonilla Camacho**, MSc en ingeniería de petróleos y profesor de la Universidad Surcolombiana, por su fundamental enseñanza y fortalecimiento en los temas fundamentales de este proyecto de grado.

A **Ervin Aranda Aranda**, ingeniero de petróleos especializado y profesor de la Universidad Surcolombiana, por su cooperación oportuna durante el desarrollo de este proyecto de grado.

## RESUMEN

La correcta caracterización de la producción de un pozo de petróleo constituye el pilar principal para maximizar su rentabilidad y eficiencia. Se han desarrollado diferentes modelos para realizar dicha caracterización, uno de estos: el Análisis Nodal, ha demostrado eficacia y veracidad en sus resultados, resultando en su uso común a nivel mundial. Este consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, mediante la selección de un nodo (o punto de referencia) ubicado en el pozo y la construcción de ecuaciones de flujo alrededor de este. Comúnmente, este análisis se realiza con la ayuda de programas desarrollados por diferentes empresas relacionadas a la industria del petróleo, y aunque la accesibilidad a la información para la construcción de estos es generalmente gratis, la utilización de estos conlleva el pago de sus respectivas licencias. Para sobrellevar dicho problema, este proyecto desarrolló un programa para realizar el Análisis Nodal en un pozo productor de petróleo tipo *Black Oil* bajo diferentes circunstancias, utilizando lo último en modelos matemáticos y empíricos, para la acertada identificación de los fluidos producidos, características del yacimiento y configuración del pozo, encontrando bastante similitud en sus resultados en comparación con los anteriores programas de uso comercial.

**Palabras clave:** Nodo, caudal, presión, tubería, restricciones, crudo, gas, agua, propiedades, flujo.

## ABSTRACT

The correct characterization of an oil well's production and its forecast is the main pillar to maximize its profitability and efficiency. Different models have been developed to perform this characterization, one of these: Nodal Analysis, has shown efficacy and accuracy in its results, resulting in its worldwide use. This one basically consists of detecting flow restrictions and quantifying their impact on the total production capacity of the system, through the selection of a node (or reference point) located somewhere in the well and the respective construction of flow equations around it. Commonly, this analysis is carried out by hand of programs developed by different companies related to the petroleum industry, and although the accessibility to the information for the construction of these is generally free, the use of them induces in a payment of their respective licenses. To overcome this problem, this project developed a program to perform the Nodal Analysis in a well producing *Black Oil* under different circumstances, using the latest in mathematical and empirical models, for the successful identification of the produced fluids, reservoirs characteristics and wells configuration, founding quite similar results compared to the previously mentioned programs of commercial use.

**Keywords:** Node, flow rate, pressure, tubing, restrictions, oil, gas, water, properties, flow.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN .....</b>	<b>7</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>7</b>
<b>TABLA DE CONTENIDO .....</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>10</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>11</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>14</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>21</b>
<b>1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....</b>	<b>22</b>
1.1 <i>INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL .....</i>	<i>22</i>
1.2 <i>DESEMPEÑO DEL YACIMIENTO .....</i>	<i>31</i>
1.2.1 REGÍMENES DE FLUJO .....	31
1.2.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS .....	35
1.2.3 RELACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INFLUJO (IPR) .....	37
1.2.4 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR UTILIZANDO PUNTOS DE PRUEBAS .....	42
1.3 <i>CONCEPTOS DE FLUJO MONOFÁSICO .....</i>	<i>43</i>
1.3.1 CONSERVACIÓN DE LA MASA .....	43
1.3.2 CONSERVACIÓN DEL MOMENTO .....	43
1.3.3 ECUACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN .....	44
1.3.4 FLUJO EN ANULAR .....	49
1.3.5 CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA .....	51
1.4 <i>CONCEPTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO.....</i>	<i>57</i>
1.4.1 COMPORTAMIENTO DE FASES .....	57
1.4.2 VARIABLES.....	59
1.4.3 PATRONES DE FLUJO .....	62
1.4.4 PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO: .....	66
<b>2. MANEJO DEL PROGRAMA.....</b>	<b>91</b>
2.1 <i>SECCIÓN: FLUIDOS .....</i>	<i>91</i>
2.1.1 GENERAL.....	91
2.1.2 PVT LAB.....	91
2.1.3 GRÁFICAS.....	92
2.2 <i>SECCIÓN: YACIMIENTO .....</i>	<i>93</i>
2.2.1 DATOS GENERALES.....	93
2.2.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS: .....	94
2.3 <i>SECCIÓN: POZO .....</i>	<i>96</i>
2.3.1 GENERALIDADES .....	96
2.3.2 DESVIACIÓN .....	96

2.3.3	TUBERÍA .....	97
2.3.4	REVESTIMIENTO .....	98
2.3.5	MODELO DE TEMPERATURA.....	99
2.4	SECCIÓN: REPORTE .....	100
<b>3.</b>	<b>EJEMPLO DE APLICACIÓN .....</b>	<b>102</b>
3.2	GRAVEDAD API.....	103
3.3	DIÁMETRO INTERNO Y EXTERNO DE LA TUBERÍA.....	105
3.4	PRESIÓN EN CABEZA.....	107
3.5	FRACCIÓN DE AGUA .....	108
<b>4.</b>	<b>VALIDACIÓN .....</b>	<b>110</b>
4.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS:.....	110
4.2	CURVAS IPR Y TPR .....	112
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>116</b>
	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>117</b>
	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>118</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>121</b>
A.	FACTORES DE CONVERSIÓN, CONVERSIONES Y CONSTANTES .....	121
1.	Factores de conversión.....	121
2.	Conversiones.....	123
3.	Constantes .....	123
B.	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	125
1.	Propiedades del crudo .....	125
2.	Propiedades del gas natural .....	130
3.	Propiedades del agua de formación.....	135
C.	PROPIEDADES DEL REVESTIMIENTO Y TUBERÍA.....	137
D.	PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC .....	141
1.	Variables y constantes.....	141
2.	Procedimientos y funciones .....	141
3.	Decisiones .....	142
4.	Bucles.....	143
5.	Funciones matemáticas .....	143
6.	Controles .....	144
7.	Eventos.....	148

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Factores de forma para áreas de drenaje cerradas (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017).	35
Tabla 2 Principales métodos empíricos para la predicción del gradiente de presión de flujo multifásico en pozos.	66
Tabla 3 Valores de los parámetros del método Asheim.	71
Tabla 4 Ecuaciones para el coeficiente de distribución líquida según Orkiszewski.	79
Tabla 5 Valor de $m$ en el método de Aziz et al.	82
Tabla 6 Predicción del régimen de flujo según Beggs y Brill.	84
Tabla 7 Coeficientes $a$ , $b$ y $c$ según Beggs y Brill.	84
Tabla 8 Factores $e$ , $f$ , $g$ y $h$ según Beggs y Brill.	85
Tabla 9 Valores de los coeficientes según Mukherjee y Brill.	87
Tabla 10 Valores de la relación del factor de fricción según Mukherjee y Brill.	88
Tabla 11 Calculo del arrastre líquido.	90
Tabla 12 Modelo de tabla para ingresar las curvas de permeabilidades relativas en el programa desarrollado.	94
Tabla 13 Características del pozo USCO-1.	102
Tabla 14 Revestimiento del pozo USCO-1.	102
Tabla 15 Tubería del pozo USCO-1.	102
Tabla 16 Parámetros a alterar para análisis de sensibilidad.	103
Tabla 17 Representación esquemática en la Figura 59.	106
Tabla 18 Determinación del diámetro crítico en el pozo USCO-1.	106
Tabla 19 Comparación de propiedades calculadas de los fluidos.	112
Tabla 20 Comparación de los parámetros de operación.	114
Tabla 21 Características del revestimiento API. (Brill & Mukherjee, 1999)	137
Tabla 22 Características de la tubería API. (Brill & Mukherjee, 1999)	139
Tabla 23 Tipos de variables en Visual Basic.	141
Tabla 24 Operadores relacionales en Visual Basic.	142
Tabla 25 Funciones matemáticas comunes en Visual Basic.	144
Tabla 26 Principales eventos en Visual Basic.	148

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Sistema de producción común en un pozo de petróleo (Beggs D. , 2003).....	22
Figura 2 Principales anisotropías y heterogeneidades de un yacimiento (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993). .....	23
Figura 3 Principales tipos de completamiento en un pozo vertical (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993). .....	24
Figura 4 Equipos comunes de superficie en facilidades petroleras (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993) .....	25
Figura 5 Caídas de presión en cada uno de los componentes del sistema de producción (Beggs D. , 2003). .....	25
Figura 6 Intersección entre las curvas a la salida y entrada del nodo (Beggs D. , 2003). .....	27
Figura 7 Excesivo gasto de energía en una tubería pequeña (Beggs D. , 2003).....	28
Figura 8 Mal desempeño del yacimiento en la producción de un pozo (Beggs D. , 2003). .....	28
Figura 9 Efecto del dimensionamiento de la tubería. (Beggs D. , 2003).....	29
Figura 10 Elección del diámetro óptimo de la tubería de producción (Beggs D. , 2003).....	29
Figura 11 Esquema de un modelo de flujo radial en un yacimiento A) Vista lateral B) Vista superior (Guo, Lyons, & Ghalambor, Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach, 2007). .....	31
Figura 12 Esquema de yacimiento con una frontera de presión constante (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017).....	32
Figura 13 Esquema de un yacimiento con fronteras de no-flujo (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017). .....	33
Figura 14 Diferentes presiones en un yacimiento (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993). .....	34
Figura 15 Curvas típicas de permeabilidad efectiva (Agua-Aceite) (Nind, 1987). .....	36
Figura 16 Comportamiento de la IPR en yacimientos de una sola fase (Ahmed, 2019). .....	38
Figura 17 Comportamiento de la IPR por debajo de la presión de burbuja (Ahmed, 2019). .....	38
Figura 18 Volumen de control en una tubería (Guo, Lyons, & Ghalambor, Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach, 2007). .....	44
Figura 19 Rugosidad relativa de algunos materiales comunes de tubería (Brill & Mukherjee, 1999). .....	46
Figura 20 Diagrama de Moody (Brill & Mukherjee, 1999).....	48
Figura 21 Diferentes configuraciones de anulares con valores distintos de excentricidad (Brill & Mukherjee, 1999).....	49
Figura 22 Parámetro geométrico de fricción en un anular excéntrico (Brill & Mukherjee, 1999). .....	50
Figura 23 Sección transversal común de un pozo (Brill & Mukherjee, 1999). .....	53
Figura 24 Diagrama de fases típico para una mezcla de hidrocarburos (Paris de Ferrer, 2009). .	58
Figura 25 Patrones de flujo multifásico (Brill & Mukherjee, 1999).....	63
Figura 26 Patrones de flujo en un anular concéntrico (Brill & Mukherjee, 1999) .....	64

Figura 27 Patrones de flujo en un anular completamente excéntrico (Brill & Mukherjee, 1999).	65
Figura 28 Correlaciones del factor de fricción para la categoría A (Brill & Mukherjee, 1999)...	67
Figura 29 Correlación de $HL/\psi$ en el método de Hagedorn y Brown (Hagedorn & Brown, 1965). .....	68
Figura 30 Correlación NLC en el método de Hagedorn y Brown (Hagedorn & Brown, 1965)...	68
Figura 31 Correlación $\psi$ en el método de Hagedorn y Brown (Hagedorn & Brown, 1965).....	69
Figura 32 Mapa de patrones de flujo según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963).....	71
Figura 33 Parámetros de la frontera Burbuja/Tapón según Duns y Ros. (Duns & Ros, 1963) ....	72
Figura 34 Factores de velocidad de deslizamiento para Flujo Burbuja según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963). .....	73
Figura 35 Parámetro de fricción $f_2$ para flujo burbuja según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963)..	74
Figura 36 Parámetros de velocidad de deslizamiento para flujo tapón según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963). .....	75
Figura 37 Correlación de Duns y Ros para el espesor de la película en flujo niebla (Duns & Ros, 1963). .....	75
Figura 38 Factor C1 para el método de Griffith y Wallis (Griffith & Wallis, 1961).....	78
Figura 39 Factor C2 de Griffith y Wallis (Griffith & Wallis, 1961). .....	78
Figura 40 Mapa de patrones de flujo según Aziz et al. (Aziz, Govier, & Fogarasi, 1972). .....	80
Figura 41 Patrones de flujo horizontales según Beggs y Brill (Beggs & Brill, 1973).....	83
Figura 42 Mapa de patrones de flujo según Beggs y Brill (Brill & Mukherjee, 1999). .....	83
Figura 43 Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo según Mukherjee y Brill. ....	86
Figura 44 Apartado general en la sección fluidos del programa desarrollado.....	91
Figura 45 Apartado PVT Lab en la sección fluidos del programa desarrollado.....	92
Figura 46 Apartado gráficas en la sección fluidos del programa desarrollado.....	93
Figura 47 Apartado datos generales de la sección yacimiento del programa desarrollado. ....	94
Figura 48 Apartado permeabilidades relativas con el método ingresar en la sección yacimiento del programa desarrollado.....	95
Figura 49 Apartado permeabilidades relativas con el método modelo en la sección yacimiento del programa desarrollado.....	95
Figura 50 Apartado generalidades en la sección pozo del programa desarrollado.....	96
Figura 51 Apartado desviación en la sección pozo del programa desarrollado.....	97
Figura 52 Apartado tubería en la sección pozo del programa desarrollado.....	98
Figura 53 Apartado revestimiento en la sección pozo del programa desarrollado. ....	99
Figura 54 Apartado modelo de temperatura en la sección pozo del programa desarrollado. ....	100
Figura 55 Sección reporte del programa desarrollado. ....	101
Figura 56 Efecto de la gravedad API en la curva IPR. ....	103
Figura 57 Efecto de la gravedad API en la curva TPR. ....	104
Figura 58 Reporte del análisis sensibilidad de la gravedad API.....	105
Figura 59 Efecto del tamaño de la tubería en la curva TPR. ....	105
Figura 60 Diámetro crítico del pozo USCO-1. ....	106
Figura 61 Efecto de la presión de cabeza en la curva TPR.....	107
Figura 62 Reporte del análisis sensibilidad de la presión en cabeza. ....	108

Figura 63 Efecto de la fracción de agua en la curva IPR.....	108
Figura 64 Reporte del análisis sensibilidad de la fracción de agua. ....	109
Figura 65 Correlaciones y datos para el cálculo de las propiedades de los fluidos en WellFlo. Fuente:WellFlo. ....	110
Figura 66 Correlaciones y datos para el cálculo de las propiedades de los fluidos en el programa diseñado. ....	110
Figura 67 Propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento según WellFlo. ....	111
Figura 68 Propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento según el programa diseñado. .....	111
Figura 69 Parámetros básicos de construcción de las curvas IPR y TPR en WellFlo. ....	113
Figura 70 Curvas IPR, TPR y punto de operación para el pozo USCO-1 según WellFlo.....	113
Figura 71 Curvas IPR, TPR y punto de operación para el pozo USCO-1 según el programa desarrollado.....	114
Figura 72 Comportamiento típico de $R_s$ vs presión (Bánzer, 1996).....	125
Figura 73 Comportamiento típico de $B_o$ vs presión (Bánzer, 1996). ....	127
Figura 74 Comportamiento típico $\mu_o$ de vs presión (Bánzer, 1996)-.....	128
Figura 75 Factor de compresibilidad $z$ según Standing y Katz (Bánzer, 1996). ....	133
Figura 76 Control Button en Visual Basic.....	144
Figura 77 Control Label en Visual Basic.....	145
Figura 78 Control TextBox en Visual Basic.....	145
Figura 79 Control ComboBox en Visual Basic. ....	145
Figura 80 Control RadioButton en Visual Basic. ....	145
Figura 81 Control CheckBox en Visual Basic.....	145
Figura 82 Control Panel en Visual Basic.....	145
Figura 83 Control PictureBox en Visual Basic.....	146
Figura 84 Control Chart en Visual Basic.....	146
Figura 85 Control DataGridView en Visual Basic.....	147
Figura 86 Control ToolTip en Visual Basic.....	147
Figura 87 Control TabControl en Visual Basic. ....	147

## GLOSARIO

$A$ , área.

$AOF$ , flujo máximo.

$API^\circ$ , gravedad API del crudo.

$\alpha$ , difusividad termal de la formación.

$B_o$ , factor volumétrico del crudo.

$B_w$ , factor volumétrico del agua.

$B_g$ , factor volumétrico del gas.

$C_A$ , factor de forma del yacimiento.

$C_t$ , compresibilidad total de la formación.

$C_p$ , calor específico.

$C_{pan}$ , calor específico del fluido en el anular.

$C_o$ , compresibilidad del crudo.

$C_w$ , compresibilidad del agua.

$C_g$ , compresibilidad del gas.

$C_s$ , contenido de sólidos disueltos.

$d$ , diámetro.

$d_t$ , diámetro de la tubería.

$d_c$ , diámetro del revestimiento.

$e$ , número Euler o grado de excentricidad.

$E_i$ , función Ei.

$E_g$ , factor de expansión del gas.

$\varepsilon$ , rugosidad.

$f$ , factor de fricción.

$f_o$ , fracción del crudo.

$f_w$ , fracción del agua.

$f'$ , factor de fricción de Fanning.

$f_{est}$ , factor de fricción estimado.

$f_c$ , factor de fricción corregido

$f'_{CA}$ , factor de fricción de Fanning en anular concéntrico.

$f'_{EA}$ , factor de fricción de Fanning en anular excéntrico.

$F_P$ , parámetro de geometría de fricción.

$F_{CA}$ , parámetro de geometría en anular concéntrico.

$F_{EA}$ , parámetro de geometría en anular excéntrico.

$g$ , gravedad.

$g_c$ , constante gravitacional.

$g_G$ , gradiente geotérmico.

$h$ , espesor del yacimiento o entalpía.

$h_f$ , coeficiente de transferencia de calor por convección del fluido.

$h_{an}$ , coeficiente de transferencia de calor por convección del fluido en el anular.

$h_g$ , entalpía del gas.

$h_L$ , entalpía del líquido.

$H_L$ , hold up líquido.

$J$ , índice de productividad o calor mecánico.

$k$ , permeabilidad o coeficiente de transferencia de calor por conducción.

$k_{an}$ , coeficiente de transferencia de calor por conducción del fluido en el anular.

$K$ , relación entre el diámetro de tubería y revestimiento.

$k_t$ , coeficiente de transferencia de calor por conducción de la tubería.

$k_c$ , coeficiente de transferencia de calor por conducción del revestimiento.

$k_{cem}$ , coeficiente de transferencia de calor por conducción del cemento.

$k_e$ , coeficiente de transferencia de calor por conducción de la formación.

$k_o$ , permeabilidad del crudo.

$k_w$ , permeabilidad del agua.

$k_{ro}$ , permeabilidad relativa del crudo.

$k_{rw}$ , permeabilidad relativa del agua.

$k_{rx}$ , permeabilidad relativa de la fase x.

$L$ , longitud.

$\Delta L$ , cambio de longitud.

$\lambda_L$ , fracción volumétrica del líquido.

$M_g$ , masa del gas.

$M_L$ , masa del líquido.

$Mw_a$ , peso molecular aparente.

$N_{Re}$ , número de Reynolds.

$N_{ReL}$ , número de Reynolds del líquido.

$N_{Reg}$ , número de Reynolds del gas.

$N_{Pr}$ , número de Prandtl.

$N_{Gr}$ , número de Grasshof.

$N_{We}$ , número de Weber.

$\theta$ , ángulo.

$\sigma$ , tensión interfacial.

$\sigma_L$ , tensión interfacial del líquido.

$\sigma_o$ , tensión interfacial del crudo.

$\sigma_w$ , tensión interfacial del agua.

$P$ , presión.

$P_b$ , presión de burbuja.

$P_{sep}$ , presión del separador.

$P_{nodo}$ , presión del nodo.

$P_{w_f}$ , presión de fondo fluyente.

$\bar{P}_{yac}$ , presión promedio de yacimiento.

$P_{yac}$ , presión del yacimiento.

$\bar{P}_R$ , presión promedio de yacimiento.

$P_i$ , presión inicial del yacimiento.

$P_e$ , presión en la frontera del yacimiento.

$P_{sc}$ , presión pseudo-crítica o presión a condiciones estándar.

$P_{pr}$ , presión pseudo-reducida.

$\Delta P$ , caída de presión.

$\Delta P_{total}$ , caída de presión total.

$\Delta P_{yac}$ , caída de presión en el yacimiento.

$\Delta P_{aguasarriba}$ , caída de presión aguas arriba de un punto de referencia.

$\Delta P_{aguasabajo}$ , caída de presión aguas abajo de un punto de referencia.

$\Delta P_{lineasdeflujo}$ , caída de presión en la línea de flujo.

$\Delta P_{tuberia}$ , caída de presión en la tubería.

$\rho$ , densidad.

$\rho_o$ , densidad del crudo.

$\rho_w$ , densidad del agua.

$\rho_L$ , densidad del líquido.

$\rho_g$ , densidad del gas.

$\rho_s$ , densidad de la mezcla con deslizamiento.

$\rho_n$ , densidad de la mezcla sin deslizamiento.

$\rho_{an}$ , densidad del fluido en el anular.

$\rho_k$ , densidad relacionada a la energía cinética.

$q$ , caudal.

$Q$ , flujo de calor.

$q_b$ , caudal en el punto de burbuja.

$q_{max}$ , caudal máximo.

$Q_o$  o  $q_o$ , caudal de crudo.

$Q_w$  o  $q_w$ , caudal de agua.

$Q_g$  o  $q_g$ , caudal de gas.

$Q_L$  o  $q_L$ , caudal de líquido.

$q_{osc}$ , caudal de crudo a condiciones estándar.

$q_{wsc}$ , caudal de agua a condiciones estándar.

$q_{gsc}$ , caudal de gas a condiciones estándar.

$(Q_o)_{max}$ , caudal de crudo máximo.

$(Q_w)_{max}$ , caudal de agua máximo.

$(Q_g)_{max}$ , caudal de gas máximo.

$r$ , radio.

$r_w$ , radio del pozo.

$r_e$ , radio del yacimiento o drenaje.

$r_{ti}$ , radio interno de la tubería.

$r_{to}$ , radio externo de la tubería.

$r_{ci}$ , radio interno del revestimiento.

$r_{co}$ , radio externo del revestimiento.

$R_s$ , relación gas disuelto/petróleo.

$s$ , factor de daño.

$S$ , numero de velocidad de deslizamiento adimensional.

$S_o$ , saturación de crudo.

$S_w$ , saturación de agua.

$S_x$ , saturación de la fase x.

$S_{ix}$ , saturación inicial de la fase x.

$S_{iy}$ , saturación inicial de la fase y.

$t$ , tiempo.

$T_f$ , temperatura del fluido.

$T_e$ , temperatura de la formación.

$T_{ti}$ , temperatura interna de la tubería.

$T_{to}$ , temperatura externa de la tubería.

$T_{ci}$ , temperatura interna del revestimiento.

$T_{co}$ , temperatura externa del revestimiento.

$T_w$ , temperatura del cemento.

$t_{Dw}$ , tiempo adimensional de producción.

$T_{sc}$ , temperatura pseudo-crítica o temperatura a condiciones estándar.

$T_{pr}$ , temperatura pseudo-reducida.

$\tau$ , esfuerzo de corte.

$u$ , energía interna.

$U$ , coeficiente de transferencia de calor promedio.

$\mu_o$ , viscosidad del crudo.

$\mu_{od}$ , viscosidad del crudo muerto.

$\mu_{od}$ , viscosidad del crudo muerto.

$\mu_w$ , viscosidad del agua.

$\mu_L$ , viscosidad del líquido.

$\mu_g$ , viscosidad del gas.

$\mu_s$ , viscosidad de la mezcla con deslizamiento.

$\mu_n$ , viscosidad de la mezcla sin deslizamiento.

$\mu_{an}$ , viscosidad del fluido en el anular.

$v$ , velocidad.

$v_b$ , velocidad de ascenso de la burbuja.

$V$ , volumen.

$V_L$ , volumen del líquido o velocidad del líquido.

$V_g$ , volumen del gas o velocidad del gas.

$V_{SL}$ , velocidad superficial del líquido.

$V_{Sg}$ , velocidad superficial del gas.

$V_s$ , velocidad de deslizamiento.

$V_m$ , velocidad de la mezcla.

$V_{res}$ , volumen a condiciones de yacimiento.

$V_{st}$ , volumen a condiciones estándar.

$V_{sc}$ , volumen a condiciones estándar.

$w$ , trabajo.

$w_t$ , flujo másico.

$x_g$ , fracción en peso del gas.

$\gamma_o$ , gravedad específica del crudo.

$\gamma_g$ , gravedad específica del gas.

$\gamma_w$ , gravedad específica del agua.

$z$ , factor de compresibilidad del gas.

$z_{sc}$ , factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar.

$\phi$ , porosidad.

$\pi$ , número pi.

## INTRODUCCIÓN

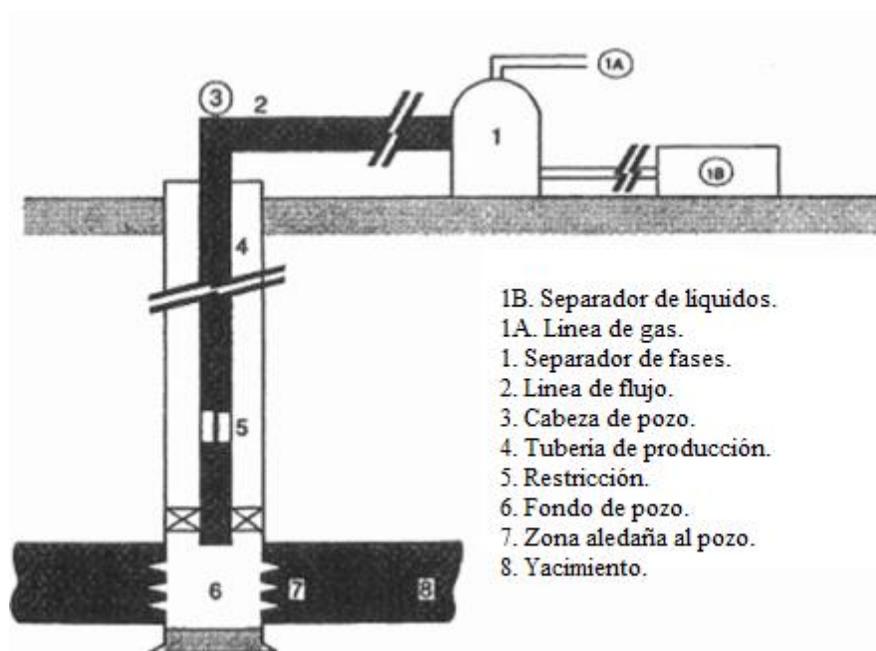
El papel primordial de la ingeniería de producción, un ramo extenso de la ingeniería de petróleos, es de maximizar la productividad y vida útil de los pozos productores de crudo de manera rentable y eficiente. Uno de los múltiples métodos para realizar dicha optimización es el Análisis Nodal, reconocido a nivel mundial por sus resultados asertivos y eficaces. Este consiste en seleccionar un punto de interés en el sistema total de producción bajo el cual se establecen ecuaciones para calcular en dicho punto dos parámetros cruciales de interés: caudal y presión. Sin embargo, para estimar estos dos parámetros se deben recurrir a distintos y a veces extensos modelos que definirán las particularidades de cada pozo y su respectivo yacimiento. A continuación, se detallarán cada uno de los modelos y métodos utilizados para desarrollar un análisis exhaustivo del sistema de producción destacando de manera sustancial: caracterización de los fluidos de producción, predicción del perfil de presiones y temperatura, identificación del aporte del yacimiento y acople del sistema mecánico del pozo.

## 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

### 1.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL

La producción en un pozo petrolero se da a través del movimiento del crudo/gas/agua desde el yacimiento que los contiene, hacia las líneas de flujo, tanques o separadores ubicados en superficie, este movimiento requiere de energía para superar las pérdidas por fricción del sistema; el cual puede ser sencillo o complejo, dependiendo de la cantidad de componentes en donde se originan dichas pérdidas.

Un diagrama común que representa los componentes de un sistema de producción se presenta en la Figura 1.

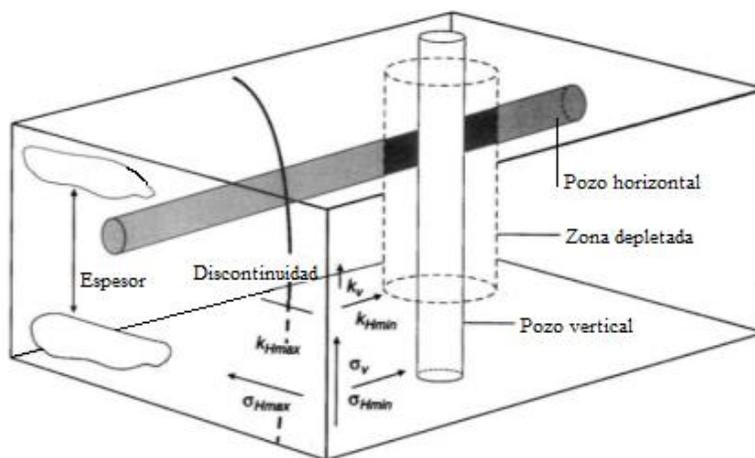


**Figura 1** Sistema de producción común en un pozo de petróleo (Beggs D. , 2003).

Componentes:

1. **Yacimiento:** Representado con el número 8 en la Figura 1 consiste en una o varias unidades geológicas interconectadas en flujo. En forma práctica, el yacimiento es la fuente principal de energía para la producción de fluidos, así como la unidad almacenadora de estos.

La caracterización correcta de las propiedades del yacimiento; tales como la porosidad, permeabilidad, espesor, extensión en área, saturaciones, anisotropías, heterogeneidades, inclinación, fronteras, entre otras, determinan el futuro comportamiento de producción en el pozo.



**Figura 2** Principales anisotropías y heterogeneidades de un yacimiento (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993).

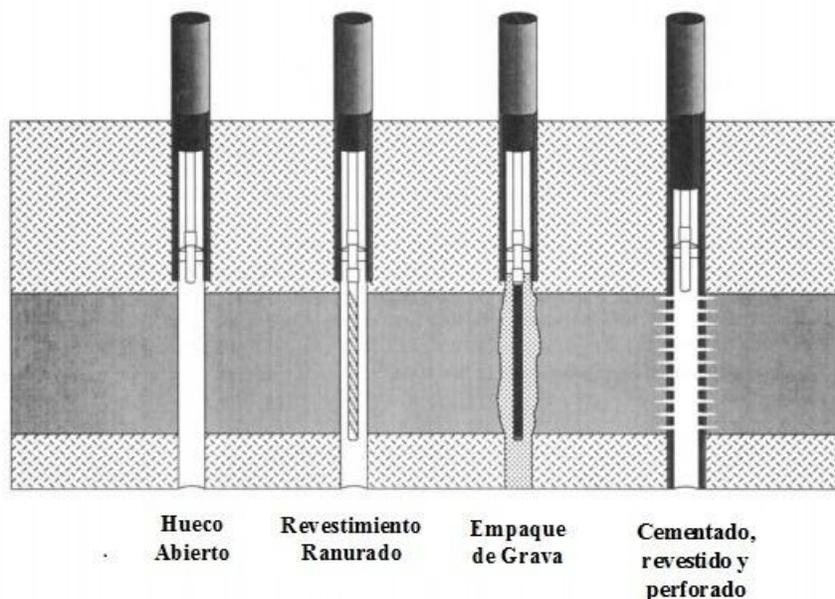
La Figura 2 representa esquemáticamente dos pozos, uno vertical y otro horizontal, contenidos en un yacimiento con potenciales discontinuidades (fallas sellantes), barreras verticales/horizontales y anisotropías (de tensión y/o permeabilidad).

2. **Zona cercana al pozo:** Representado con el número 7 en la Figura 1 consiste en la zona de yacimiento alterada por todas las actividades intrusivas tales como; perforación, cementación, estimulaciones y el completamiento del pozo. Durante estas actividades es posible que ingresen a la formación filtrados de lodo, cemento o partículas de arcilla que reducen la permeabilidad alrededor del pozo, este efecto es conocido como daño del pozo o *skin* ( $s$ ) (Paris de Ferrer, 2009). Existen 3 casos posibles para el factor de daño  $s$ :
  - Factor de daño positivo  $s > 0$ : Existe una alteración negativa de la permeabilidad en la zona aledaña al pozo.
  - Factor de daño negativo  $s < 0$ : Existe un mejoramiento de la permeabilidad en la zona aledaña al pozo.
  - Factor de daño cero  $s = 0$ : No existe alteración de la permeabilidad.

El tipo de completamiento del pozo puede variar de acuerdo con las diferentes necesidades del pozo tales como:

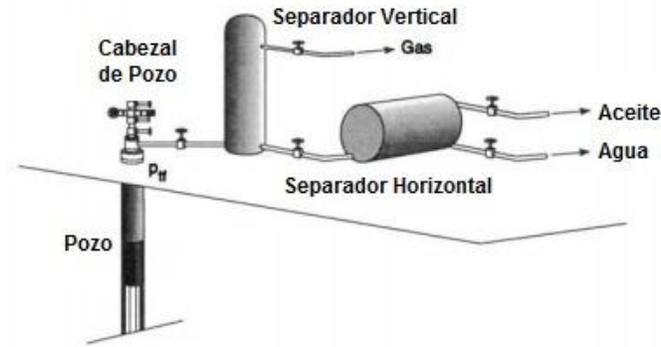
- Aislamiento
- Estabilidad de la formación
- Migración de finos.

Diferentes completamientos son mostrados en la Figura 3. El pozo a *hueco abierto* consiste en la tubería de producción expuesta a la zona productora del yacimiento y es común en donde no existen los requerimientos especiales mencionados en los puntos anteriores. Los *Liner ranurados* se utilizan cuando los problemas de estabilidad son pocos probables y no es necesario un pozo cementado, entubado y cañoneado. Finalmente, los empaques de grava se utilizan como una medida para mantener los finos, reductores de permeabilidad, fuera del pozo.



**Figura 3** Principales tipos de completamiento en un pozo vertical (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993).

- 3. El pozo:** Comprende entre el número 3 y 6 en la Figura 1, abarca todo el sistema de tuberías y accesorios (válvulas, choques, empaques, bombas, entre otros) encargados de dar conexión física entre yacimiento y las líneas de superficie. Aunque muchos de los pozos perforados en tierra suelen ser verticales, los pozos perforados en el mar (*offshore*) o en ambientes hostiles suelen ser horizontales o desviados. Los ángulos de inclinación pueden variar desde la verticalidad en cercanías a superficie y horizontalidad en cercanías a la zona de producción.
- 4. Equipos de superficie:** Representados desde el número 2 en adelante en la Figura 1. Una vez los fluidos alcanzan la superficie, estos son comúnmente separados en facilidades en proximidad a los pozos y luego son transportados a través de tuberías hasta puntos de interés. Una representación esquemática de los equipos de superficie se presenta en la Figura 4. Generalmente, estos consisten en equipos del cabezal de pozo, separadores de gas y líquido, tuberías denominadas *líneas de flujo* y tanques de almacenamiento.

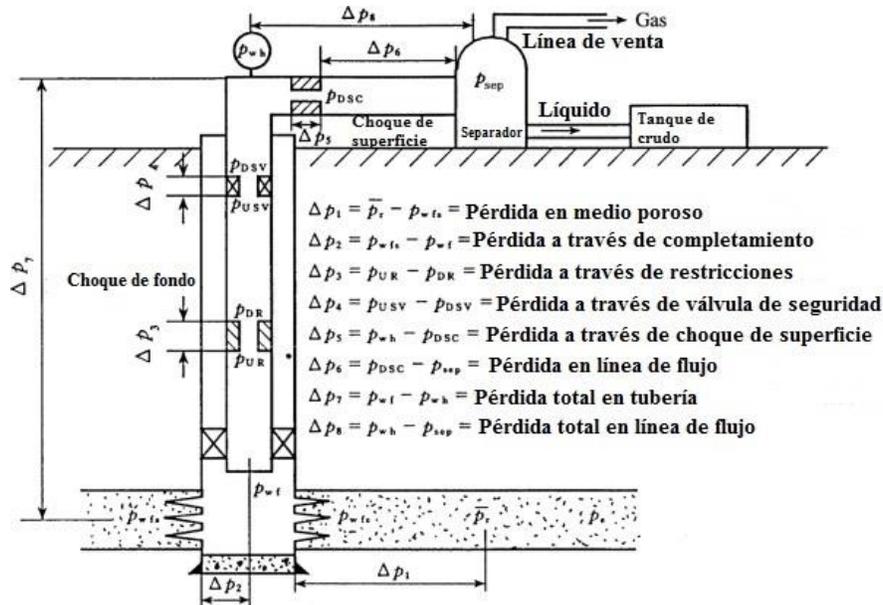


**Figura 4** Equipos comunes de superficie en facilidades petroleras (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993)

Sabiendo esto, la pérdida total de presión en todo el sistema de producción en cualquier momento se puede representar generalmente como:

$$\Delta P_{total} = \bar{P}_{yac} - P_{sep} \quad (1.1)$$

Y esta a su vez es la sumatoria de cada una de las pérdidas de fricción que ocurren a lo largo de cada uno de los componentes, como se muestra en la Figura 5:



**Figura 5** Caídas de presión en cada uno de los componentes del sistema de producción (Beggs D. , 2003).

$$\Delta P_{total} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 + \Delta P_5 + \Delta P_6 + \Delta P_7 + \Delta P_8 \quad (1.2)$$

Dado que la caída de presión varía de acuerdo con el caudal a producir, este último dependerá a su vez de los componentes que se elijan. La precisión del diseño de tubería de producción de crudo y gas se basa entonces en la adecuación de cada uno de estos componentes, dado que, los cambios de presión en uno de ellos alterarán de igual manera las caídas de presión en los demás componentes. Esto se debe principalmente a que el fluido es compresible (es decir sus propiedades

varían de acuerdo con la presión) y por lo tanto las caídas de presión no solo dependen de la tasa de flujo (caudal) sino también de la presión promedio en dicho componente. Por lo mencionado anteriormente, el sistema entero de producción debe analizarse como una sola unidad.

De hecho, la tasa de producción de un pozo puede verse, en la mayoría de los casos, severamente restringida por el comportamiento de un solo componente del sistema. Por ejemplo, estimulaciones a la formación han demostrado ser infructíferas para el aumento de la capacidad de producción del pozo dado que esta capacidad se encontraba restringida exclusivamente por el tamaño de la tubería de producción. Otro ejemplo de esto, es la selección de tuberías demasiado grandes para pozos donde se esperaban caudales altos; esto trae consigo un gasto innecesario en equipo sobredimensionados, además de que esta tubería desmesurada puede incluso reducir la capacidad de producción del pozo.

Dado lo anterior, nace un sistema de análisis, llamado comúnmente *Análisis Nodal* (Estados Unidos Patente n° 4.442.710, 1982), propuesto inicialmente para su aplicación en sistemas de pozos productores por Gilbert (Gilbert, 1954) y discutido posteriormente por Brown (Brown & Beggs, 1977), en el cual se evalúan el comportamiento de los distintos e interactivos componentes; redes de tubería, sistemas de bombeo, circuitos eléctricos, sistemas reguladores, levantamiento artificial, entre otros. El procedimiento radica en la selección de un punto o *nodo* en el pozo y dividir todo el sistema en dicho punto. Los puntos más comunes han sido también representados en la Figura 1.

Todos los componentes aguas arriba de dicho nodo comprometen la sección de *influjo* o *inflow*, mientras que todos los componentes aguas abajo de dicho nodo consisten en la sección de *salida* o *outflow*. Se debe encontrar entonces una relación entre la caída de presión y caudal para cada uno de los componentes en el sistema. Dicho caudal se puede determinar una vez se cumplan dos requisitos:

1. El flujo hacia el nodo equivale al flujo saliente del nodo.
2. Solo debe existir una única presión en el nodo.

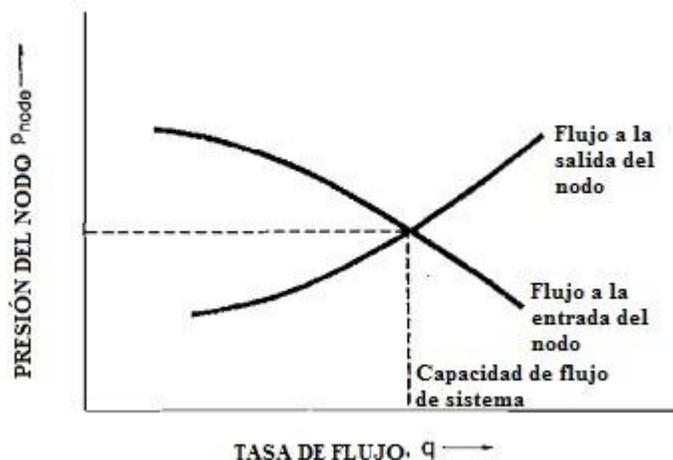
A lo largo de toda la vida del pozo existen únicamente dos presiones que no dependen de la tasa de flujo: La presión promedio del yacimiento ( $\bar{P}_{yac}$ ) y la presión de salida del sistema; generalmente determinada por el separador ( $P_{sep}$ ) o el choque en superficie ( $P_{wh}$ ).

Una vez el nodo ha sido ubicado, la presión en dicho nodo puede ser calculado en ambas direcciones iniciando por las presiones estáticas:

$$\bar{P}_{yac} - \Delta P_{aguasarriba} = P_{nodo} \quad (1.3)$$

$$P_{sep} + \Delta P_{aguasabajo} = P_{nodo} \quad (1.4)$$

Dado que la caída de presión en cualquier componente varía de acuerdo con la tasa de flujo, una gráfica de la presión del nodo vs caudal producirá 2 curvas, la intersección de estas dos dará la condiciones que satisfacen los 2 requisitos mencionados anteriormente. La Figura 6 explica gráficamente lo mencionado anteriormente:



**Figura 6** Intersección entre las curvas a la salida y entrada del nodo (Beggs D. , 2003).

El efecto generado por el cambio en cualquiera de los componentes puede ser analizado recalculando la presión del nodo vs caudal usando las nuevas características del componente que fue reemplazado. Si un cambio fue hecho aguas arriba del nodo la curva de *outflow* permanecerá intacta, por el otro lado, si el cambio fue hecho en un componente aguas abajo la curva *inflow* permanecerá igual. Sin embargo, en el caso de que cualquiera de las dos curvas sea alterada, su respectiva intersección será diferente y por ende se generará una nueva capacidad de flujo y presión del nodo. Estas curvas se verán afectadas cuando alguna de las presiones estáticas sea modificada ( $\bar{P}_{yac}$  puede variar por depleción del yacimiento o métodos de recobro y  $P_{sep}$  puede variar por cambio de las condiciones en superficie).

El método más común para un procedimiento de análisis nodal es seleccionar el nodo entre el yacimiento y el sistema de tuberías, esto es el punto 6 de la Figura 1. Para dicho caso las expresiones de influjo y flujo saliente serían:

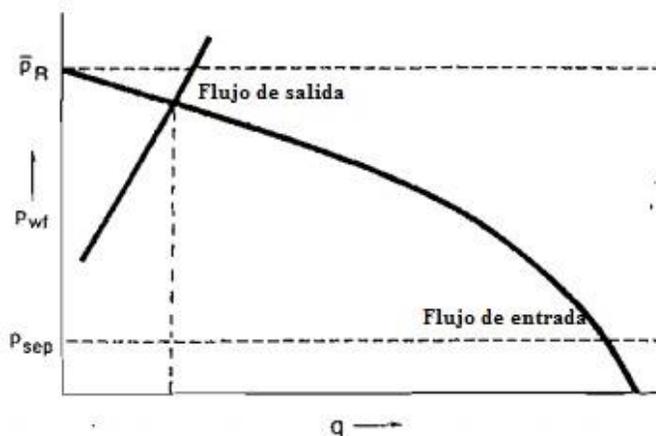
$$\bar{P}_{yac} - \Delta P_{yac} = P_{wf} \quad (1.5)$$

$$P_{sep} + \Delta P_{lineasdeflujo} + \Delta P_{tuberia} = P_{wf} \quad (1.6)$$

En este caso, la curva de *outflow* responde a los cambios en cualquiera de los componentes del pozo y la curva *inflow* a los correspondientes cambios en el desempeño del yacimiento.

Diferentes fenómenos se pueden observar mediante el análisis de las curvas *inflow* y *outflow* tomando en cuenta la anterior consideración:

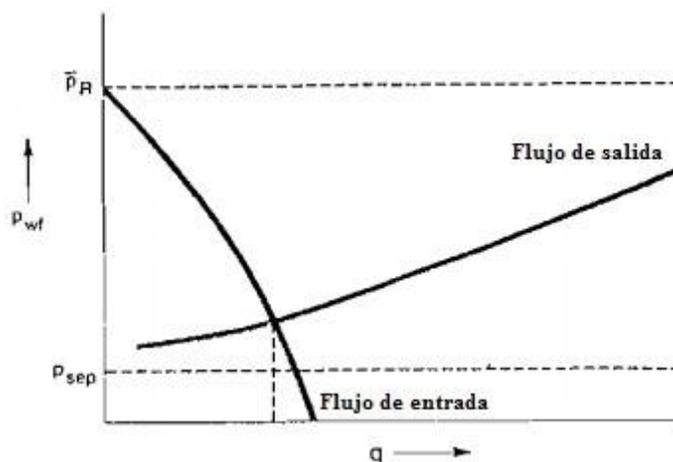
- **Grandes caídas de presión en un solo componente:** Cuando ocurre una pérdida de presión significativa en algunos de los componentes dejando muy poca energía disponible, por ejemplo; una tubería de producción muy pequeña, es de esperar que la capacidad de flujo se vea restringida como se ilustra en la Figura 7.



**Figura 7** Excesivo gasto de energía en una tubería pequeña (Beggs D. , 2003).

En este caso, aunque el yacimiento es capaz de producir grandes cantidades de fluido el comportamiento del pozo se ve disminuido. Implementar una estimulación al yacimiento para intentar mejorar esto será un desperdicio de esfuerzo y de dinero hasta tanto la tubería sea reemplazada por una de mayor tamaño.

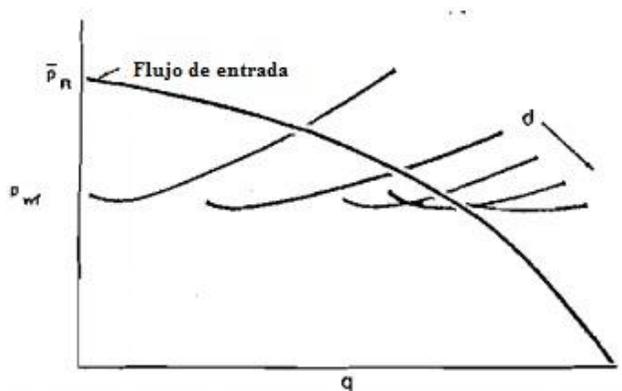
- **Mal desempeño del yacimiento:** La Figura 8 representa un pozo donde el comportamiento de este está limitado por el aporte de la formación, esto puede deberse a un excesivo daño de formación o perforaciones inadecuadas. En esta situación, una optimización de la producción del pozo no se dará hasta que el comportamiento del yacimiento cambie. Intervenciones en el sistema de tuberías o la instalación de un sistema de levantamiento artificial serán infructíferas.



**Figura 8** Mal desempeño del yacimiento en la producción de un pozo (Beggs D. , 2003).

- **Dimensionamiento de la tubería:** Aunque generalmente aumentar el tamaño de la tubería acarrea menores pérdidas de presión; esto debido a que las pérdidas por fricción disminuyen, un excesivo tamaño puede disminuir la velocidad con la que el fluido se desplaza a través de esta ocasionando que no sea suficiente para acarrearlo hasta superficie.

Este fenómeno puede observarse en la Figura 9. En esta se evidencian aumentos paulatinos en el tamaño de la tubería. Cuando el aumento se hace excesivo el desempeño de producción se ve disminuido.



**Figura 9** Efecto del dimensionamiento de la tubería. (Beggs D. , 2003).

En estos casos, se debe establecer un diámetro óptimo para el diseño de la tubería (este diámetro óptimo es un objetivo primordial en el diseño del sistema de producción). Una gráfica entre el caudal del nodo en función del tamaño de la tubería se evidencia en la Figura 10. En esta gráfica esquemática, se evidencia un tope máximo en el cual el incremento del diámetro de la tubería trae consigo un aumento del caudal producido, posteriores aumentos decremantan dicha tasa.



**Figura 10** Elección del diámetro óptimo de la tubería de producción (Beggs D. , 2003).

Un procedimiento común para aplicar el Análisis Nodal es:

1. Determinar que componentes o parámetros del sistema pueden ser cambiados y cuáles no.
2. Seleccionar un componente o parámetro a optimizar.
3. Decidir donde localizar el nodo, en el cual se vea enfatizado el efecto que produce el cambio de dicho componente o parámetro.

4. Desarrollar las expresiones de *inflow* y *outflow*.
5. Captar toda la información necesaria para calcular la caída de presión vs tasa de flujo para todos los componentes.
6. Determinar el efecto que ocasiona el cambio de las características del componente seleccionado graficando la curva *outflow* vs *inflow* y leyendo su intercepto.
7. Repetir el procedimiento para cada uno de los componentes que se considere deben ser optimizados.

La selección del sistema de producción se realizará entonces combinando las distintas características de los componentes que permiten la mayor tasa de producción al menor costo (Beggs D. , 2003).

Aunque ya se han mencionado algunas de las aplicaciones del análisis nodal, hay que recalcar que este se puede utilizar en pozos de producción monofásica o multifásica, pozos inyectores, pozos con sistemas de levantamiento y pozos de producción natural. Una lista parcial de las posibles aplicaciones se presenta a continuación:

1. Selección del tamaño de tubería.
2. Selección del tamaño de las líneas de flujo.
3. Diseños de empaques de grava.
4. Dimensionamiento del choque de superficie.
5. Dimensionamiento de la válvula de seguridad.
6. Análisis del sistema de producción en búsqueda de restricciones.
7. Diseño del sistema de levantamiento artificial.
8. Evaluación de una estimulación al pozo.
9. Determinar el impacto de la compresión en el comportamiento de pozos de gas.
10. Analizar el impacto del completamiento.
11. Predicción del efecto de la depleción en el comportamiento del pozo.
12. Analizar sistemas de producción multi-pozo.
13. Comparar el comportamiento del pozo con el tiempo.

## 1.2 DESEMPEÑO DEL YACIMIENTO

La capacidad del yacimiento se define como la tasa de producción alcanzable a una presión de fondo de pozo dada. Y es un factor de peso importante que afecta el desempeño de un pozo. La capacidad del yacimiento determina el tipo de completamiento y los métodos de levantamiento artificial a utilizar.

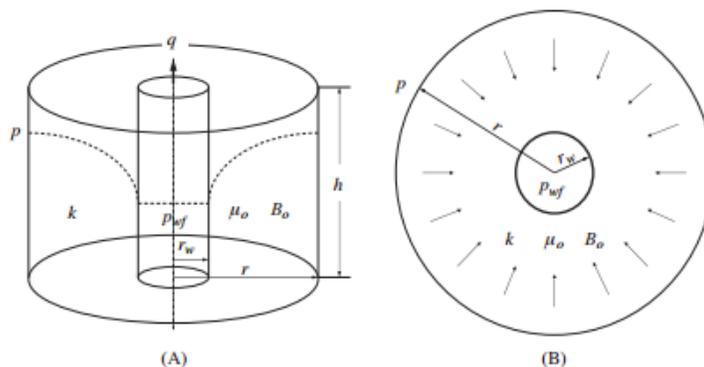
La capacidad de un yacimiento depende de distintos factores incluyendo los siguientes:

- La presión del yacimiento
- Espesor de la zona productora y su permeabilidad
- El tipo de frontera del yacimiento y su distancia
- El radio del pozo
- Las propiedades del fluido en el yacimiento
- La condición de las cercanías al pozo
- Las permeabilidades relativas del yacimiento

La capacidad del yacimiento puede ser modelada matemáticamente basándose en los regímenes de flujo tales como: flujo transitorio, flujo de estado estable y flujo de estado pseudo-estable. La relación analítica entre la presión de fondo de pozo y la tasa de producción puede ser formulada para un régimen dado. Esta relación se denomina *IPR* (*inflow performance relationship* o relación del comportamiento de afluencia), a continuación, se tratarán los procedimientos para establecer las IPR de diferentes tipos de yacimiento y configuraciones de pozo.

### 1.2.1 REGÍMENES DE FLUJO

Cuando un pozo vertical es abierto para producir crudo a una tasa  $q$ , se crea un embudo de presión de radio  $r$  alrededor del pozo como lo ilustra la Figura 11. En este modelo de yacimiento,  $h$  es el espesor del yacimiento,  $k$  es la permeabilidad efectiva horizontal del yacimiento al petróleo,  $\mu_o$  es la viscosidad del crudo,  $B_o$  es el factor volumétrico del crudo,  $r_w$  es el radio del pozo,  $p_{wf}$  es la presión de fondo fluuyente y  $p$  es la presión en el yacimiento a una distancia  $r$  desde el centro del pozo.



**Figura 11** Esquema de un modelo de flujo radial en un yacimiento A) Vista lateral B) Vista superior (Guo, Lyons, & Ghalambor, *Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach*, 2007).

### 1.2.1.1 Flujo transitorio

Se define como el régimen de flujo donde el radio de la onda de presión originada desde el pozo no ha alcanzado las fronteras del yacimiento. Durante el flujo transitorio, el embudo de presión desarrollado es pequeño a comparación del tamaño del yacimiento, por lo tanto, desde el punto de vista del análisis de presiones: el yacimiento se comporta como un yacimiento infinito

Asumiendo un flujo de una sola de fase de crudo, se han desarrollado diferentes soluciones analíticas que describen el comportamiento del flujo transitorio. Entre ellas, la más común usada en la ingeniería de producción, a una tasa de flujo constante es:

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

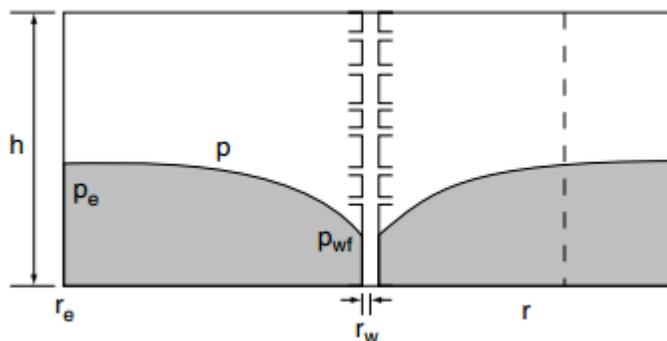
Dado que generalmente los pozos se operan una presión de fondo fluuyente constante debido a una presión de cabeza de pozo impuesta por un tamaño de choque constante, una solución a  $p_{wf}$  constante es requerida. Earlougher (Earlougher, 1977) desarrolló una ecuación a presión de fondo fluuyente constante, con un arreglo apropiado de la condición de la frontera interna, la cual es similar a la Ecuación 2.1:

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

La Ecuación 2.2 indica que la tasa de crudo decrece a medida del tiempo de flujo. Esto se debe a que el radio del embudo de presión, sobre el cual actúa la caída de presión ( $p_i - p_{wf}$ ), aumenta con el tiempo, es decir el gradiente promedio de presión promedio decae con el tiempo (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017).

### 1.2.1.2 Flujo en estado estable

Se define como el régimen de flujo donde la presión en cualquier punto del yacimiento se mantiene constante a lo largo del tiempo. Esta condición de flujo prevalece cuando el embudo de presión mostrado en la Figura 11 se ha propagado hasta una frontera de presión constante. Esta frontera de presión constante puede ser tanto un acuífero como un pozo inyector de agua. Un esquema de un yacimiento es mostrado en la Figura 12, donde  $p_e$  representa la presión constante de la frontera.



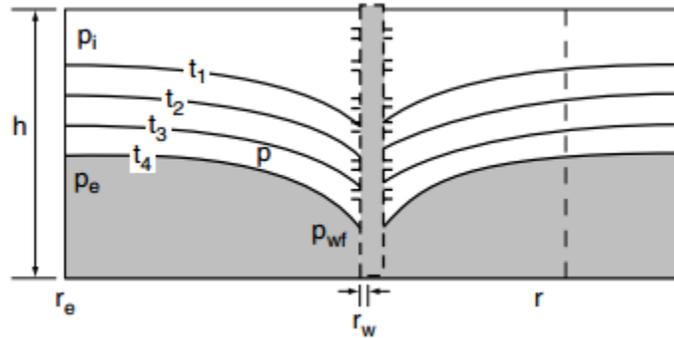
**Figura 12** Esquema de yacimiento con una frontera de presión constante (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017).

Asumiendo un flujo monofásico, la siguiente relación teórica puede derivarse de la *Ley de Darcy* [véase (Paris de Ferrer, 2009)] para un yacimiento de crudo bajo el flujo de estado estable:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s)} \quad (2.3)$$

### 1.2.1.3 Flujo en estado pseudo-estable

Se define como el flujo donde la presión en cualquier punto del yacimiento declina a una tasa constante con el tiempo. Esta condición de flujo prevalece cuando el embudo de presión ha alcanzado una frontera de no-flujo. Una barrera de no-flujo puede ser una falla sellante, trampa estratigráfica o las fronteras del área de drenaje de los pozos productores. Un esquema del yacimiento se muestra en la Figura 13, donde  $p_e$  representa la presión de la frontera de no-flujo al tiempo  $t_4$ . Asumiendo que el flujo es monofásico, una relación teórica puede ser derivada de la *Ley de Darcy* para un yacimiento de crudo bajo el flujo de estado pseudo-estable:



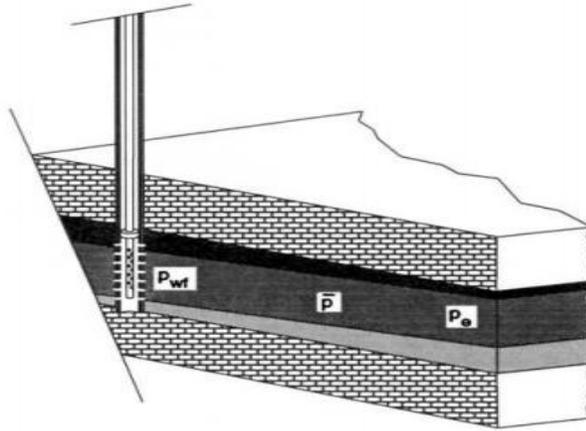
**Figura 13** Esquema de un yacimiento con fronteras de no-flujo (Guo, Liu, & Tan, *Petroleum Production Engineering*, 2017).

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s - \frac{1}{2})} \quad (2.4)$$

Dado que  $p_e$  en la Ecuación 2.4 no siempre es conocido a cualquier tiempo, una expresión utilizando la presión promedio del yacimiento es más útil:

$$q = \frac{kh(\bar{P}_{yac} - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s - \frac{3}{4})} \quad (2.5)$$

La diferencia entre las dos presiones  $P_e$  y  $\bar{P}_{yac}$  radica en que la primera corresponde a la presión en las fronteras del yacimiento o en su defecto en el radio de drenaje y la segunda en un promedio de área o volumétrico entre  $P_e$  y  $P_{wf}$ . Esto se ilustra esquemáticamente en la Figura 14.



**Figura 14** Diferentes presiones en un yacimiento (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1993).

Si la barrera de no flujo delinea un área de drenaje no circular la siguiente ecuación debería utilizarse para el análisis de flujo pseudo-estable:

$$q = \frac{kh(\bar{P}_{yac} - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left( \frac{1}{2} \ln \left( \frac{4A}{e C_A r_w^2} \right) + s \right)} \quad (2.6)$$

Donde  $C_A$  es el factor de forma del área de drenaje y puede ser encontrado en la Tabla 1,  $e$  es la constante de Euler y  $A$  es el área de drenaje ( $ft^2$ ).

Tabla 1 Factores de forma para áreas de drenaje cerradas (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering, 2017).

Forma de yacimiento y ubicación de pozo	Factor de forma C_A	Forma de yacimiento y ubicación de pozo	Factor de forma C_A	Forma de yacimiento y ubicación de pozo	Factor de forma C_A	Forma de yacimiento y ubicación de pozo	Factor de forma C_A
	31.6		21.9		10.8		3.13
	30.9		22.6		4.86		0.607
	31.6		12.9		2.07		5.38
	27.6		4.5		2.72		2.36
	27.1	Yacimientos con empuje de agua			0.232		0.111
	3.39	Yacimientos con mecanismo de producción desconocido			0.115		0.098

### 1.2.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS

Si se considera un sistema agua-aceite, por analogía todas las ecuaciones anteriores deberán reemplazar en sus estructuras la permeabilidad por las permeabilidades efectivas al aceite y al agua ( $k_o$  y  $k_w$ ), además de sus factores volumétricos ( $B_o$  y  $B_w$ ) y sus viscosidades respectivas ( $\mu_o$  y  $\mu_w$ ).

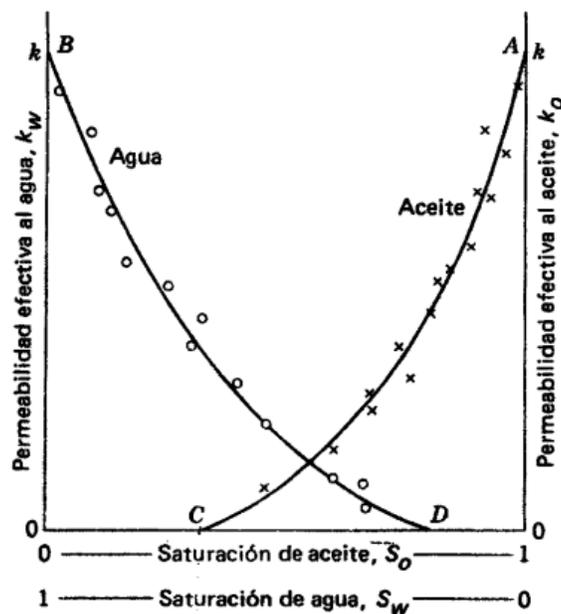
En términos generales, los valores de  $k_o$  y  $k_w$  dependen únicamente de las saturaciones de aceite y agua dentro del yacimiento (Nind, 1987).

Se deben entonces recalcar tres conceptos importantes respecto a estos dos valores de permeabilidad:

- Los valores de  $k_o$  y  $k_w$  disminuyen rápidamente en cuanto ocurre un incremento mínimo en la saturación de la fase contraria.
- Existirá una saturación mínima a la cual la fase dejará de desplazarse. Estas se conocen como saturación residual de aceite y agua. Estos son los puntos C y D en la Figura 15 respectivamente.

- Los valores de  $k_o$  y  $k_w$  son siempre menores a  $k$ . Excepto en los puntos A y B de la Figura 15. Esto es, en cualquier saturación en particular:

$$k_o + k_w \leq k \quad (2.7)$$



**Figura 15** Curvas típicas de permeabilidad efectiva (Agua-Aceite) (Nind, 1987).

Usualmente, por temas de proporcionalidad, en lugar de las permeabilidades efectivas se grafican las permeabilidades relativas a cada fase, estas se definen como:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (2.8)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.9)$$

Estas se encuentran entre un rango de 0 y 1, matemáticamente:

$$k_{ro} + k_{rw} \leq 1 \quad (2.10)$$

Aunque, estas curvas se pueden determinar experimentalmente para cada formación también existen correlaciones empíricas para modelar su comportamiento. Sea cual fuese el caso, las curvas generadas tienen la forma:

$$k_{rx} = k_{rix} * \frac{(S_x - S_{ix})^n}{(1 - S_{ix} - S_{iy})} \quad (2.11)$$

Donde  $x$  y  $y$  denotan a cada fase del sistema,  $i$  la saturación inicial a la fase y  $n$  un exponente característico que define la pronunciación de las curvas.

### 1.2.3 RELACIÓN DE LA CAPACIDAD DE INFLUJO (IPR)

El IPR es usado para evaluar la capacidad del yacimiento. La curva de IPR es una representación gráfica de la relación entre la presión de fondo fluuyente y la tasa de producción de líquido. Una curva de IPR típica es mostrada en la Figura 16. La magnitud de la pendiente de la curva IPR es denominada el *índice de productividad* (PI o  $J$ ) esto es:

$$J = \frac{q}{(P_{yac} - P_{wf})} \quad (2.12)$$

Las curvas de IPR son construidas usando modelos de influjo los cuales pueden ser desde una base teórica o empírica.

#### 1.2.3.1 IPR para yacimientos de una sola fase (Líquida)

Las Ecuaciones 2.2, 2.3 y 2.6 fueron desarrollados con la suposición de flujo monofásico. Esta suposición es válida para yacimientos subsaturados o porciones del yacimiento donde la presión es mayor a la presión de burbuja. Estas ecuaciones definen el índice de productividad ( $J^*$ ) para presiones de fondo fluuyente por encima de la presión del punto de burbuja:

- Flujo radial en estado transitorio para un pozo vertical:

$$\frac{q}{(P_i - P_{wf})} = \frac{kh}{162.6 B_o \mu_o \left( \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s \right)} \quad (2.13)$$

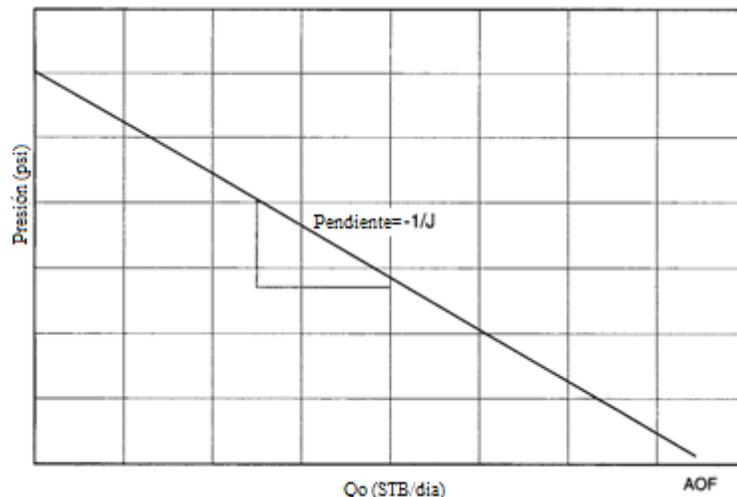
- Flujo radial en estado estable para un pozo vertical:

$$\frac{q}{(P_e - P_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right)} \quad (2.14)$$

- Flujo radial en estado pseudo-estable para un pozo vertical:

$$\frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}\right) + s \right)} \quad (2.15)$$

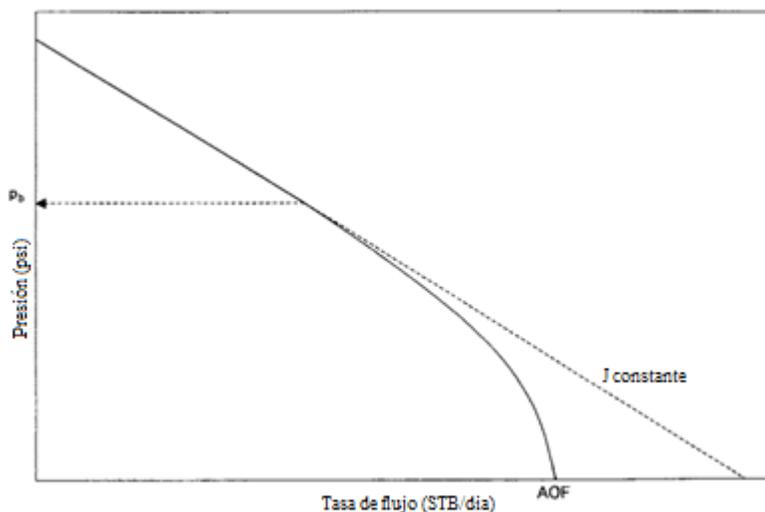
Dado que el índice de productividad ( $J^*$ ) por encima del punto de burbuja es independiente de la tasa de producción, la curva de IPR para un yacimiento de una sola fase líquida es simplemente una línea recta desde la presión del yacimiento, tal como se muestra en la Figura 16.



**Figura 16** Comportamiento de la IPR en yacimientos de una sola fase (Ahmed, 2019).

### 1.2.3.2 IPR para yacimientos de dos fases

Por debajo de la presión de burbuja el gas en solución escapa del crudo y se convierte en gas libre. El gas libre ocupa una porción del espacio en los poros lo que reduce el flujo de crudo. Este efecto es cuantificado por la reducción de la permeabilidad relativa a cada fase. Por otro lado, la viscosidad del crudo aumenta a medida que el gas en solución decae. La combinación de estos dos factores trae una reducción en la tasa de producción de crudo a una presión de fondo fluyente dada. Esto hace que la curva IPR se desvíe de la tendencia lineal por debajo de la presión de burbuja, como se muestra en la Figura 17.



**Figura 17** Comportamiento de la IPR por debajo de la presión de burbuja (Ahmed, 2019).

Si la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja inicial, crudo y gas coexisten a lo largo de todo el yacimiento y este se conoce como un *yacimiento de dos o más fases*.

Solo existen modelos empíricos para representar la curva IPR de yacimientos de dos o más fases. Estas ecuaciones empíricas incluyen:

### 1.2.3.2.1 Modelo de Vogel

Vogel (Vogel, 1968) usó un modelo computacional para generar curvas IPR a partir de la normalización de los parámetros  $\frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}}$  y  $\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}}$ , de acuerdo con todas las curvas obtenidas, llegó a las siguientes relaciones:

$$q = q_{max} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right)^2 \right] \quad (2.16)$$

O:

$$P_{wf} = 0.125\bar{P} \left[ \sqrt{81 - 80 \left( \frac{q}{q_{max}} \right) - 1} \right] \quad (2.17)$$

Donde  $q_{max}$  o  $AOF$  es una constante empírica y representa el valor máximo posible de la capacidad del yacimiento. El  $q_{max}$  puede ser estimado teóricamente basado en la presión del yacimiento y el índice de productividad por encima del punto de burbuja. En el flujo pseudo-estable se tiene:

$$q_{max} = \frac{J^* \bar{P}_{yac}}{1.8} \quad (2.18)$$

### 1.2.3.2.2 Modelo de Fetkovich

Muskat y Evinger (Muskat & Evinger, 1993) trataron de tomar en cuenta el comportamiento no lineal de las curvas IPR calculando un índice de productividad teórico a partir de la ecuación de flujo en estado pseudo-estable. Ellos expresaron la ecuación de Darcy como:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_{yac}} f(p) dp \quad (2.19)$$

Donde la función dependiente de la presión  $f(p)$  está definida como:

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (2.20)$$

Donde;  $k_{ro}$  es la permeabilidad relativa del crudo,  $\mu_o$  es la viscosidad del crudo y  $B_o$  es el factor volumétrico del crudo.

Fetkovich (Fetkovich, 1973) mencionó que la función dependiente de la presión  $f(p)$  puede moverse en las dos siguientes regiones:

- **La región sobresaturada ( $P > P_b$ ):** Dado que la permeabilidad relativa del crudo  $k_{ro}$  en esta región equivale a uno, entonces:

$$f(p) = \left( \frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p \quad (2.21)$$

- **La región saturada ( $P < P_b$ ):** En esta región, Fetkovich demostró que la función dependiente se comporta linealmente con la presión y es expresada matemáticamente como:

$$f(p) = \left( \frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{P_b} \left( \frac{P}{P_b} \right) \quad (2.22)$$

En esta existen a su vez tres casos que deben ser considerados:

- $\bar{P}_r$  y  $P_{wf} > P_b$ :

$$Q_o = J(\bar{P}_{yac} - P_{wf}) \quad (2.23)$$

- $\bar{P}_r$  y  $P_{wf} < P_b$ :

$$Q_o = J \left( \frac{1}{2P_b} \right) (\bar{P}_{yac}^2 - P_{wf}^2) \quad (2.24)$$

- $\bar{P}_r > P_b$  y  $P_{wf} < P_b$ :

$$Q_o = J(\bar{P}_{yac} - P_b) + \left( \frac{1}{2P_b} \right) (\bar{P}_b^2 - P_{wf}^2) \quad (2.25)$$

Fetkovich a su vez, declaró que el efecto compuesto de estos casos resulta en una ecuación de forma:

$$q = C (\bar{P}_{yac}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.26)$$

Donde  $C$  y  $n$  son constantes empíricas, llamadas *coeficiente de flujo* y *exponente* respectivamente, que son determinadas a partir de datos de pruebas, siendo el caso que una gráfica de  $\bar{P}_{yac}^2 - P_{wf}^2$  vs  $q_o$  en una escala log-log arrojará una línea recta con pendiente  $1/n$  y de intercepto  $C$ .

### 1.2.3.2.3 Modelo de Wiggins

Wiggins (Wiggins, 1993) propuso unas correlaciones generalizadas que son adecuadas para predecir curvas IPR durante flujo de tres fases. Estas expresiones son similares al modelo de Vogel y están definidas como:

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[ 1 - 0.52 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right) - 0.48 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right)^2 \right] \quad (2.27)$$

$$Q_w = (Q_w)_{max} \left[ 1 - 0.72 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right) - 0.28 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right)^2 \right] \quad (2.28)$$

#### 1.2.3.2.4 Modelo de Klins-Clark

Klins y Clark (Klins & Clark, 1993) propusieron una expresión similar al Modelo de Vogel que puede ser utilizada para estimar curvas de IPR. Para mejorar la precisión de la ecuación de Vogel los autores introdujeron un nuevo exponente  $d$ . El modelo se encuentra definido matemáticamente por las siguientes correlaciones:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}} = 1 - 0.295 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right) - 0.705 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_{yac}} \right)^d \quad (2.29)$$

Donde:

$$d = \left[ 0.28 + 0.72 \left( \frac{\bar{P}_R}{P_b} \right) \right] (1.24 + 0.001P_b) \quad (2.30)$$

#### 1.2.3.2.5 Modelo de Jones, Blount y Glaze

Este modelo involucra los efectos del flujo turbulento o flujo No-Darcy en el comportamiento de producción del pozo. Matemáticamente la ecuación de Darcy se puede escribir con el término asociado a la turbulencia incluido:

$$\bar{P}_{yac} - P_{wf} = Aq_o + Bq_o^2 \quad (2.31)$$

Donde la contribución del flujo laminar y flujo turbulento a la caída de presión están cuantificados por  $Aq_o$  y  $Bq_o^2$  respectivamente. Y su vez estos están definidos como:

$$A = \frac{141.2\mu_o B_o}{k_o h} \left[ \ln \left( \frac{0.472r_e}{r_w} \right) + s \right] \quad (2.32)$$

$$B = \frac{2.3 \times 10^{-14} \beta B_o^2 \rho_o}{h^2 r_w} \quad (2.33)$$

$\beta$  se conoce como el coeficiente de velocidad y puede ser calculado mediante:

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{10}}{k_o^{1.2}} \quad (2.34)$$

#### 1.2.3.3 IPR para yacimientos de dos o más fases parciales

Si la presión de yacimiento está por encima de la presión de burbuja y la presión de fondo fluyente está por debajo de la presión de burbuja, un modelo generalizado de IPR puede ser formulado. Esto puede hacerse combinando el modelo lineal de IPR para una sola fase y los diferentes modelos para dos o más fases.

De acuerdo con el modelo de IPR lineal, la tasa de flujo por encima de la presión de burbuja es:

$$q_b = J^* (\bar{P}_{yac} - P_b) \quad (2.35)$$

Por debajo de la presión de punto de burbuja todos los modelos anteriores son aplicables, siendo el caso que  $\bar{P}_{yac}$  deberá ser reemplazado por  $P_b$ .

#### 1.2.4 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR UTILIZANDO PUNTOS DE PRUEBAS

Se ha mostrado anteriormente que las curvas IPR pueden ser construidas usando los parámetros del yacimiento incluyendo; permeabilidad, viscosidad del fluido, área de drenaje, radio del pozo y el factor de daño del pozo (*skin*). Sin embargo, estos parámetros no están siempre disponibles, por ello, los puntos de pruebas (valores medidos de la tasa de producción y la presión de fondo fluyente) son frecuentemente utilizados para la construcción de curvas IPR.

La construcción de las curvas IPR utilizando los puntos de pruebas consiste en el cálculo de las constantes en el modelo específico. Para un yacimiento de una sola fase, la constante  $J^*$  puede determinarse mediante:

$$J^* = \frac{q_1}{(\bar{P} - P_{wf1})} \quad (2.36)$$

Donde  $q_1$  corresponde al caudal de flujo evaluado a la presión de fondo fluyente  $P_{wf1}$ .

Para un yacimiento parcial de dos fases, la constante  $J^*$  en la ecuación generalizada debe determinarse basado en el rango de la presión de fondo fluyente evaluada y cualquiera de los modelos anteriormente mencionados.

### 1.3 CONCEPTOS DE FLUJO MONOFÁSICO

Las bases para el planteamiento del movimiento de fluidos a través de tuberías son 3 leyes fundamentales:

1. Conservación de la masa
2. Conservación del momento
3. Conservación de la energía

La aplicación de estos 3 principios permite el cálculo de los gradientes de presión y temperatura a lo largo del sistema de producción.

#### 1.3.1 CONSERVACIÓN DE LA MASA

En términos generales; para cierto volumen controlado (como lo puede ser un segmento de tubería) la masa entrante menos la masa saliente debe ser igual a la acumulación de masa en el sistema. En un ducto de área constante dicho planteamiento se puede representar como:

$$\frac{\delta p}{\delta t} + \frac{\delta(\rho v)}{\delta L} = 0 \quad (3.1)$$

Ahora bien, en un flujo de estado estable donde no ocurre acumulación de masa la Ecuación 3.1 se convierte en:

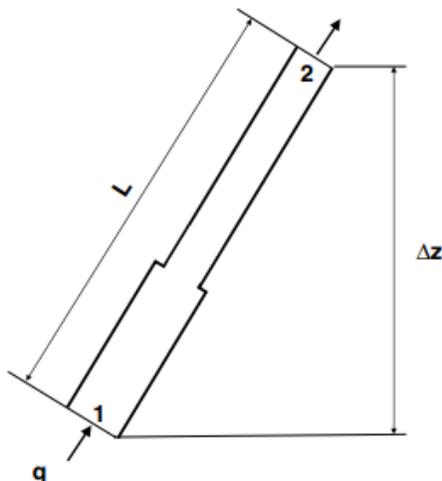
$$\frac{\delta(\rho v)}{\delta L} = 0 \quad (3.2)$$

En la Ecuación 3.2 es evidente que entonces el producto  $\rho v = \text{constante}$  en un flujo de estado estable.

#### 1.3.2 CONSERVACIÓN DEL MOMENTO

Aplicando la primera *Ley de Newton* en el movimiento de fluidos a lo largo de una tubería implica que: la tasa de momento saliente menos la tasa de momento entrante por la tasa de acumulación de momento en un segmento de tubería debe ser igual a la suma de todas las fuerzas presentes en el fluido. Considerando el segmento de tubería representado en la Figura 18, la conservación del momento lineal se puede expresar como:

$$\frac{\delta(\rho v)}{\delta t} + \frac{\delta(\rho v^2)}{\delta L} = -\frac{\delta p}{\delta L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta \quad (3.3)$$



**Figura 18** Volumen de control en una tubería (Guo, Lyons, & Ghalambor, *Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach*, 2007).

### 1.3.3 ECUACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN

Combinando las Ecuaciones 3.2 y 3.3 y asumiendo un flujo de estado estable, para eliminar la tasa de acumulación de momento lineal, da como resultado:

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (3.4)$$

La Ecuación 3.4 es llamada la *Ecuación de balance mecánico/energética*. Esta muestra 3 componentes principales que componen el gradiente de presión en un flujo de estado estable:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \left(\frac{dp}{dL}\right)_f - \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} - \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} \quad (3.5)$$

El primero de estos resulta de la fricción en la pared de la tubería (representan entre un 5-20% de la caída de presión total en pozos), el segundo hace referencia al gradiente causado por los cambios de elevación, también llamado *cabeza hidrostática*, (este representa alrededor del 80-95% del gradiente de presión) y el último componente proviene de los cambios en la velocidad, o llamada *componente de energía cinética*, generalmente despreciable excepto en casos donde exista una fase compresible a presiones relativamente bajas (como sistemas de gas condensado y *gas lift* cercano a superficie) (Brill & Mukherjee, 1999).

#### 1.3.3.1 Pérdidas por fricción

La determinación del primer componente de la Ecuación de balance mecánico/energética se puede efectuar definiendo el factor adimensional de fricción  $f$ ; que es la relación entre el esfuerzo en la pared de la tubería debido a la energía cinética del fluido por unidad de volumen:

$$f = \frac{8 * \tau}{\rho v} \quad (3.6)$$

El factor  $f$  se conoce como el *factor de fricción de Moody*. La Ecuación 3.6 puede ser reacomodada para el esfuerzo de corte:

$$\tau = f \frac{\rho v^2}{8} \quad (3.7)$$

Sustituyendo la Ecuación 3.7 en el componente de fricción de la Ecuación 3.4 se tiene:

$$\frac{dp}{dL} = \left( \frac{f \rho v^2}{8} \right) \left( \frac{\pi d}{\frac{\pi d^2}{4}} \right) = \frac{f \rho v^2}{2d} \quad (3.8)$$

Esta se conoce como la *Ecuación de Darcy-Weissbach*. El cálculo de las pérdidas por fricción requiere entonces el conocimiento del factor adimensional de fricción, para ello, primero se debe evaluar qué tipo de flujo existe de acuerdo con *Número de Reynolds*:

$$N_{Re} = \frac{\rho v}{\mu} \quad (3.9)$$

### 1.3.3.1.1 Flujo laminar

Si el Número de Reynolds es menor a 2000 se considera que existe flujo laminar, en este caso una expresión analítica se puede obtener para el factor de fricción de acuerdo con la *Ecuación de Poiseuille*:

$$v = \frac{d^2}{32\mu} \left( \frac{dp}{dL} \right) \quad (3.10)$$

Dado que el gradiente de presión de la Ecuación 3.10 es similar la Ecuación 3.8 una combinación de estas dos resulta en:

$$f = \frac{64\mu}{\rho v d} = \frac{64}{N_{Re}} \quad (3.11)$$

### 1.3.3.1.2 Flujo de transición

Cuando el Numero de Reynolds es menor a 4000 y mayor 2000 se considera un flujo transicional al turbulento. No existen modelos o expresiones para calcular el factor de fricción en dicha zona crítica debido a la inestabilidad del mismo (Véase la Figura 20).

### 1.3.3.1.3 Flujo Turbulento

Cuando el número de Reynolds > 4000 el flujo se considera turbulento, en este caso se ha demostrado que el gradiente de presión a lo largo de las tuberías es muy sensible a las características de la pared de la tubería.

#### Tubería de pared lisa

Este tipo de tubería no es común en la industria de producción de crudo y/o gas. Numerosas correlaciones empíricas se han desarrollado en tuberías de vidrio o plásticas, todas asimilan la forma:

$$f = C N_{Re}^n + d \quad (3.12)$$

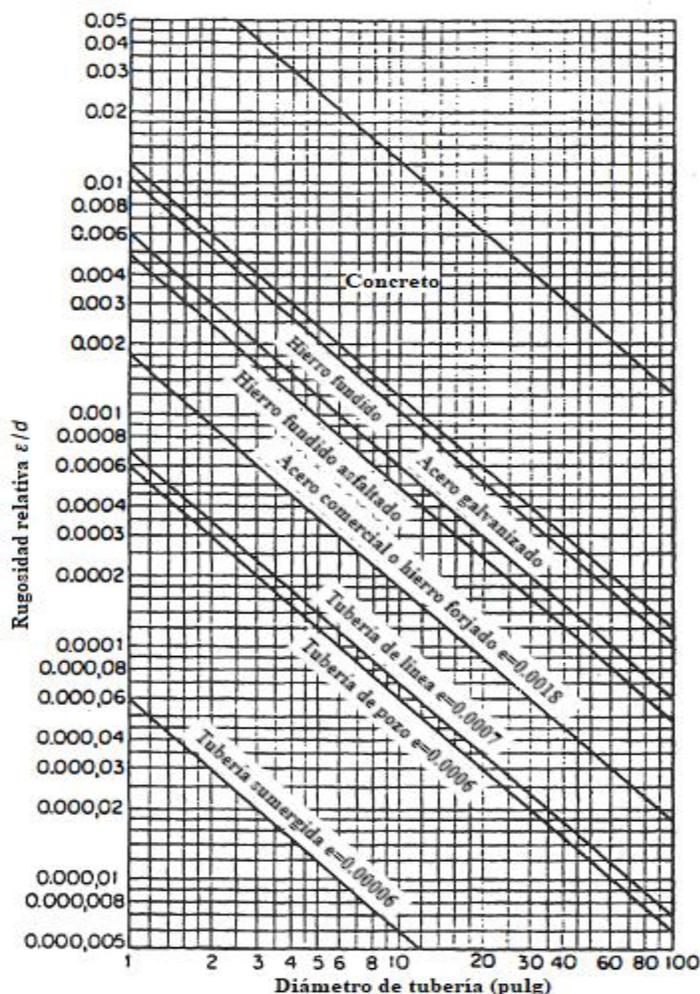
Drew et al. (Drew, Koo, & McAdams, 1930) propusieron la siguiente correlación en rangos aplicables de  $3000 < N_{Re} < 3 \times 10^6$ :

$$f = 0.0056 + 0.5N_{Re}^{-0.32} \quad (3.13)$$

Blasius (Blasius, 1908), propuso la siguiente correlación en rangos aplicables de  $3000 < N_{Re} < 10^5$ :

$$f = 0.316N_{Re}^{-0.25} \quad (3.14)$$

### Tubería de pared parcialmente rugosa



**Figura 19** Rugosidad relativa de algunos materiales comunes de tubería (Brill & Mukherjee, 1999).

Dado que generalmente el interior de una tubería no es liso, la aspereza de la pared tiene un impacto fuerte en el factor de fricción y por ende en el gradiente de presión. La rugosidad depende del material de la tubería, el método de manufactura, la antigüedad y el ambiente en el que está sometida.

Desde de un punto de vista microscópico la rugosidad no es uniforme, las diferentes protuberancias y abolladuras varían en profundidad, anchor, longitud, forma y distribución. La *rugosidad absoluta*  $\epsilon$  es una propiedad que no puede ser medida físicamente, más bien, es la extensión promedio de las protuberancias de un paquete de arena uniformemente distribuido y dimensionado que daría un gradiente de presión similar a la tubería real.

El análisis dimensional demuestra que el efecto de la rugosidad no resulta de sus dimensiones absolutas sino de sus dimensiones relativas al diámetro interior de la tubería, es decir  $\epsilon/d$ . Diferentes valores de rugosidad de acuerdo con el material de la tubería, así como su diámetro, pueden leerse en la Figura 19.

Sin embargo, estos valores de rugosidad absoluta pueden cambiar de forma significativa por efectos de deposición de parafinas, hidratos o corrosión. Algunos valores recomendados de acuerdo con el tipo de tubería son:

- Tuberías nuevas  $\varepsilon \approx 0.00005 \text{ ft}$
- Valor común para generar los gradientes  $\varepsilon \approx 0.00015 \text{ ft}$
- Tuberías expuestas a ambientes fuertes  $\varepsilon \approx 0.00075 \text{ ft}$

En el flujo turbulento se ha encontrado que el efecto de la rugosidad depende de la rugosidad relativa, así como del número de Reynolds.

El *diagrama de Moody* representado en la Figura 20 presenta los valores del factor de fricción en función del Número de Reynolds y la rugosidad absoluta. Colebrook (Colebrook, 1939) propuso una ecuación empírica, base de las cartas modernas, para hallar el valor del factor de fricción  $f$  en tuberías parcialmente rugosas:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f}} \right) \quad (3.15)$$

La Ecuación 3.15 puede reescribirse de la siguiente manera:

$$f_c = \left[ 1.74 - 2 \text{Log} \left( \frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re}\sqrt{f_{est}}} \right) \right]^{-2} \quad (3.16)$$

El valor real ( $f_c$ ) requiere entonces iteración ensayo-error mediante una estimación ( $f_{est}$ ), que puede ser obtenido mediante las ecuaciones para tuberías lisas, hasta que estos dos valores se coincidan en un rango de tolerancia. Un procedimiento de sustitución directa en el que el valor calculado como el nuevo valor estimado resulta en una convergencia de apenas 2 o 3 iteraciones.

Otras ecuaciones de desarrollo directo se han obtenido, Zigrang y Sylvester (Zigrang & Sylvester, 1985) propusieron una de las más sencillas de usar:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{Log} \left[ \frac{\frac{2\varepsilon}{d}}{3.7} - \frac{5.02}{N_{Re}} \log \left( \frac{\frac{2\varepsilon}{d}}{3.7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right] \quad (3.17)$$

### **Tubería de pared rugosa**

Nikuradse (Nikuradse, 1933) desarrolló una correlación para tuberías de pared completamente rugosa, derivada de la Ecuación 3.15 para valores alto de  $N_{Re}$ :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d} \right) \quad (3.18)$$

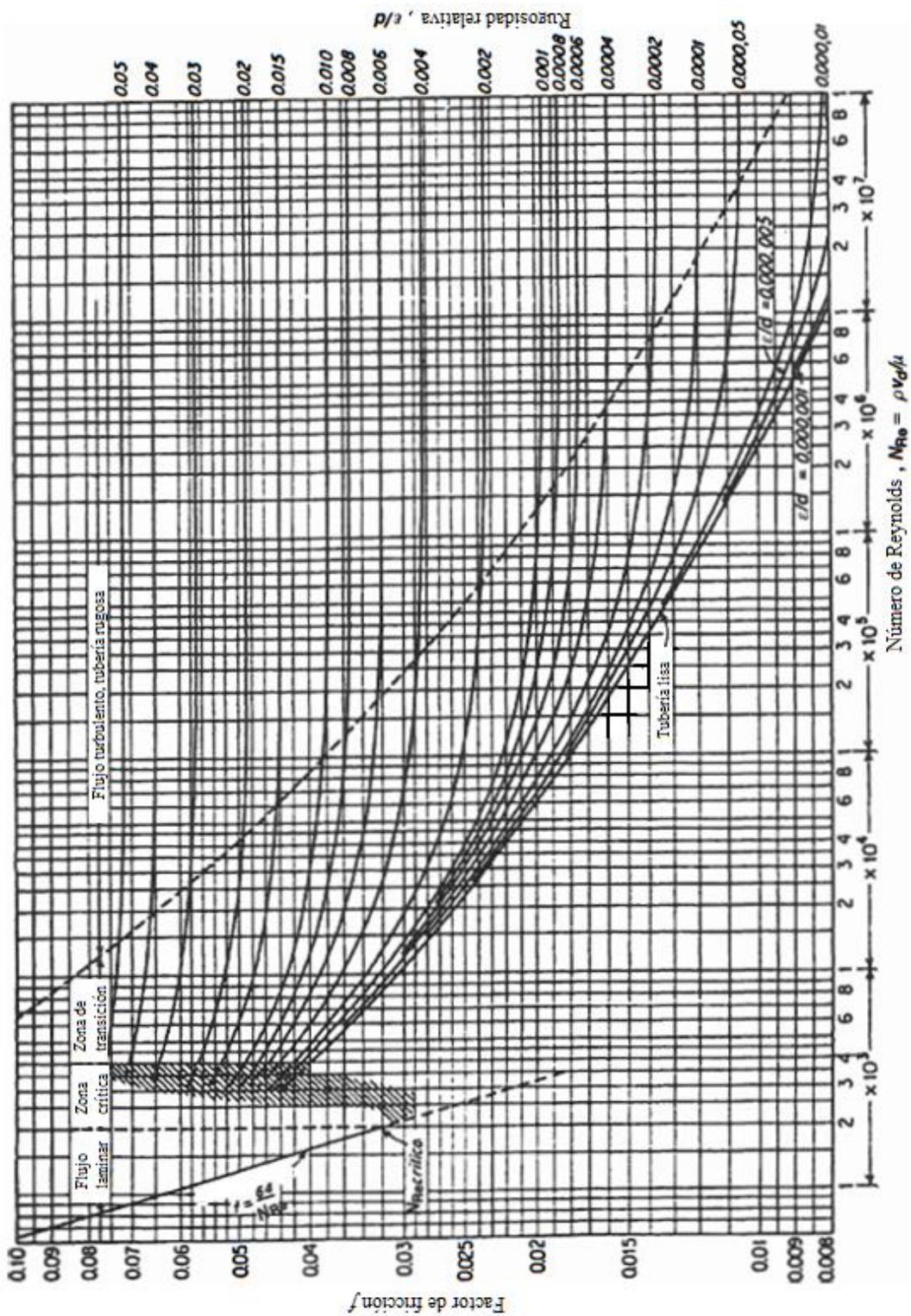


Figura 20 Diagrama de Moody (Brill & Mukherjee, 1999).

### 1.3.4 FLUJO EN ANULAR

Generalmente el flujo en los pozos de petróleo ocurre en el interior de la tubería de producción, sin embargo, algunos pozos con tasas de producción altas producen a través del espacio anular entre el revestimiento y la tubería. Esta tendencia se debe principalmente a factores económicos, completamientos múltiples y tasas reguladas de producción. Otras aplicaciones del flujo a través del revestimiento son encontradas en diferentes tipos de levantamiento artificial como en pozos con bombas conectadas con varillas y en pozos de gas.

Al analizar el flujo a través del espacio anular, se debe introducir el término de *diámetro hidráulico*:

$$d_h = d_c - d_t \quad (3.19)$$

Aunque el diámetro hidráulico permite caracterizar el flujo anular, no es el único parámetro representativo. En un anular regido por la existencia de un espacio entre 2 tuberías, donde el flujo ocurre entre la pared interna de la tubería exterior y la pared externa de la tubería interior, dos parámetros caracterizan de mejor manera el fenómeno:

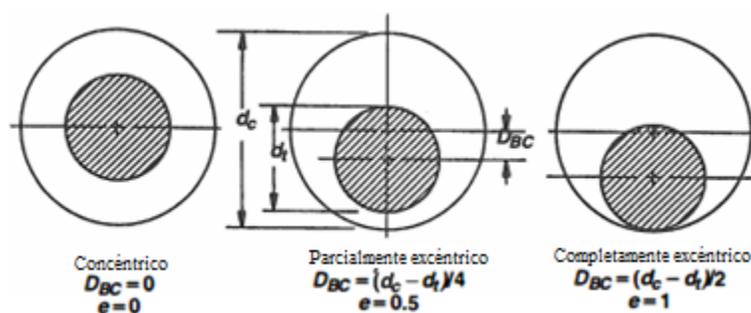
- **La relación diámetro de la tubería/revestimiento:**

$$K = \frac{d_t}{d_c} \quad (3.20)$$

- **El grado de excentricidad:** expresa el desplazamiento de la tubería interna del centro interno de la tubería exterior:

$$e = \frac{2D_{BC}}{d_c - d_t} \quad (3.21)$$

$D_{BC}$  corresponde a la distancia entre los centros de la tubería. Los espacios anulares pueden tener valores de excentricidad entre 0 y 1. La Figura 21 muestra secciones transversales de anulares entre tuberías con diferentes valores excentricidad.



**Figura 21** Diferentes configuraciones de anulares con valores distintos de excentricidad (Brill & Mukherjee, 1999).

### 1.3.4.1 Factor de fricción

#### 1.3.4.1.1 Flujo laminar

El *Factor de Fricción Fanning* en tuberías circulares está dado por:

$$f' = \frac{Fp}{N_{Re}} \quad (3.22)$$

Donde  $Fp$  se conoce como el parámetro de geometría de fricción, el cual tiene un valor de 16 en el caso de flujo a través de una tubería. En un *anular concéntrico* la Ecuación 3.22 se convierte en:

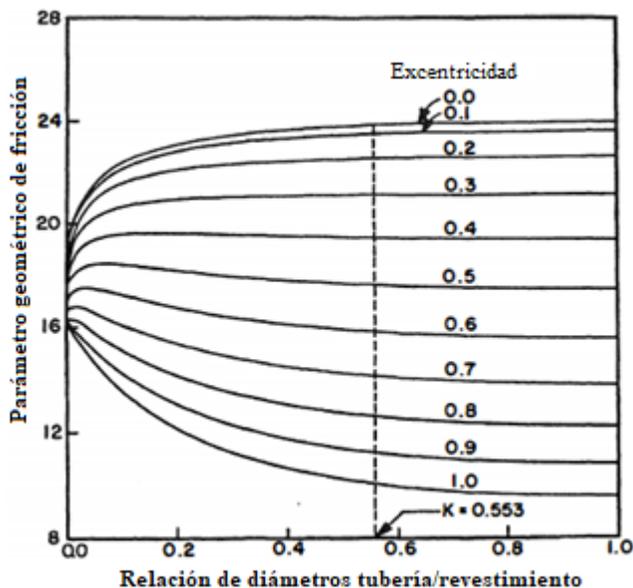
$$f'_{CA} = \frac{F_{CA}}{N_{Re}} = \frac{16}{N_{Re}} \left[ \frac{(1 - K^2) \left( \frac{1 - K^4}{1 - K^2} - \frac{1 - K^2}{\ln\left(\frac{1}{K}\right)} \right)}{1} \right] \quad (3.23)$$

Donde  $F_{CA}$  es el parámetro de geometría de fricción en anulares concéntricos.

Para *anulares excéntricos*, Snyder y Goldstein (Snyder & Goldstein, 1965) presentaron una solución analítica, utilizando la Ecuación de Fanning se puede demostrar que:

$$f'_{EA} = \frac{F_{EA}}{N_{Re}} = \frac{1}{N_{Re}} \frac{4(1 - K)^2(1 - K^2)}{\phi \sinh^4 \eta_0} \quad (3.24)$$

En términos generales, la Figura 22 representa una gráfica de la Ecuación 3.24.



**Figura 22** Parámetro geométrico de fricción en un anular excéntrico (Brill & Mukherjee, 1999).

Nótese que a medida que  $K$  se acerca a 0 el parámetro geométrico tiende a 16, como es el caso de flujo en tuberías. Para un valor determinado de  $K$ , el parámetro geométrico y por

ende el factor de fricción disminuye a medida que aumenta el factor de excentricidad. De igual manera, para valores altos de excentricidad el parámetro de fricción geométrico y por ende el factor de fricción son siempre menores que el de una tubería circular.

### 1.3.4.1.2 Flujo turbulento

Caetano et al. (Caetano, Shoham, & Brill, 1992) propusieron que el factor de fricción para anulares concéntricos y excéntricos puede ser predicho respectivamente por:

$$\frac{1}{\left\langle f'_{CA} \left( \frac{Fp}{F_{CA}} \right)^{\left[ \frac{0.45 \exp((N_{Re}-3000)/10^6)}{10^6} \right] \frac{1}{2}} \right\rangle} = 4 \log \left\langle N_{Re} \left\{ f'_{CA} \left( \frac{Fp}{F_{CA}} \right)^{\frac{0.45 \exp(-N_{Re}-3000)}{10^6}} \right\}^{\frac{1}{2}} \right\rangle - 0.4 \quad (3.25)$$

$$\frac{1}{\left\langle f'_{EA} \left( \frac{Fp}{F_{EA}} \right)^{\left[ \frac{0.45 \exp((N_{Re}-3000)/10^6)}{10^6} \right] \frac{1}{2}} \right\rangle} = 4 \log \left\langle N_{Re} \left\{ f'_{EA} \left( \frac{Fp}{F_{EA}} \right)^{\frac{0.45 \exp(-N_{Re}-3000)}{10^6}} \right\}^{\frac{1}{2}} \right\rangle - 0.4 \quad (3.26)$$

Donde  $f'$  es el Factor de Fricción de Fanning y  $F_p$  es el parámetro geométrico de fricción laminar expuesto anteriormente.

### 1.3.5 CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA

En un segmento de tubería la energía entrante, menos la energía saliente más la energía transferida de o hacia los alrededores debe de ser igual a la tasa de acumulación de energía. En estado de flujo estable la anterior proposición puede ser representada como:

$$\frac{d}{dL} \left( \rho v \left[ e + \frac{p}{\rho g_c J} \right] \right) = \frac{-Q \pi d}{A} \quad (3.27)$$

$J$  en la ecuación anterior es el equivalente mecánico del calor y se hace necesario cuando existen unidades diferentes (como el caso de la energía mecánica y energía térmica). Por otro lado,  $e$  representa la energía específica intrínseca y está definido como:

$$e = \frac{g L \sin \theta}{g_c J} + \frac{1}{2} \frac{v^2}{g_c J} + u \quad (3.28)$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores con la Ecuación 3.2 de la conservación de la materia y teniendo en cuenta que la entalpia específica es  $h = u + (p/\rho g_c J)$  se tiene:

$$\rho v \frac{g \sin \theta}{g_c J} + \frac{\rho v^2}{g_c J} \frac{dv}{dL} + \rho v \frac{dh}{dL} = \frac{-Q \pi d}{A} \quad (3.29)$$

Resolviendo para el gradiente de energía:

$$\frac{dh}{dL} = \frac{-Q\pi d}{w} - \frac{v}{g_c J} \frac{dv}{dL} - \frac{g \sin \theta}{g_c J} \quad (3.30)$$

En la Ecuación 3.30 se puede observar que el *gradiente de entalpia* depende de 3 componentes principales, el primero a consecuencia de *la transferencia de calor*, la segunda referente a la *energía cinética* y la última por causas de *elevación*:

$$\left(\frac{dh}{dL}\right)_T = \left(\frac{dh}{dL}\right)_{HT} + \left(\frac{dh}{dL}\right)_{acc} + \left(\frac{dh}{dL}\right)_{el} \quad (3.31)$$

Donde:

$$\left(\frac{dh}{dL}\right)_{HT} = \frac{U\pi d(T_f - T_e)}{w} \quad (3.32)$$

### 1.3.5.1 Transferencia de calor en el pozo

Cuando los fluidos calientes del yacimiento entran al pozo y comienzan a fluir hacia la superficie, ocurre una inmediata pérdida de calor hacia las formaciones aledañas más frías. La roca circundante comienza a calentarse, reduciendo así la diferencia de temperatura entre el fluido y la roca. Eventualmente, bajo una tasa de flujo constante, las formaciones alrededor del pozo alcanzan una distribución estable de temperatura. La distribución de la temperatura del fluido en función de la profundidad es necesaria para determinar las propiedades físicas del fluido y calcular los gradientes de presión.

Debido a los altos valores de conductividad termal y las relativamente pequeñas distancias radiales entre el fluido y la pared del pozo, la transferencia de calor en esta zona se considera estable. Toda pérdida de calor viaja a través del pozo hacia la roca circundante.

La Figura 23 muestra la sección transversal de un pozo. La transferencia de calor dentro de la tubería de producción y en el anular (estando este lleno con fluido) se debe principalmente por convección mientras que la transferencia de calor entre las paredes de la tubería, el revestimiento y cemento se debe principalmente por conducción (Brill & Mukherjee, 1999).

La transferencia de calor por conducción en términos radiales puede describirse por la *Ecuación de Fourier*:

$$q = -2\pi r \Delta L k \frac{dT}{dr} \quad (3.33)$$

Donde  $q$  es la cantidad de calor fluyendo radialmente a través de un sólido de conductividad termal  $k$ . La integración de la Ecuación 3.33 da como resultado:

$$T_2 - T_1 = \frac{q}{2\pi \Delta L} \frac{\ln \frac{r_1}{r_2}}{K_{1-2}} \quad (3.34)$$

La transferencia de calor por convección en términos radiales puede ser descrita como:

$$q = 2\pi r \Delta L h \Delta T \quad (3.35)$$

Donde  $h$  es el coeficiente local de la película convectiva.

Con la Ecuación 3.34 y 3.35 se pueden desarrollar entonces las expresiones para el cambio de temperatura a través del pozo:

- a) Convección en la tubería:

$$T_f - T_{ti} = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{1}{r_{ti} h_f} \quad (3.36)$$

- b) Conducción a través de la pared de la tubería:

$$T_{ti} - T_{to} = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{L n\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_t} \quad (3.37)$$

- c) Convección entre el anular del revestimiento/tubería:

$$T_{to} - T_{ci} = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{1}{r_{ci} h_{an}} \quad (3.38)$$

- d) Conducción a través de la pared del revestimiento:

$$T_{ci} - T_{co} = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{L n\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_c} \quad (3.39)$$

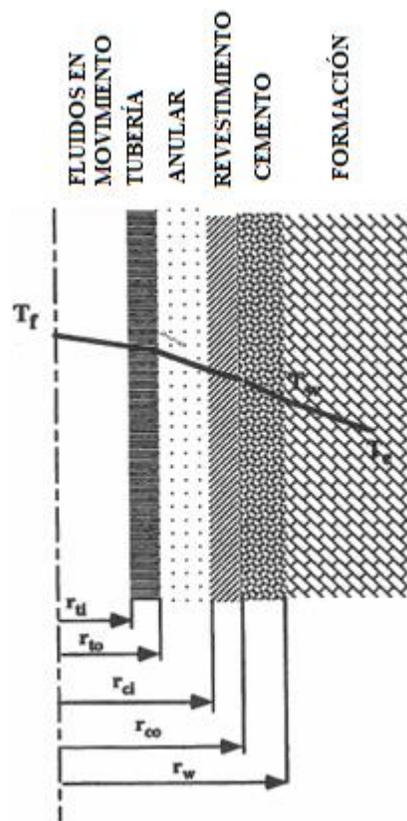
- e) Conducción a través del cemento contenido en el anular revestimiento/hueco:

$$T_{co} - T_w = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{L n\left(\frac{r_w}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \quad (3.40)$$

Ahora bien, la transferencia de calor a través de la formación adyacente es un proceso transitorio. La ecuación de flujo de calor transitorio en términos radiales es similar a la ecuación de difusividad encontrada en el Análisis de las pruebas de presión en pozos. La solución para un yacimiento infinito es:

$$T_w - T_e = \frac{q}{2\pi\Delta L} \frac{f(t)}{k_e} \quad (3.41)$$

Donde,  $T_e$  es la temperatura geotermal inalterada y  $f(t)$  está dado por:



**Figura 23** Sección transversal común de un pozo (Brill & Mukherjee, 1999).

$$f(t) = \frac{1}{2} E_i \left( -\frac{r_w^2}{4\alpha t} \right) \quad (3.42)$$

Y alfa  $\alpha$  es la difusividad termal definida como:

$$\alpha = \frac{k_e}{\rho C} \quad (3.43)$$

La expresión logarítmica de la solución de  $E_i$  para tiempos mayores a 1 semana es válida (o  $x < 0.0025$ ):

$$E_i(x) = \ln(x) + 0.5772 \quad (3.44)$$

De tal manera que  $f(t)$ :

$$f(t) = 0.405 + 0.5 \ln(t_{Dw}) \quad (3.45)$$

Donde:

$$t_{Dw} = \frac{\alpha t}{r_w} \quad (3.46)$$

Para tiempos menores a 250 horas la Ecuación 3.45 causa errores significativos, Hasan y Kabir (Hasan & Kabir, 1991) propusieron las siguientes ecuaciones válidas para cualquier tiempo:

Si  $t_{Dw} \leq 1.5$ :

$$f(t) = 1.1281 \sqrt{t_{Dw}} (1 - 0.3 * \sqrt{t_{Dw}}) \quad (3.47)$$

Si  $t_{Dw} > 1.5$ :

$$f(t) = [0.4063 + 0.5 \ln(t_{Dw})] \left( 1 + \frac{0.6}{t_{Dw}} \right) \quad (3.48)$$

De igual manera Hasan y Kabir propusieron que el flujo de calor a través del anular ocurre de manera natural debido a las bajas diferencias de temperatura en el mismo, para ello recomendaron:

$$h_{an} = \frac{0.049 (N_{Gr} N_{Pr})^{\frac{1}{3}} N_{Pr}^{0.074} k_{an}}{r_{to} \ln \left( \frac{r_{ci}}{r_{to}} \right)} \quad (3.49)$$

Donde  $N_{Gr}$  (Número de Grasshof) refleja el grado de movimiento del fluido anular producto de la convección natural:

$$N_{Gr} = \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \quad (3.50)$$

El número de Prandtl  $N_{Pr}$  es la medida de la interacción entre la capa hidrodinámica frontera y la capa térmica frontera, y está definido como:

$$N_{Pr} = \frac{\mu_{an} C p_{an}}{k_{an}} \quad (3.51)$$

Una combinación de las ecuaciones 3.36 a 3.41 arroja el cambio total de temperatura entre el fluido y la temperatura geotermal intacta:

$$T_f - T_e = \frac{q}{2\pi\Delta L} \left[ \frac{1}{r_{ti}h_f} + \frac{L n \left( \frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{k_t} + \frac{1}{r_{ci}h_{an}} + \frac{L n \left( \frac{r_{co}}{r_{ci}} \right)}{k_c} + \frac{L n \left( \frac{r_w}{r_{co}} \right)}{k_{cem}} + \frac{f(t)}{k_e} \right] \quad (3.52)$$

### 1.3.5.2 Predicción de la temperatura

La aplicación de los principios de conservación de masa, momento y energía permiten la predicción del perfil de temperatura a lo largo del pozo. Dada la complejidad de estas ecuaciones diversos autores han presentado soluciones analíticas aproximadas, entre ellos Alves et al. (Alves, Alhanati, & Shoham, 1992). Dado que la entalpía es una propiedad de estado los cambios en presión y temperatura incidentes en la entalpía pueden ser calculados mediante:

$$dh = \left( \frac{dh}{dT} \right)_p dT + \left( \frac{dh}{dp} \right)_T dp = Cp dT + \left( \frac{dh}{dp} \right)_T dp \quad (3.53)$$

Considerando un proceso isoentálpico ( $dh=0$ ) se tiene que:

$$dh = Cp dT - Cp \eta dp \quad (3.54)$$

Donde  $\eta$  es el coeficiente de Joule-Thompson. Como resultado, la ecuación diferencial simplificada es:

$$\frac{dT_f}{dL} + \frac{T_f}{A} = \frac{T_e}{A} + \frac{1}{J\rho C_p} \frac{dp}{dL} \phi \quad (3.55)$$

Donde:

$$A = \frac{C_p w}{U \pi d} \quad (3.56)$$

$$\phi = \frac{J\rho\eta C_p \frac{dp}{dL} - \frac{\rho g \sin\theta}{g_c} - \frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dL}}{\frac{dp}{dL}} \quad (3.57)$$

Dado que la temperatura circundante varia linealmente con la profundidad:

$$T_e = T_{ei} - g_G L \sin\theta \quad (3.58)$$

Donde  $T_{ei}$  es la temperatura en la entrada de la tubería y generalmente se toma como la temperatura del yacimiento y  $g_G$  es gradiente geotérmico el cual varían generalmente entre 1-2 °F/100pies de profundidad vertical dependiendo del grosor de la corteza terrestre, actividad volcánica entre otros factores. Combinando la Ecuación 3.55 con la Ecuación 3.58 resulta en:

$$\frac{dT_f}{dL} + \frac{T_f}{A} = \frac{T_{ei}}{A} - \frac{g_G L \sin \theta}{A} + \frac{1}{J \rho C_p} \frac{dp}{dL} \phi \quad (3.59)$$

La anterior ecuación se puede integrar si se asumen valores constantes de  $U$ ,  $C_p$ ,  $\eta$ ,  $g_G$ ,  $\theta$ ,  $v$ ,  $dv/dL$ , y  $dp/dL$ , resultando en la Ecuación de Ramey:

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) e^{\frac{L}{A}} + g_G \sin \theta A \left(1 - e^{\frac{L}{A}}\right) + \frac{1}{J \rho C_p} \frac{dp}{dL} \phi A \left(1 - e^{\frac{L}{A}}\right) \quad (3.60)$$

La Ecuación 3.60 puede simplificarse de acuerdo con distintas consideraciones:

a) Flujo horizontal  $\theta=0$  y desestimando efectos de aceleración (Líneas de flujo):

$$T_f = (T_{ei}) + (T_i - T_{ei}) e^{\frac{L}{A}} + \eta \frac{dp}{dL} A \left(1 - e^{\frac{L}{A}}\right) \quad (3.61)$$

b) Para un líquido incompresible y despreciando efectos de fricción  $\phi=0$ :

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) e^{\frac{L}{A}} + g_G \sin \theta A \left(1 - e^{\frac{L}{A}}\right) \quad (3.62)$$

Shiu y Beggs (Shiu & Beggs, 1980) propusieron una correlación empírica para el cálculo de  $A$  en la Ecuación 3.60:

$$A = 0.0149(w)^{0.5253} (d_{ti})^{-0.2904} (\gamma_{API})^{0.2608} (\gamma_g)^{4.4146} (\rho_L)^{2.9303} \quad (3.63)$$

Donde  $w$  es en lb/s,  $d_{ti}$  en pulgadas y  $\rho_L$  en lb/ft<sup>3</sup>.

## 1.4 CONCEPTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

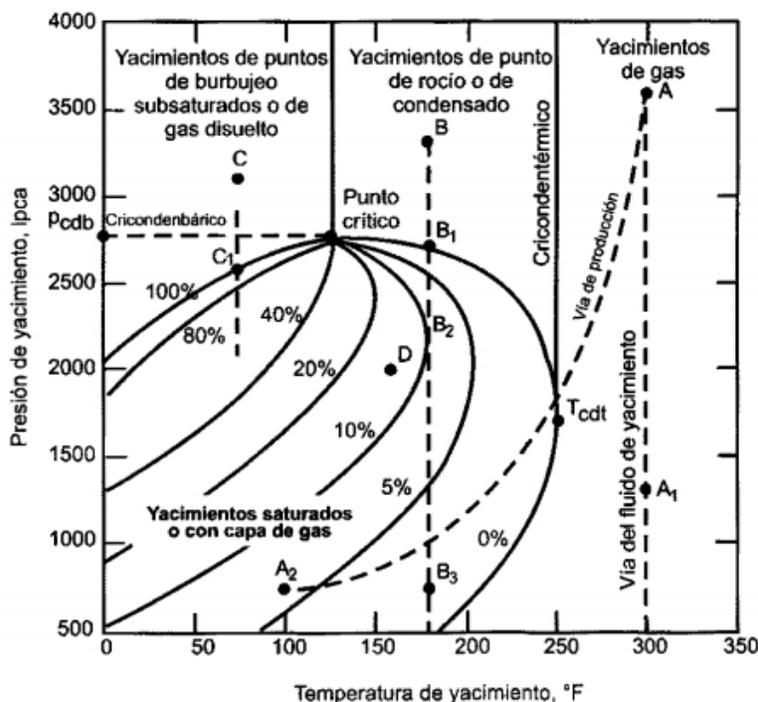
Cuando existen dos o más fases fluyendo a través de la tubería el comportamiento de flujo se vuelve más complejo. Las fases tienden a separarse debido a las diferencias en su densidad. La tensión de corte en la pared de la tubería es diferente para cada fase como resultado de las variaciones en viscosidad y densidad de cada una. La expansión de la fase de gas (altamente compresible) trae consigo un aumento en la tasa volumétrica *in-situ* del gas. Como resultado de esto, las fases líquida y gaseosa tienden a viajar a diferentes velocidades, este fenómeno es conocido como *deslizamiento* (Brill & Mukherjee, 1999).

El aspecto más relevante en el flujo multifásico es la variación en la distribución física de las fases (esta característica se denomina *patrón de flujo*) en el conducto de flujo. Este patrón de flujo depende de la magnitud de las fuerzas que actúan sobre el fluido. La flotabilidad, turbulencia, inercia y tensión superficial varían drásticamente con las tasas de flujo, el diámetro de la tubería, el ángulo de inclinación y las propiedades físicas de las fases, entre otras. Diferentes patrones de flujo pueden existir en el pozo como resultado de los cambios significativos de presión y temperatura a los cuales puede encontrarse el fluido.

El estudio del gradiente de presión en un pozo con flujo multifásico es supremamente complejo debido a la cantidad de variables involucradas. Los problemas adicionales respecto al flujo monofásico están relacionados con la posibilidad de diversos regímenes de flujo con diferentes geometrías y mecanismos junto con la inestabilidad de la interfaz de los fluidos involucrados. Debido a esto la caracterización de este flujo mediante el enfoque común usado normalmente en la mecánica de fluidos a través de la formulación y solución de la ecuación de Navier-Stokes no es procedente (Hagedorn & Brown, 1965). Por ello, la mayor parte de los investigadores se han esforzado en la generación de métodos empíricos o semi-empíricos con el fin de obtener una solución práctica. Gran parte de estos métodos serán descritos a lo largo de este capítulo.

### 1.4.1 COMPORTAMIENTO DE FASES

Una mezcla compleja de compuestos hidrocarburos puede existir como una sola fase líquida, una fase gaseosa o una mezcla de estas dos, dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y la composición de la mezcla. A diferencia de un único componente, cuando dos fases existen simultáneamente la mezcla multicomponentes exhibirá una envolvente en lugar de una línea en un diagrama de presión/temperatura. La Figura 24 muestra un diagrama común para un sistema de componentes hidrocarburos, la forma y los rangos de presión y temperatura varían ampliamente de acuerdo con la composición de la mezcla. Esta figura permite la clasificación cualitativa de los yacimientos encontrados en los sistemas de gas y crudo. Los *yacimientos de crudo típicos* tienen temperaturas por debajo de la temperatura crítica de la mezcla. Los yacimientos de crudo volátil o condensados normalmente tienen temperaturas entre la temperatura crítica y cricondentérmica de la mezcla. Los yacimientos de gas seco tienen temperaturas por debajo de la cricondentérmica.



**Figura 24** Diagrama de fases típico para una mezcla de hidrocarburos (Paris de Ferrer, 2009).

A medida que ocurran cambios en la presión y la temperatura, la transferencia de masa ocurre entre la fase líquida y la fase gaseosa, es decir, dentro de un envoltorio de 2 fases. Todos los modelos que describen la transferencia de masa asumen un equilibrio entre ambas fases. Existen 2 enfoques que se han usado para simular transferencia de masa en sistemas de hidrocarburos: El modelo *Black oil* (crudo negro) o modelo de composición constante y el *modelo composicional*.

#### 1.4.1.1 Modelo Black Oil

El nombre *Black Oil* o *Crudo Negro*, se refiere a aquel crudo que contiene gas disuelto. Estos crudos son generalmente oscuros y tienen gravedades API menores a 40°. Para crudos asociados a gas, un parámetro simple se define para tener en cuenta el gas que se disuelve o emana de la solución en el crudo; el parámetro  $R_s$ , este puede ser medido en el laboratorio o determinado empíricamente por correlaciones expuestas en el Apéndice B. Dado que el modelo de *Black Oil* no es capaz de predecir la condensación retrograda, no debería ser utilizado para temperaturas cercanas al punto crítico.

Un segundo parámetro  $B_o$  llamado factor volumétrico, se establece para describir la expansión o contracción de la fase de crudo. Estos cambios en el volumen de crudo ocurren por el gas disuelto (principalmente) y la compresibilidad y expansión térmica del crudo. Una vez estos parámetros están definidos, la densidad del crudo y otras propiedades físicas de las dos fases pueden calcularse.

Cuando existe agua presente, la relación de gas en solución/agua  $R_{sw}$  y el factor volumétrico del agua  $B_w$  deben ser definidos, estos dos parámetros suelen ser mucho menores que los de un sistema crudo/gas. El Apéndice B amplía la información concerniente a estos temas.

Para el modelo *Black Oil*, las tasas de flujo *in-situ* para cada fase son:

$$q_o = q_{osc}B_o \quad (4.1)$$

$$q_w = q_{wsc}B_w \quad (4.2)$$

$$q_g = (q_{gsc} - q_{osc}R_s - q_{wsc}R_{sw})B_g \quad (4.3)$$

#### 1.4.1.2 Modelo composicional

Para crudos volátiles y fluidos condensados, el equilibrio vapor/líquido o cálculo *flash* son más acertados a la hora de describir el flujo de masa que el modelo *Black Oil*. Dada la composición del fluido mezcla, los cálculos de equilibrio vapor/líquido (VLE) pueden determinar la cantidad del fluido que existe en cada fase, así como la composición de cada una. Una vez se conocen la composición de cada fase es posible calcular las tensiones interfaciales, densidades, entalpías y viscosidades de cada fase.

Los cálculos VLE se consideran más rigurosos que los parámetros de *Black Oil* para describir la transferencia de masa, así mismo son más difíciles de ejecutar. Si se tiene una composición detallada del sistema crudo/gas es posible generar los parámetros del modelo *Black Oil* mediante cálculos VLE. Sin embargo, la facilidad del modelo *Black Oil* a un crudo de composición casi constante lo hace atractivo para sistemas de crudos no volátiles.

Una vez los cálculos de transferencia de masa han sido completados es posible calcular la tasa de flujo *in-situ* para el modelo composicional:

$$q_L = \frac{w_t(1 - x_g)}{\rho_L} \quad (4.4)$$

$$q_g = \frac{w_t x_g}{\rho_g} \quad (4.5)$$

Donde  $X_g$  es la fracción másica de gas y es obtenida de los cálculos VLE como:

$$x_g = \frac{VM_g}{VM_g + LM_L} \quad (4.6)$$

### 1.4.2 VARIABLES

Las ecuaciones de una fase son generalmente modificadas para tener en cuenta la presencia de una segunda fase. Esto incluye la definición de expresiones de mezclas para velocidades y propiedades del fluido que usan factores de ponderación ya sea basados en fracciones de peso o volumen. La elección de las variables y los factores de ponderación dependen del patrón de flujo predicho.

#### 1.4.2.1 Factores de ponderación

Cuando gas y líquido fluyen simultáneamente en un pozo, la alta movilidad (baja densidad y viscosidad) del gas hace que este tienda a viajar más rápido que el líquido. Bajo un régimen de flujo estable, esto resulta en una fracción de área de flujo para la fase de gas más reducida y una fracción de área de flujo para la fase líquida más amplia. Por lo que el deslizamiento del

gas resulta en una fracción volumétrica *in-situ* de líquido (o la fase más pesada) más grande de la que estaría presente si las dos fases fluyeran a la misma velocidad.

El *hold up líquido* puede ser definido como la fracción de la sección transversal de la tubería ocupado por la fase líquida:

$$H_L = \frac{V_L}{V} \quad (4.7)$$

Donde  $y_L$  es el *hold up*,  $V_L$  es el volumen de líquido en el segmento de tubería y  $V$  es el volumen del segmento de tubería.

El *hold up líquido* depende del régimen de flujo, las propiedades del fluido y del tamaño de la tubería, así como su configuración. Su valor puede ser determinado cuantitativamente a través de mediciones experimentales, sin embargo, los procedimientos comunes implican la utilización de correlaciones para predecirlo.

En el caso donde no existe deslizamiento entre fases, el *hold up líquido* equivale a la *fracción volumétrica de líquido* ( $\lambda_L$ ) en la tubería. Este parámetro puede ser calculado analíticamente con el conocimiento de las tasas de flujo *in-situ*:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (4.8)$$

Donde  $q_L$  corresponde a la suma de los caudales de agua y crudo para el modelo *Black Oil*.

Cuando el crudo y el agua fluyen simultáneamente en una tubería, con o sin gas, es posible encontrar deslizamiento entre el agua y el crudo. Este deslizamiento es muy pequeño comparado al del sistema líquido/gas. Sin embargo, el deslizamiento es importante a bajas velocidades, especialmente en pozos horizontales en donde el flujo estratificado puede ocurrir.

Asumiendo que no existe deslizamiento, la *fracción de crudo* en la fase líquida puede calcularse mediante:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (4.9)$$

La fracción de agua *in-situ* es entonces:

$$f_w = 1 - f_o \quad (4.10)$$

#### 1.4.2.2 Velocidades

Como se describió anteriormente las velocidades de las fases son diferentes. Esta diferencia es más evidente entre sistemas gas/líquido. Bajo condiciones de flujo estable, el deslizamiento resulta en una desproporcional cantidad de la fase más lenta en un punto dado del pozo. Las velocidades superficiales, las cuales asumen que toda la fase se encuentra a través del área total de la tubería son:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A_p} \quad (4.11)$$

$$V_{Sg} = \frac{q_g}{A_p} \quad (4.12)$$

La velocidad total de mezcla puede entonces definirse como:

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A_p} = V_{Sg} + V_{SL} \quad (4.13)$$

Dado que existe deslizamiento entre las fases, el líquido normalmente fluirá a una velocidad menor a la velocidad de la mezcla y el gas fluirá a una velocidad mayor a la velocidad de la mezcla. Las velocidades en cada fase en tiempo y espacio pueden calcularse conociendo el *hold up líquido* en tiempo y espacio:

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (4.14)$$

$$V_g = \frac{V_{Sg}}{1 - H_L} \quad (4.15)$$

Luego la velocidad de deslizamiento puede definirse como la diferencia actual de las velocidades entre fases:

$$V_s = V_g - V_L \quad (4.16)$$

Existen diversas velocidades asociadas a los diferentes patrones de flujo, estas se discutirán más adelante.

### 1.4.2.3 Propiedades de los fluidos

Independientemente del modelo utilizado, es posible calcular la densidad y viscosidad de cada fase (crudo, agua, gas) y las tensiones interfaciales agua/crudo y gas/agua. Se han utilizado diferentes métodos para definir las propiedades de la mezcla de fluidos:

- Mezcla de crudo/agua:

Independiente del modelo tomado, las propiedades del agua y el crudo son tomadas bajo la suposición de que no existe deslizamiento entre ellas.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (4.17)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (4.18)$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (4.19)$$

La Ecuación 4.19 no es válida si la mezcla crudo/agua existe en forma de emulsión (Beggs D. , 2003). Otros estudios han predicho un crecimiento exponencial en la viscosidad de la mezcla con el incremento en la fracción de agua. También se ha demostrado que la viscosidad de una emulsión depende drásticamente en cuál de las dos fases (agua o crudo) es continua. La viscosidad aparente entonces estará gobernada primeramente por la viscosidad de la fase continua. Otros factores como; la viscosidad de la fase dispersa y la

distribución de las gotas de la fase dispersa son también importantes (Brill & Mukherjee, 1999).

Aunque la Ecuación 4.19 es utilizada para los cálculos de la viscosidad aparente de la mezcla crudo/agua, otro método acertado es el de tomar la viscosidad del aceite como la viscosidad de la mezcla cuando esta posee de fase continua el crudo y tomar la viscosidad del agua como la viscosidad de la mezcla cuando esta posea de fase continua al agua (Brill & Mukherjee, 1999).

- Mezcla gas/líquido

Numerosas ecuaciones han sido propuestas para describir el comportamiento de las mezclas gas/líquido. En general, estas ecuaciones se refieren a sí mismas como *slip* (con deslizamiento) o *no-slip* (sin deslizamiento) de acuerdo con que factor de ponderación sea usado para sus cálculos ( $H_L$  o  $\lambda_L$  respectivamente). Para el caso de la viscosidad de dos fases:

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_L) \quad (4.20)$$

$$\mu_s = (\mu_L^{H_L}) * (\mu_g^{1-H_L}) \quad (4.21)$$

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (4.22)$$

Las siguientes expresiones se han utilizado para calcular la densidad de las mezclas en flujo multifásico:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (4.23)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (4.24)$$

$$\rho_k = \rho_L \left( \frac{\lambda_L^2}{H_L} \right) + \rho_g \frac{(1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad (4.25)$$

La Ecuación 4.25 contiene el subíndice  $k$  porque está relacionado en el término de la energía cinética para el caso específico de una mezcla homogénea en la Ecuación de Conservación de Momento.

Cuando se calculan los cambios de temperatura del flujo multifásico en pozos es necesario predecir la entalpia de la mezcla. La mayoría de los cálculos VLE incluyen métodos para calcular la entalpia de cada fase, si estos se expresan por unidad de masa, la entalpia de la mezcla puede entonces calcularse mediante:

$$h = h_L(1 - x_g) + h_g x_g \quad (4.26)$$

### 1.4.3 PATRONES DE FLUJO

La definición de los patrones de flujo en un pozo es de gran importancia. Las correlaciones empíricas y los modelos mecanicistas que predicen el comportamiento del flujo varían de acuerdo con el patrón. Brill y Beggs (Beggs & Brill, 1973) acumularon numerosas investigaciones para describir los patrones de flujo y métodos para predecir su aparición.

Esencialmente, todas las predicciones de los patrones de flujo están basadas en datos de sistemas de presión baja con transferencia de masa despreciable entre las fases y con una única fase líquida. Consecuentemente, dichas predicciones pueden ser inadecuadas para pozos de presión y temperaturas altas o para pozos produciendo crudo y agua o crudo con tendencia a espumarse.

#### 1.4.3.1 Clasificación de los patrones de flujo en la tubería

Para el flujo multifásico de líquido y gas en dirección hacia arriba, la mayoría de los investigadores reconocen la existencia de 4 patrones de flujo representados esquemáticamente en la Figura 25; *flujo burbuja* (*bubble flow*), *flujo tapón* (*slug flow*), *flujo agitado* (*churn flow*) y *flujo anular*. El flujo en baches y agitado son a veces combinados en un patrón de flujo llamado flujo intermitente. Es común también que se introduzca un patrón transicional entre el flujo en baches y el flujo anular que incorpora el flujo agitado. El patrón de flujo anular es también llamado flujo en niebla o flujo en niebla anular.

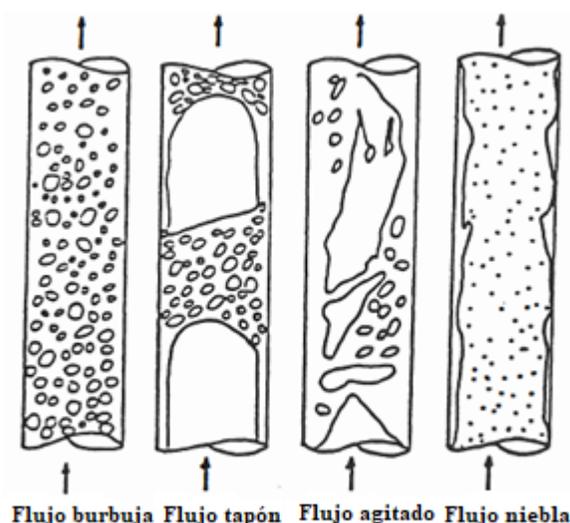


Figura 25 Patrones de flujo multifásico (Brill & Mukherjee, 1999).

##### 1.4.3.1.1 Flujo burbuja

Es caracterizado por una distribución uniforme de la fase gaseosa como burbujas discretas en una fase líquida continua. Basado en la presencia de deslizamiento entre fases o no, el flujo burbuja se clasifica en flujo aglomerado (*bubbly flow*); donde menor cantidad de burbujas y más grandes se mueven más rápido que la fase líquida, y en flujo disperso (*dispersed bubble flow*) donde diminutas burbujas en mayor cantidad son transportadas por la fase líquida, sin causar movimiento entre las dos fases.

##### 1.4.3.1.2 Flujo tapón

Se caracteriza por una serie de baches, cada uno de estos compuestos por; un paquete de gas llamado *burbuja de Taylor*, un tapón de líquido, y una película de líquido alrededor de la burbuja de Taylor fluyendo hacia abajo en relación con la burbuja. La burbuja de Taylor es simétrica axialmente y en forma de bala, esta ocupa la mayoría del área transversal de la tubería. El tapón de líquido, el cual acarrea burbujas distribuidas de gas, separa dos burbujas de Taylor entre sí.

### 1.4.3.1.3 Flujo agitado

Es un flujo caótico, en donde las burbujas de Taylor y los tapones líquidos se encuentran distorsionados. Ninguna de las fases parece ser continua. La continuidad de la fase líquida es alterada por altas concentraciones de gas locales. Una alteración u oscilación en el movimiento de la fase líquida es común en el flujo agitado.

### 1.4.3.1.4 Flujo anular o niebla

El flujo anular es caracterizado por la continuidad axial de la fase gaseosa en el centro y con la fase líquida fluyendo hacia arriba, ambas como una capa delgada a lo largo de la pared de la tubería y como gotas dispersas en el centro. A medida que la tasa de flujo gaseosa aumenta, más líquido se dispersa como gotas en el centro, dejando una película pequeña de líquido fluyendo en la pared. La tensión de corte interfacial actuando entre el núcleo (centro) y la película, así como la cantidad de líquido arrastrado son parámetros importantes para el flujo anular.

### 1.4.3.2 Clasificación de los patrones de flujo en el anular

A pesar de que los patrones de flujo que ocurren en el anular son los mismos que ocurren en tubería, sus características pueden ser sustancialmente diferentes. La Figura 26 y 27 muestran los patrones de flujo en un anular concéntrico y totalmente excéntrico respectivamente.

#### 1.4.3.2.1 Flujo Burbuja

La fase de gas se encuentra dispersa en forma de burbujas en la fase continua líquida, formando aproximadamente un flujo homogéneo a través del área seccional del anular. Las burbujas discretas son de dos diferentes formas llamadas burbujas esféricas y burbujas tapón. Las burbujas esféricas son pequeñas, alrededor de 3 o 5mm de diámetro comparadas con las burbujas tapón, las cuales son relativamente más grandes, pero siempre más pequeñas que la mitad del diámetro hidráulico. El movimiento hacia arriba de las burbujas esféricas pequeñas sigue un movimiento en *zig-zag*, las burbujas tapón siguen un movimiento recto con una velocidad de levantamiento más rápida. En un flujo anular totalmente excéntrico, hay una tendencia de ambas burbujas de migrar a la zona más amplia del área seccional en el anular. Esto causa una fracción de vacío local superior en relación con la fracción de vacío promedio

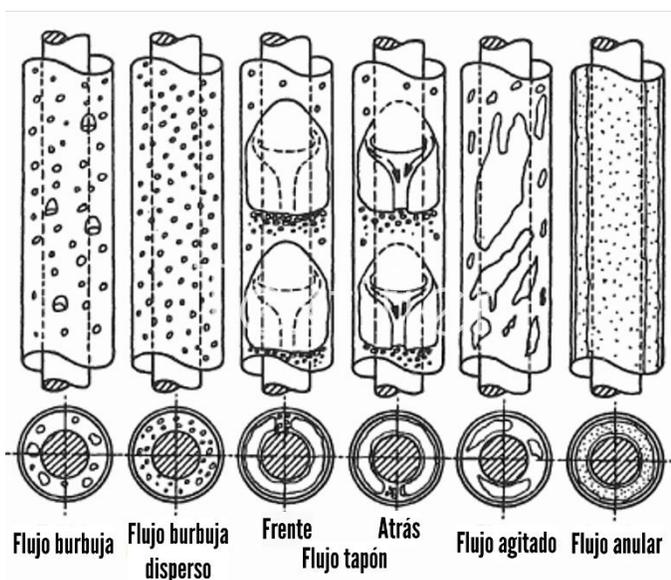
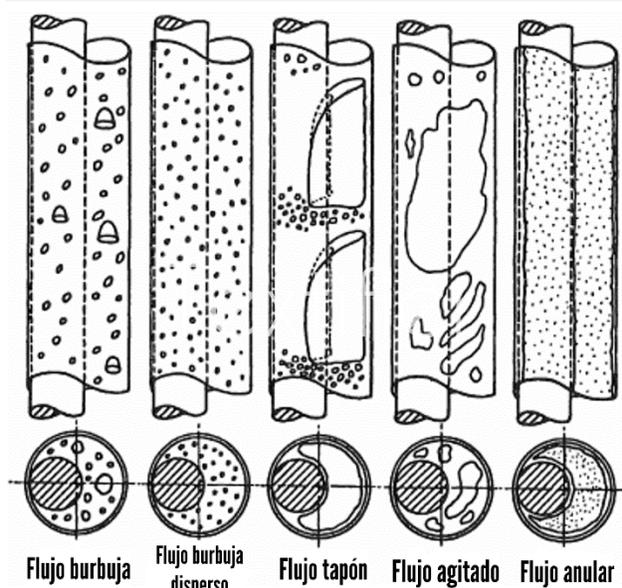


Figura 26 Patrones de flujo en un anular concéntrico (Brill & Mukherjee, 1999)

de la sección transversal. A altas velocidades de líquido, la mezcla parece fluir a la misma velocidad sin deslizamiento independientemente de la configuración del anular.

#### 1.4.3.2.2 Flujo tapón

Este flujo es caracterizado por grandes burbujas tapón moviéndose hacia arriba seguidas de unos baches de líquido que conectan toda el área transversal y contienen pequeñas burbujas esféricas distribuidas. Las grandes burbujas que ocupan casi toda el área transversal son similares a las que ocurren en el flujo dentro de tubería y también son denominadas burbujas de Taylor. Las burbujas de Taylor no ocupan toda el área transversal dado que tienen un canal preferencial por el cual la mayor parte del líquido por delante de la burbuja fluye hacia atrás. Este canal preferencial existe desde el tope y base de la burbuja, así como de la pared de la tubería a la pared del revestimiento. Debido a esto, no se observa simetría en la burbuja de Taylor, ya sea en el plano horizontal o vertical. La fase líquida fluye hacia atrás en la forma de películas alrededor de la burbuja de Taylor y a través del canal mojando así las paredes de la tubería y el revestimiento. Esto tiende a crear una región de alta turbulencia por detrás de la burbuja de Taylor. Al contrario de un anular concéntrico, en un anular completamente excéntrico el canal preferencial está siempre ubicado donde las paredes de la tubería están en contacto.



**Figura 27** Patrones de flujo en un anular completamente excéntrico (Brill & Mukherjee, 1999).

#### 1.4.3.2.3 Flujo agitado

Las características del flujo agitado en la configuración anular son las mismas observadas en el flujo en tubería.

#### 1.4.3.2.4 Flujo anular o niebla

El gas es la fase continua, la cual fluye en el centro del área transversal del anular. El líquido fluye hacia arriba, parcialmente como películas onduladas alrededor de la tubería y el revestimiento y parcialmente en forma de pequeñas gotas arrastradas por el núcleo gaseoso. La película externa que moja la pared del revestimiento es siempre más gruesa que la película interna que moja la pared de la tubería. La acumulación de líquido cerca al contacto tubería-pared es una característica adicional en el flujo anular completamente excéntrico. Esta acumulación resulta de la unión de las películas del revestimiento y la tubería, lo cual ocurre probablemente como resultado de las bajas velocidades locales del gas.

#### 1.4.3.3 Ocurrencia de los patrones de flujo

La siguiente descripción es una secuencia típica de patrones de flujo en un pozo de crudo:

Empezando con una presión de fondo fluyente por encima de la presión de burbuja, solo existe la fase líquida en el fondo. A medida que el líquido fluye hacia arriba, este experimenta una disminución en la presión lo que ocasiona la liberación de gas disuelto en él. El gas liberado aparece como pequeñas burbujas en la fase líquida continua, lo cual caracteriza al **flujo burbuja**. A medida que el flujo continúa hacia arriba, un descenso más grande en la presión y temperatura ocurre, resultando en la expansión del gas y la liberación de más gas disuelto en la fase de crudo. Esto crea burbujas más grandes que empiezan a juntarse con otras. Esta coalescencia crea burbujas de Taylor más grandes separadas entre sí por la fase líquida continua. Aquí ocurre el **flujo tapón**. Continuando con el movimiento hacia arriba del fluido, hacia la región de menor presión ocurre la liberación de más gas de los tapones de líquido y la expansión de las burbujas de Taylor. Esto crea un flujo de dos fases caótico, definido anteriormente como el **flujo agitado**. El flujo agitado continúa hasta que existe una tasa de flujo de gas suficientemente alto para empujar el líquido a la pared de la tubería; esto caracteriza el **flujo anular**.

#### 1.4.4 PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO:

Los principales métodos para predecir el comportamiento del gradiente de presión se dividen en correlaciones empíricas y modelos mecanicistas.

##### 1.4.4.1 Correlaciones empíricas:

Clasificadas en tres categorías principales:

**Tabla 2** Principales métodos empíricos para la predicción del gradiente de presión de flujo multifásico en pozos.

<i>Método</i>	<i>Categoría</i>
<i>Poettmann y Carpenter</i>	A
<i>Baxendell y Thomas</i>	A
<i>Fancher y Brown</i>	A
<i>Hagedorn y Brown</i>	B
<i>Asheim</i>	B
<i>Duns and Ros</i>	C
<i>Orkiszewski</i>	C
<i>Aziz et al</i>	C
<i>Chierici et al</i>	C
<i>Beggs y Brill</i>	C
<i>Mukherjee y Brill</i>	C

*Categoría a:* Sin deslizamiento, es decir, consideran que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad; ni consideraciones del patrón de flujo. La densidad de la mezcla es calculada mediante la relación gas/líquido. La única correlación requerida es el factor de fricción para las dos fases.

*Categoría b:* Se considera deslizamiento; las dos fases viajan a diferentes velocidades, más no los patrones de flujo. Es requerida una correlación para ambos; factor de fricción y *hold up líquido*. Se debe ofrecer un método para calcular que porción de la tubería está ocupada por

el líquido. Las mismas correlaciones para el cálculo del *hold up* y factor de fricción son utilizadas para todos los patrones de flujo.

**Categoría c:** Se considera el deslizamiento y también los patrones de flujo; para ello debe de existir un método que permita detectarlo. Una vez se establece que patrón de flujo existe, se debe determinar la correcta correlación para calcular el *hold up* y su respectivo factor de fricción. De igual manera debe utilizarse un método para calcular la aceleración del gradiente de acuerdo con el patrón de flujo.

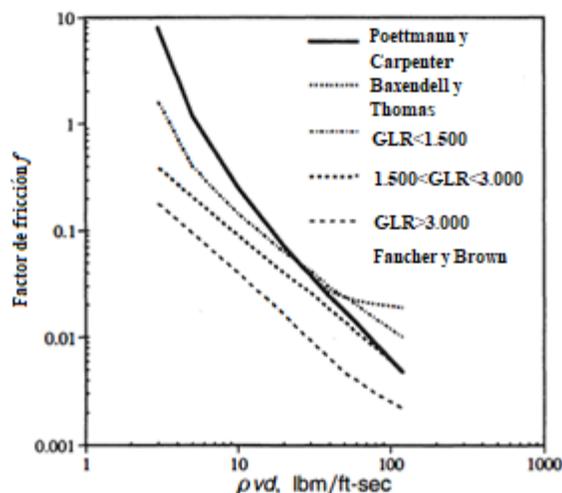
#### 1.4.4.1.1 Categoría A:

Los tres métodos solo varían en la correlación para el cálculo del valor de fricción. En cada método se utilizaron datos de campo para calcular estos valores. Para flujo vertical de una mezcla homogénea sin deslizamiento el gradiente se puede expresar como:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_n g \quad (4.27)$$

La Figura 28 muestra las correlaciones del factor de fricción desarrollados por Poettmann y Carpenter (Poettmann & Carpenter, 1952), Baxendell y Thomas (Baxendell & Thomas, 1960), y Fancher y Brown (Fancher & Brown, 1962). La abscisa especifica las unidades del numerador del Numero de Reynolds.

Para propósitos de interpolación, las 3 curvas de para cada GLR en el método de Fancher y Brown pueden ser consideradas para representar radios gas/líquido de 1.500, 2.250 y 3000 scf/STB.



**Figura 28** Correlaciones del factor de fricción para la categoría A (Brill & Mukherjee, 1999).

Los métodos de la *categoría a* no deben de ser usados para predecir gradientes de presión de flujo multifásico en pozos.

Pueden obtener resultados satisfactorios solamente en pozos con altas tasas de flujo en donde el patrón de flujo sería en burbujas dispersas. La condición de no-deslizamiento caracteriza a este último.

#### 1.4.4.1.2 Categoría B:

**Método de Hagedorn y Brown:** Un método generalizado desarrollado para una amplia gama de condiciones en flujo de dos fases. Los datos fueron tomados de un pozo experimental de 1500 pies con aire como fase gaseosa y cuatro líquidos diferentes como fase líquida. Hagedorn y Brown (Hagedorn & Brown, 1965) desarrollaron la siguiente expresión para el gradiente de presión para pozos de flujo multifásico:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f\rho_n^2 v_m^2}{2\rho_s d} + \rho_s g + \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2dZ} \quad (4.28)$$

*Predicción del Hold up líquido:* Se debe predecir el *hold up de líquido* para calcular el gradiente de presión debido a cambios en elevación. Para ello utilizaron 4 grupos adimensionales propuestos por Duns y Ros (Duns & Ros, 1963), relacionados con el *pseudo-hold up líquido*:

Numero de velocidad del líquido:

$$N_{Lv} = 1.938 v_{SL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g \sigma_L}} \quad (4.29)$$

Numero de velocidad del gas:

$$N_{gv} = 1.938 v_{Sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g \sigma_L}} \quad (4.30)$$

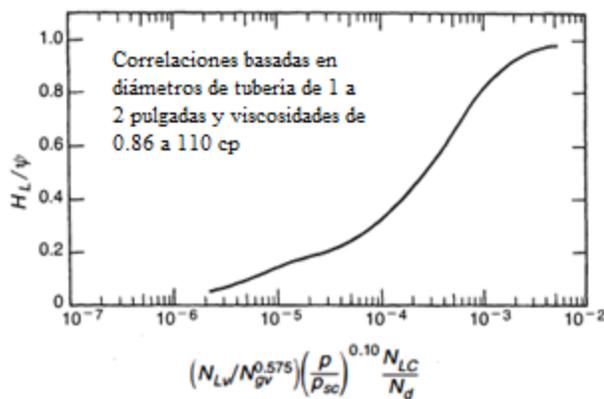
Numero de diámetro de tubería:

$$N_d = 127.872 d^2 \sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}} \quad (4.31)$$

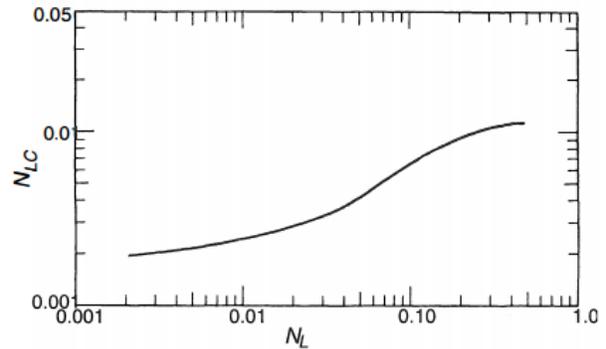
Numero de viscosidad del líquido:

$$N_L = 0.15726 \mu_L^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (4.32)$$

$v_{SL}$  en pies/s;  $v_{Sg}$  en pies/s,  $\rho_L$  en lb/ft<sup>3</sup>,  $\sigma_L$  en dinas/cm,  $\mu_L$  en cp y  $d$  en pies.

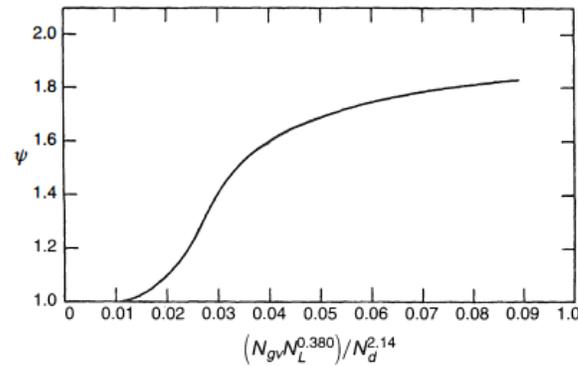


**Figura 29** Correlación de  $HL/\psi$  en el método de Hagedorn y Brown (**Hagedorn & Brown, 1965**).



**Figura 30** Correlación  $N_{LC}$  en el método de Hagedorn y Brown (**Hagedorn & Brown, 1965**).

La Figura 29 muestra la correlación del *hold up líquido* dividido por un factor secundario de corrección  $\psi$ .  $N_{LC}$  está relacionado con  $N_L$  como lo muestra la Figura 30.



**Figura 31** Correlación  $\psi$  en el método de Hagedorn y Brown (Hagedorn & Brown, 1965).

El factor de corrección puede determinarse mediante la correlación en la Figura 31.

Una vez el *hold up* de líquido ha sido hallado se puede calcular la densidad de deslizamiento mediante la Ecuación 4.23.

*Predicción del factor de fricción:* Hagedorn y Brown asumieron que el factor de fricción puede calcularse de igual manera que el factor de fricción en una sola fase. Luego  $f$  es obtenido mediante el diagrama de Moody (Figura 20) para un valor de rugosidad relativa establecido y el Numero de Reynolds para dos fases definido como:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_s} \quad (4.33)$$

Donde  $\mu_s$  está definido por la Ecuación 4.21.

*Término de aceleración:* El gradiente de presión debido a la aceleración está dado por:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2dZ} \quad (4.34)$$

Donde:

$$\Delta v_m^2 = v_{m1}^2 - v_{m2}^2 \quad (4.35)$$

1 y 2 designan el final aguas abajo y aguas arriba de un cálculo de incremento, respectivamente.

Si  $E_k$  se define como:

$$E_k = \frac{dZ}{dp} \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2dp} \quad (4.36)$$

Entonces el gradiente de presión total puede calcularse mediante:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f}{1 - E_k} \quad (4.37)$$

**Método de Asheim:** También llamado MONA (Asheim, 1986), es independiente del patrón de flujo, pero permite la selección de 3 parámetros empíricos para el flujo burbuja o tapón. Una vez seleccionados estos parámetros deben ser utilizados para todos los cálculos de flujo multifásico. El gradiente de presión se determina mediante:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g \sin\theta \quad (4.38)$$

*Determinación del Hold up líquido:* La velocidad del líquido y del gas pueden calcularse mediante:

$$H_L = \frac{\left[(v_{sg} + a_1 v_{SL} - a_2)^2 + 4a_1 a_2 v_{SL}\right]^{0.5}}{2a_2} - \frac{v_{sg} + a_1 v_{SL} - a_2}{2a_2} \quad (4.39)$$

Se deben definir 2 casos para completar la expresión de *Hold up*:

1. Cuando el término de deslizamiento constante,  $a_2$ , (flotabilidad) es cero el *hold up* se convierte en:

$$H_L|_{a_2=0} = \frac{a_1 v_{SL}}{v_{sg} + a_1 v_{SL}} \quad (4.40)$$

2. Cuando la velocidad superficial del líquido tiende a 0, la situación de flujo debe corresponder al gas burbujeándose a través del líquido en reposo. En este caso:

$$H_L|_{v_{SL}=0} = 1 - \frac{v_{sg}}{a_2} \quad (4.41)$$

*Determinación del factor de fricción:* La correlación utilizada en la Ecuación 4.38 es:

$$f = a_3 f_n \frac{\rho_n}{\rho_k} \quad (4.42)$$

Donde  $\rho_k$  está definido por la Ecuación 4.25. El factor de fricción  $f_n$  es determinado del diagrama de Moody (Figura 20) a partir del número de Reynolds sin deslizamiento definido como:

$$N_{Re_n} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (4.43)$$

*Valor de los parámetros:* Definidos en la siguiente tabla:

**Tabla 3** Valores de los parámetros del método Asheim.

<i>Flujo</i>	<i>Tapón</i>	<i>Homogéneo</i>
$a_1$	1.2	1
$a_2$	$0.35\sqrt{gd}$	0
$a_3$	1	1

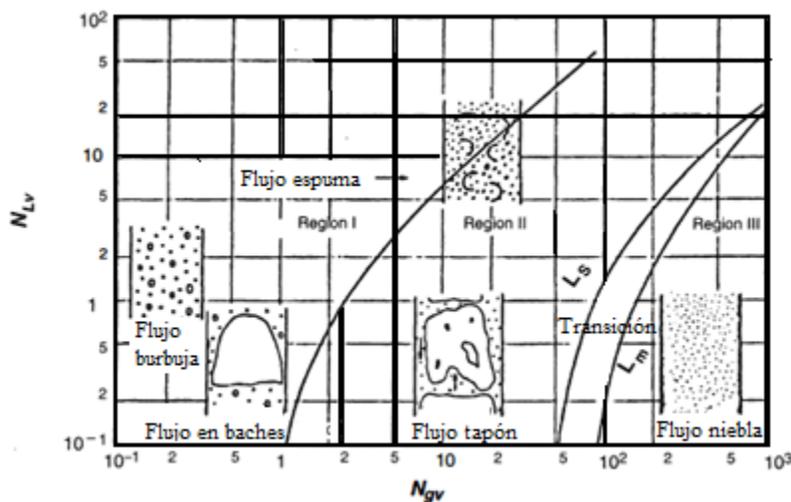
#### 1.4.4.1.3 Categoría C:

Los métodos considerados en esta categoría difieren en la forma en la que predicen el patrón de flujo y como, para cada patrón, se predicen; el *hold up* líquido y los términos de aceleración/fricción en el gradiente de presión. Para un flujo vertical de una mezcla homogénea con deslizamiento el gradiente se expresa como:

$$\frac{dp}{dZ} = \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f + \rho_s g + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} \quad (4.44)$$

**Método de Duns y Ros:** Es el resultado de estudios de laboratorio extensivos en donde se midieron los gradientes de presión y los *hold up* líquidos. La mayoría de los 4000 test realizados se llevaron a cabo a presión cercana a la atmosférica, con aire como la fase gaseosa e hidrocarburos como la fase líquida.

*Predicción del patrón de flujo:* La Figura 32 muestra mapa de patrones de flujo desarrollado por Duns y Ros (Duns & Ros, 1963). Ellos identificaron cuatro regiones separadas para propósitos de cálculos. La Figura muestra los patrones de flujo existentes en cada región.



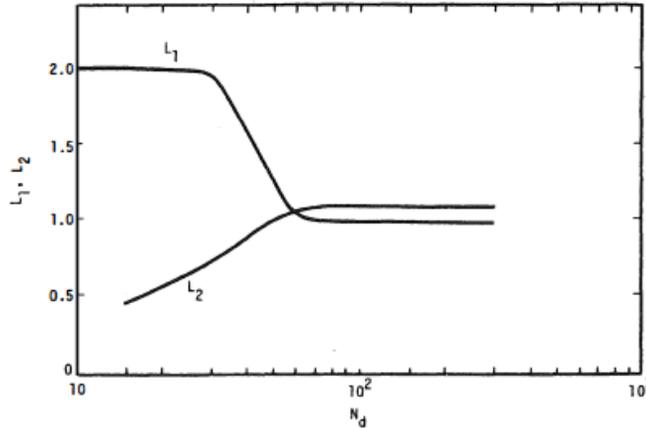
**Figura 32** Mapa de patrones de flujo según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963).

Las fronteras de transición de los patrones de flujo están definidas en función de los grupos dimensionales  $N_{gv}$  y  $N_{Lv}$ . Para estas fronteras Duns y Ros propusieron:

Frontera Flujo Burbuja/Tapón:

$$N_{gv B/S} = L_1 + L_2 N_{Lv} \quad (4.45)$$

Donde  $L_1$  y  $L_2$  son función de  $N_d$  como lo muestra la Figura 33.



**Figura 33** Parámetros de la frontera Burbuja/Tapón según Duns y Ros. (Duns & Ros, 1963)

Frontera Flujo Tapón/Transición:

$$N_{gv S/Tr} = 50 + 36N_{Lv} \quad (4.46)$$

Frontera Flujo de Transición/Niebla:

$$N_{gv Tr/M} = 75 + 84N_{Lv}^{0.75} \quad (4.47)$$

*Predicción del Hold up líquido:* Duns y Ros desarrollaron una correlación empírica para el número de velocidad de deslizamiento adimensional ( $S$ ) en lugar del *hold up* líquido.  $S$  se define como:

$$S = 1.938v_s^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (4.48)$$

El siguiente procedimiento se debe llevar a cabo para calcular el componente de elevación en el gradiente de presión:

- Calcule  $S$  usando la correlación apropiada. La correlación de  $S$  es diferente de acuerdo con el patrón de flujo y son dados a continuación:
- Solucione la Ecuación 4.48 para la velocidad de deslizamiento.
- Calcule el *hold up* líquido de la ecuación 4.49

$$H_L = \frac{v_s - v_m + \sqrt{(v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{SL}}}{2v_s} \quad (4.49)$$

- Calcule la densidad de deslizamiento de la Ecuación 4.23
- Calcule el componente de elevación en el gradiente de presión de la Ecuación 4.44.

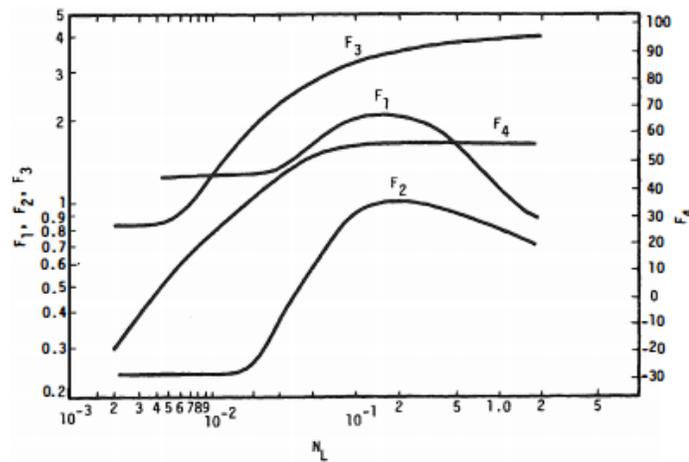
**Flujo burbuja:** Este flujo existe si  $N_{gv} < N_{gv B/S}$ . El número adimensional de velocidad de deslizamiento es:

$$S = F_1 + F_2 N_{Lv} + F'_3 \left( \frac{N_{gv}}{1 + N_{Lv}} \right)^2 \quad (4.50)$$

Donde  $F_1$  y  $F_2$  están dados en la Figura 34, en donde son función del número de velocidad del líquido.  $F'_3$  puede ser obtenido mediante:

$$F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{N_d} \quad (4.51)$$

Donde  $F_3$  y  $F_4$  están también en la Figura 34:



**Figura 34** Factores de velocidad de deslizamiento para Flujo Burbuja según Duns y Ros (**Duns & Ros, 1963**).

El gradiente de presión debido a la fricción en el flujo burbuja está dado por:

$$\left( \frac{dp}{dz} \right)_f = \frac{f \rho_L v_{SL} v_m}{2d} \quad (4.52)$$

De datos experimentales, Duns y Ros desarrollaron una ecuación para  $f$ :

$$f = f_1 \frac{f_2}{f_3} \quad (4.53)$$

El factor de fricción es gobernado principalmente por  $f_1$ , el cual es obtenido del Diagrama de Moody (Figura 20) como una función del número de Reynolds de la fase líquida:

$$N_{ReL} = \frac{\rho_L v_{SL} d}{\mu_L} \quad (4.54)$$

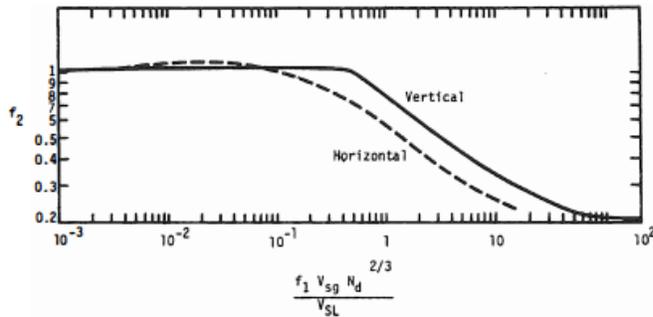
El factor  $f_2$  es una corrección por el radio gas/líquido *in-situ* y está dado por la Figura 35.  $f_3$  es una segunda corrección según Duns y Ros por la viscosidad del líquido y la relación gas/líquido *in-situ* definido por:

$$f_3 = 1 + \frac{f_1}{4} \sqrt{\frac{v_{sg}}{50v_{SL}}} \quad (4.55)$$

Duns y Ros consideraron que el componente de aceleración del gradiente de presión en el flujo burbuja era nulo.

**Flujo tapón:** Existe si  $N_{gv B/S} < N_{gv} < N_{gv STr}$ . Para el flujo tapón el número de velocidad de deslizamiento adimensional es:

$$S = (1 + F_5) \frac{N_{gv}^{0.982} F'_6}{1 + F_7 N_{Lv}} \quad (4.56)$$



**Figura 35** Parámetro de fricción  $f_2$  para flujo burbuja según Duns y Ros (**Duns & Ros, 1963**).

Donde  $F_5$ ,  $F_6$  y  $F_7$  están dados por la Figura 36 y:

$$F'_6 = 0.029N_d + F_6 \quad (4.57)$$

El componente de fricción en el gradiente de presión es calculado de la misma manera que en el flujo burbuja. También, el componente de aceleración es despreciado.

**Flujo Niebla:** Este existe si  $N_{gv} > N_{gv Tr/M}$ . Duns y Ros asumieron que, a grandes tasas de flujo de gas, el líquido es transportado mayormente en gotas. El resultado es una condición de no deslizamiento entre las fases. Luego  $S=0$ ,  $v_s=0$  y  $H_L=\lambda_L$ . La densidad de la mezcla utilizado en el componente de elevación se calcula de la Ecuación 4.24

La fricción en el flujo niebla se origina por el esfuerzo de corte entre el gas y la pared de la tubería. Entonces, el componente de fricción del gradiente de presión es calculado como:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f \rho_g v_{sg}^2}{2d} \quad (4.58)$$

Dado que no existe deslizamiento el factor de fricción es determinado del Diagrama de Moody (Figura 20) en función del número de Reynolds de la fase gaseosa.

$$N_{Re_g} = \frac{\rho_g v_{sg} d}{\mu_g} \quad (4.59)$$

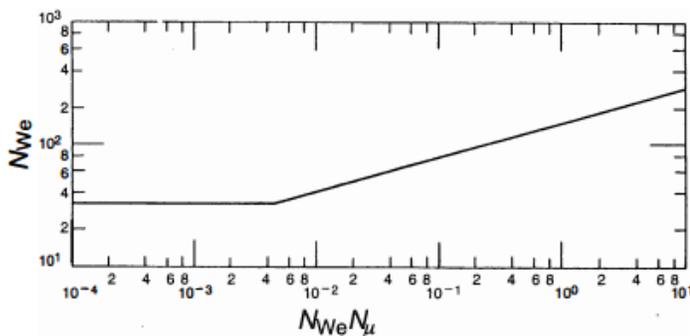
Duns y Ros notaron que la rugosidad de la pared para el flujo niebla es el espesor de la película de líquido que cubre la pared de la tubería. Las ondas en la película causan un incremento en el esfuerzo cortante entre el gas y la película, lo cual puede ocasionar gran parte del gradiente de presión. Estas ondas resultan del arrastre del gas, deformando la película en oposición a la tensión superficial. Este proceso es afectado por la viscosidad del líquido y a su vez es gobernado por una forma del *Número de Weber*:

$$N_{We} = \frac{\rho_g v_{sg}^2 \varepsilon}{\sigma_L} \quad (4.60)$$

Esta influencia fue contabilizada haciendo al  $N_{We}$  una función de un número adimensional el cual contiene la viscosidad del líquido:

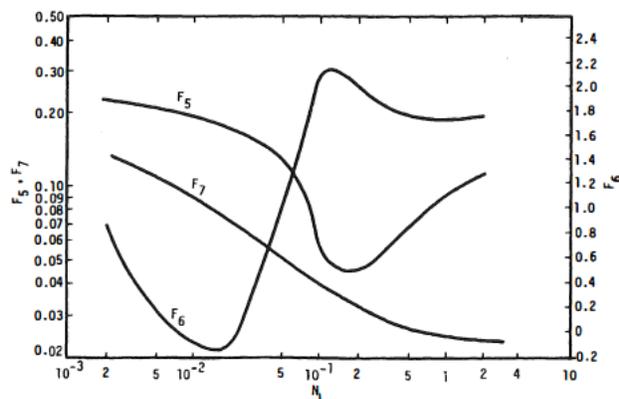
$$N_{\mu} = \frac{\mu_L^2}{\rho_L \sigma_L \varepsilon} \quad (4.61)$$

La Figura 37 muestra su relación funcional.



**Figura 37** Correlación de Duns y Ros para el espesor de la película en flujo niebla (Duns & Ros, 1963).

El valor de la rugosidad puede ser pequeño, pero la rugosidad relativa nunca se vuelve más pequeña que el valor propio de la tubería. En la transición al flujo tapón, la película ondulada



**Figura 36** Parámetros de velocidad de deslizamiento para flujo tapón según Duns y Ros (Duns & Ros, 1963).

se vuelve más notoria, con las crestas de las ondas opuestas tocándose y formando puentes de líquido. Entonces  $\varepsilon/d$  se acerca a 0.5. Entre estos límites  $\varepsilon/d$  puede ser calculado de ecuaciones desarrolladas de la Figura 37:

$$N_{We}N_{\mu} \leq 0.005; \frac{\varepsilon}{d} = \frac{0.0749\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d} \quad (4.62)$$

$$N_{We}N_{\mu} > 0.005; \frac{\varepsilon}{d} = \frac{0.3713\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d} (N_{We}N_{\mu})^{0.302} \quad (4.63)$$

Donde  $d$  es en pies,  $v_{sg}$  en pie/s,  $\rho_g$  es en lb/ft<sup>3</sup> y  $\sigma_L$  en dina/cm.

Valores de  $f$  para el flujo niebla pueden ser calculados para  $\varepsilon/d > 0.05$  con esta extrapolación del diagrama de Moody:

$$f = 4 \left\{ \frac{1}{\left[4 \log \left(0.27 \frac{\varepsilon}{d}\right)\right]^2} + 0.067 \left[\frac{\varepsilon}{d}\right]^{1.73} \right\} \quad (4.64)$$

A medida que el tamaño de las ondas de la película en la pared de la tubería incrementa, el área disponible para el gas decrece, dado que el diámetro abierto para flujo gaseoso es  $d-\varepsilon$ . Duns y Ros sugirieron que el componente de fricción en el gradiente de presión puede refinarse reemplazando  $d$  por  $d-\varepsilon$  y  $v_{sg}$  con  $v_{sg}d^2/(d-\varepsilon)^2$  a lo largo de todos los anteriores cálculos.

En el flujo niebla, el término de aceleración no puede ser despreciado y este es aproximado a:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{p} \frac{dp}{dZ} \quad (4.65)$$

**Zona de transición:** Esta existe si  $N_{gv\ s/Tr} < N_{gv} < N_{gv\ Tr/M}$ . Si esta región es predicha, Duns y Ros sugieren una interpolación entre los dos patrones de flujo fronterizos para obtener el gradiente. Esto requiere los cálculos de los gradientes de presión para flujo tapón y flujo niebla, luego el gradiente de presión es calculado mediante:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_t = A \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{slug} + (1 - A) \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{mist} \quad (4.66)$$

Donde:

$$A = \frac{N_{gv\ Tr/M} - N_{gv}}{N_{gv\ Tr/M} - N_{gv\ s/Tr}} \quad (4.67)$$

Una mayor precisión es encontrada, si en la zona de transición, la densidad del gas utilizada para calcular el gradiente de presión del flujo niebla es modificada como:

$$\rho'_g = \frac{\rho_g * N_{gv}}{N_{gv} Tr/M} \quad (4.68)$$

Donde  $\rho_g$  es la densidad del gas calculada a las condiciones de presión y temperatura. Esta modificación tiene en cuenta el líquido arrastrado en el gas.

**Método de Orkiszewski:** Orkiszewski (Orkiszewski, 1967) seleccionó las correlaciones que consideró más acertadas para el flujo burbuja y niebla, y propuso un modelo nuevo para el flujo tapón utilizando los datos de Hagedorn y Brown.

*Predicción del patrón de flujo:* Orkiszewski usó las transiciones de patrones de flujo de Duns y Ros para las fronteras entre flujo tapón y flujo niebla, así como su zona de transición. Las ecuaciones de 4.46 y 4.47 definen esto. Para la frontera entre el flujo de burbuja y el flujo tapón utilizó el criterio de Griffith y Wallis (Griffith & Wallis, 1961).

Transición Burbuja/Tapón:

$$\lambda_{g B/S} = L_B = 1.071 - 0.2218 \frac{v_m^2}{d} \quad (4.69)$$

Donde  $v_m$ =pie/s,  $v_{sg}$ =pies/s,  $d$ =ft y  $L_B$  debe ser estrictamente  $\geq 0.13$ .

**Flujo burbuja:** Este existe si  $\lambda_g = 1 - \lambda_L \leq \lambda_{g B/S}$ . El *hold up* líquido para el flujo burbuja es determinado como:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{v_m}{v_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{v_m}{v_s}\right)^2 - 4 \frac{v_{sg}}{v_s}} \right] \quad (4.70)$$

Orkiszewski asumió una aproximación de  $V_s = 0.8$  ft/s. Luego el gradiente de presión por fricción en el flujo burbuja es:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f \rho_L \left(\frac{v_{SL}}{H_L}\right)^2}{2d} \quad (4.71)$$

El factor de fricción  $f$  se obtiene del diagrama de Moody (Figura 20) en función del Número de Reynolds para la fase líquida:

$$N_{Re} = \frac{\rho_L \left(\frac{v_{SL}}{H_L}\right) d}{\mu_L} \quad (4.72)$$

El gradiente de presión por aceleración es despreciado para el flujo burbuja.

**Flujo Tapón:** Este existe si  $\lambda_g > \lambda_{g B/S}$  y  $N_{gv} < N_{gv S/Tr}$ . La densidad con deslizamiento se calcula mediante:

$$\rho_s = \frac{\rho_L(v_{SL} + v_b) + \rho_g v_{sg}}{v_m + v_b} + \rho_L \Gamma \quad (4.73)$$

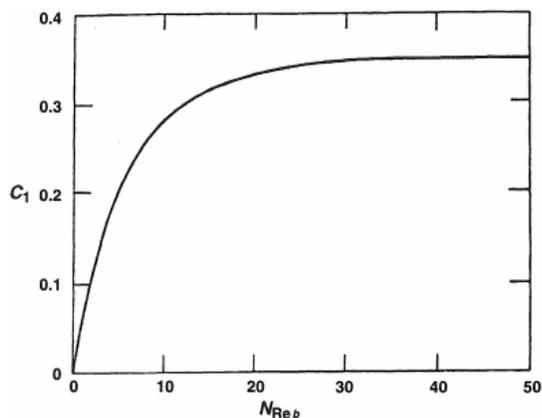
Griffith y Wallis correlacionaron la velocidad de ascensión de la burbuja de Taylor como:

$$v_b = C_1 C_2 \sqrt{gd} \quad (4.74)$$

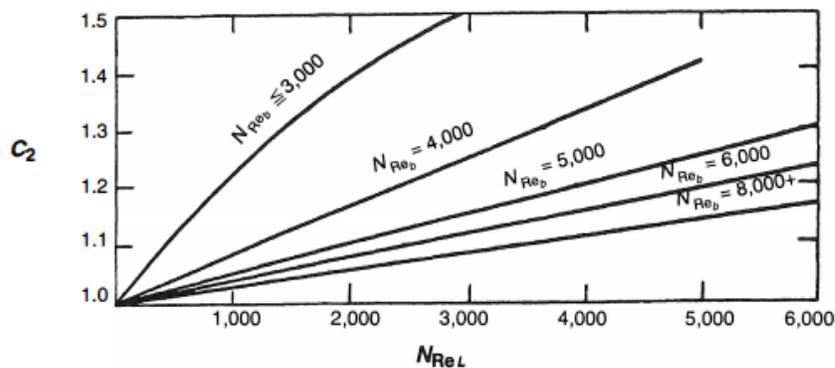
Donde  $C_1$  y  $C_2$  se relacionan en las Figuras 38 y 39 en función de  $N_{Reb}$  y  $N_{ReL}$  respectivamente y que se encuentran definidos como:

$$N_{Reb} = \frac{\rho_L v_b d}{\mu_L} \quad (4.75)$$

$$N_{ReL} = \frac{\rho_L v_m d}{\mu_L} \quad (4.76)$$



**Figura 38** Factor  $C_1$  para el método de Griffith y Wallis (Griffith & Wallis, 1961).



**Figura 39** Factor  $C_2$  de Griffith y Wallis (Griffith & Wallis, 1961).

Si  $C_2$  no puede ser leído de la Figura 39, las siguientes ecuaciones deberían utilizarse:

- Cuando  $N_{Reb} \leq 3000$ :

$$v_b = (0.546 + 8.74 * 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{gd} \quad (4.77)$$

- Cuando  $3000 < N_{Reb} < 8000$ :

$$v_b = 0.5 * \left( v_{bs} + \sqrt{v_{bs}^2 + \frac{13.59 \mu_L}{\rho_L \sqrt{d}}} \right) \quad (4.78)$$

$$v_{bs} = (0.251 + 8.74 * 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{gd} \quad (4.79)$$

- Cuando  $N_{Reb} \geq 8000$ :

$$v_b = (0.35 + 8.74 * 10^{-6} N_{ReL}) \sqrt{gd} \quad (4.80)$$

Dado que  $v_b$  y  $N_{Reb}$  están interrelacionados se debe establecer un procedimiento iterativo:

1. Estime el valor de  $v_b$  mediante:

$$v_b = 0.5 * \sqrt{gd} \quad (4.81)$$

2. Calcule  $N_{Reb}$  con el valor estimado.
3. Calcule  $v_b$  con las Ecuaciones 4.77-4.80.
4. Compare el valor de  $v_b$  en el paso 1 y paso 3. Si la convergencia no se alcanza tome el valor del paso 3 como el estimado y vuelva al paso 2.

El *coeficiente de distribución líquida*  $\Gamma$  fue calculado con datos de Hagedorn y Brown. Orkiszewski desarrolló ecuaciones de acuerdo con la fase líquida continua cuando existen agua y crudo, aunque no estableció el método o criterios para determinarlo. La Tabla 4 define esto.

**Tabla 4** Ecuaciones para el coeficiente de distribución líquida según Orkiszewski.

<i>Fase líquida continua</i>	<i>Valor de <math>v_m</math> (pies/s)</i>	<i>Ecuación</i>
<i>Agua</i>	<10	4.82
<i>Agua</i>	>10	4.83
<i>Crudo</i>	<10	4.84
<i>Crudo</i>	>10	4.85

$$\Gamma = \frac{0.013 * \log(\mu_L)}{d^{1.38}} - 0.681 + 0.232 * \log(v_m) - 0.428 * \log(d) \quad (4.82)$$

$$\Gamma = \frac{0.045 * \log(\mu_L)}{d^{0.799}} - 0.709 - 0.162 * \log(v_m) - 0.888 * \log(d) \quad (4.83)$$

$$\Gamma = \frac{0.0127 * \log(\mu_L + 1)}{d^{1.415}} - 0.284 + 0.167 * \log(v_m) + 0.113 * \log(d) \quad (4.84)$$

$$\Gamma = \frac{0.0274 * \log(\mu_L + 1)}{d^{1.371}} + 0.161 + 0.569 * \log(d) + X \quad (4.85)$$

$$X = -\log(v_m) * \left( \frac{0.01 * \log(\mu_L + 1)}{d^{1.571}} + 0.397 + 0.63 * \log(d) \right) \quad (4.86)$$

Donde  $\mu_L$  es en centipoise,  $d$  en pies y  $v_m$  en pies/s. El valor de  $\Gamma$  está restringido por:

- Si  $v_m < 10$

$$\Gamma \geq -0.065 * v_m \quad (4.87)$$

- Si  $v_m > 10$

$$\Gamma \geq \frac{v_b}{v_m + v_b} \left( 1 - \frac{\rho_s}{\rho_L} \right) \quad (4.88)$$

El componente de fricción del gradiente de presión se calcula:

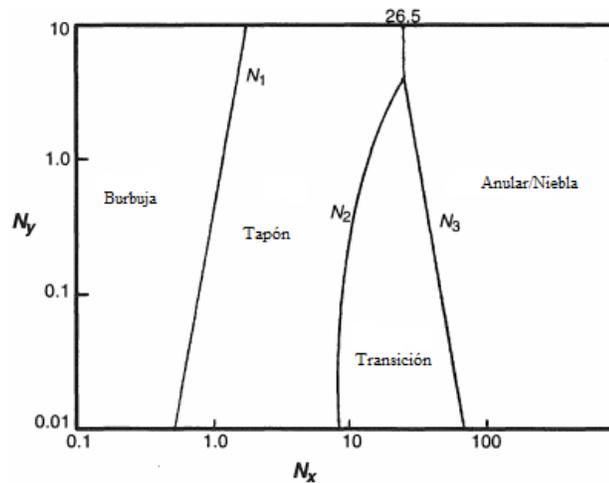
$$\left( \frac{dp}{dZ} \right)_f = \frac{f \rho_L v_m^2}{2d} \left[ \left( \frac{v_{SL} + v_b}{v_m + v_b} \right) + \Gamma \right] \quad (4.89)$$

Donde  $f$  se calcula del Diagrama de Moody (Figura 20) con el Numero de Reynolds definido en la Ecuación 4.76. El componente de aceleración en el gradiente de presión del flujo tapón es despreciado.

Orkiszewski recomendó los métodos de Duns y Ros para el **Flujo Niebla** y la **Transición Niebla-Tapón**.

**Método de Aziz et al:** Este método se fundamentó en las bases de modelos mecanicistas.

*Predicción del patrón de flujo:* La Figura 40 muestra el mapa de los patrones de flujo definido por Aziz et al (Aziz, Govier, & Fogarasi, 1972).



**Figura 40** Mapa de patrones de flujo según Aziz et al. (Aziz, Govier, & Fogarasi, 1972).

Las siguientes ecuaciones definen las coordenadas:

$$N_x = v_{sg} \left( \frac{\rho_g}{0.0764} \right)^{1/3} \left[ \left( \frac{72}{\sigma_L} \right) \left( \frac{\rho_L}{62.4} \right) \right]^{1/4} \quad (4.90)$$

$$N_y = v_{SL} \left[ \left( \frac{72}{\sigma_L} \right) \left( \frac{\rho_L}{62.4} \right) \right]^{1/4} \quad (4.91)$$

Las fronteras mostradas en la Figura 40 están definidas como:

$$N_1 = 0.51(100N_y)^{0.172} \quad (4.92)$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8 * N_y \quad (4.93)$$

$$N_3 = 70(100N_y)^{-0.152} \quad (4.94)$$

Donde sus variables están en unidades inglesas.

**Flujo burbuja:** Este existe si  $N_x < N_1$ . El *hold up* líquido se calcula mediante:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{v_{bf}} \quad (4.95)$$

Donde  $v_{bf}$  es la velocidad de ascenso de las burbujas en el líquido fluyente y puede ser predicha mediante:

$$v_{bf} = 1.2v_m + v_{bs} \quad (4.96)$$

En la ecuación anterior  $v_{bs}$  representa la velocidad de levantamiento continua de una multitud de burbujas pequeñas en una columna estática de líquido y se puede predecir como:

$$v_{bs} = 1.41 \left[ \frac{\sigma_L g (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{1/4} \quad (4.97)$$

Luego el componente de fricción en el gradiente de presión se determina:

$$\left( \frac{dp}{dz} \right)_f = \frac{f \rho_s v_m^2}{2d} \quad (4.98)$$

Donde  $f$  se determina del Diagrama de Moody (Figura 20) a partir del Numero de Reynolds líquido definido en la Ecuación 4.76. El componente por aceleración en el gradiente de presión es menospreciado para el flujo burbuja.

**Flujo tapón:** Este existe si  $N_1 < N_x < N_2$  para  $N_y < 4$  o  $N_1 < N_x < 26.5$  para  $N_y \geq 4$ . El *hold up* líquido también se calcula de la Ecuación 4.95 y 4.96, sin embargo,  $v_{bs}$  para el flujo tapón corresponde al de la burbuja de Taylor, esto es:

$$v_{bs} = C \sqrt{\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}} \quad (4.99)$$

$$C = 0.345[1 - e^{(-0.029N_v)}] \left[ 1 - e^{\left(\frac{3.37-N_E}{m}\right)} \right] \quad (4.100)$$

$$N_E = \frac{gd^2(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \quad (4.101)$$

$$N_v = \frac{\sqrt{d^3 g \rho_L (\rho_L - \rho_g)}}{\mu_L} \quad (4.102)$$

Y  $m$  se determina a partir de la siguiente tabla:

**Tabla 5** Valor de  $m$  en el método de Aziz et al.

$N_v$	$M$
$\geq 250$	10
$250 > N_v > 18$	$69 * N_v^{-0.35}$
$\leq 18$	25

Luego el componente de fricción en el gradiente de presión para el flujo tapón se determina:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f \rho_L H_L v_m^2}{2d} \quad (4.103)$$

Donde  $f$  se determina del diagrama de Moody (Figura 20) a partir del Numero de Reynolds liquido definido en la Ecuación 4.76. El componente por aceleración en el gradiente de presión es menospreciado para el flujo tapón.

**Flujo Niebla:** Este se desarrolla cuando  $N_x > N_3$  para  $N_y < 4$  o  $N_x > 26.5$  para  $N_y > 4$ . Aziz et al recomendaron el método de Duns y Ros para este patrón de flujo.

**Zona de transición:** Esto ocurre cuando  $N_2 < N_x < N_3$  para  $N_y < 4$ . Si este patrón de flujo se predice debe calcularse a partir de los métodos para los patrones de flujo tapón y niebla, de manera similar al Método de Duns y Ros: descrito por la Ecuación 4.66. En su lugar  $A$  se define como:

$$A = \frac{N_3 - N_x}{N_3 - N_2} \quad (4.104)$$

**Método de Chierici et al:** Los modelos para calcular los gradientes de presión para el **flujo burbuja, niebla y de transición** en este método son idénticos al Método de Orkiszewski (Brill & Mukherjee, 1999). La única diferencia radica en el patrón de flujo tapón, esto es:

**Flujo tapón:** El *hold up* líquido se calcula a partir de:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{v_m + v_b} \quad (4.105)$$

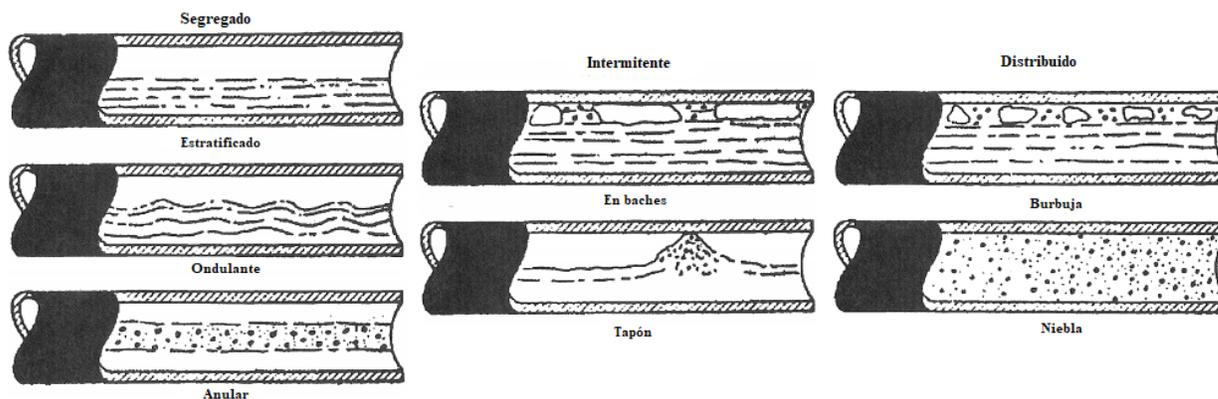
$$v_b = 0.2v_m + 0.35\sqrt{gd} \quad (4.106)$$

El cálculo del componente de fricción es idéntico al método de Aziz et al. De igual manera el componente por aceleración en el gradiente de presión se consideró nulo para el flujo tapón.

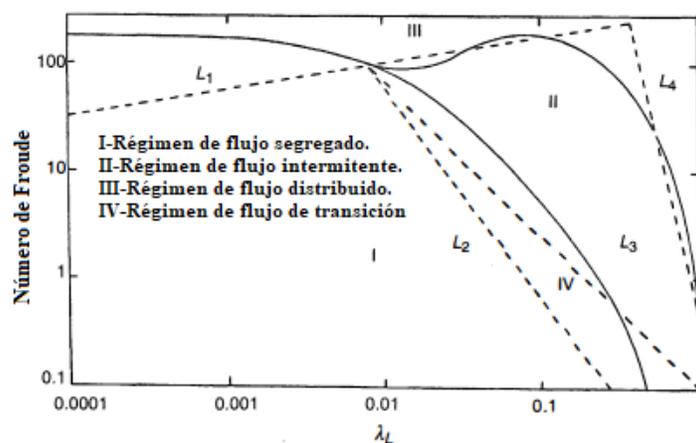
**Método de Beggs y Brill:** El primero de todos los métodos mencionados anteriormente en considerar todos los grados de inclinación. El estudio tomó como fluidos; aire y agua. Beggs y Brill (Beggs & Brill, 1973) propusieron la siguiente ecuación para el gradiente de presión en una tubería inclinada:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{\frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g \sin\theta}{1 - E_k} \quad (4.107)$$

*Predicción del patrón de flujo:* La Figura 41 muestra los patrones de flujo horizontales considerados por Beggs y Brill. La Figura 42 representa el mapa que predice dichos patrones.



**Figura 41** Patrones de flujo horizontales según Beggs y Brill (Beggs & Brill, 1973).



**Figura 42** Mapa de patrones de flujo según Beggs y Brill (Brill & Mukherjee, 1999).

Las fronteras de este mapa están correlacionadas con el hold up sin deslizamiento  $\lambda_L$  y el *Número de Froude* dado por:

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (4.108)$$

Las ecuaciones para las fronteras representadas en la figura anterior están definidas como:

$$L_1 = 316\lambda_L^{0.302} \quad (4.109)$$

$$L_2 = 0.000925\lambda_L^{-2.468} \quad (4.110)$$

$$L_3 = 0.1\lambda_L^{-1.452} \quad (4.111)$$

$$L_4 = 0.5\lambda_L^{-6.738} \quad (4.112)$$

Las siguientes inecuaciones se utilizan para determinar qué régimen existe en el caso de que la tubería fuese horizontal:

**Tabla 6** Predicción del régimen de flujo según Beggs y Brill.

<i>Régimen</i>	<i>Condición</i>
<i>Segregado</i>	$\lambda_L < 0.01$ y $N_{Fr} < L_1$
<i>Segregado</i>	$\lambda_L \geq 0.01$ y $N_{Fr} < L_2$
<i>Transición</i>	$\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3$
<i>Intermitente</i>	$0.01 \leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$
<i>Intermitente</i>	$\lambda_L \geq 0.4$ y $L_3 \leq N_{Fr} \leq L_4$
<i>Distribuido</i>	$\lambda_L < 0.4$ y $N_{Fr} \geq L_1$
<i>Distribuido</i>	$\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{Fr} > L_4$

*Predicción del Hold up líquido:* Primero de debe calcular el *hold up* si la tubería fuese horizontal, esto es:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad (4.113)$$

Restringido a  $H_{L(0)} \geq \lambda_L$ . Los coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  se determinan de la Tabla 7 de acuerdo con el régimen de flujo.

**Tabla 7** Coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  según Beggs y Brill.

<i>Régimen</i>	$a$	$b$	$c$
<i>Segregado</i>	0.98	0.4846	0.0868
<i>Intermitente</i>	0.845	0.5351	0.0173
<i>Distribuido</i>	1.065	0.5824	0.0609

Para corregir el *hold up* de acuerdo con el ángulo de inclinación se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$H_{L(\theta)} = \Psi H_{L(0)} \quad (4.114)$$

$$\Psi = 1 + C[\sin(1.8 * \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 * \theta)] \quad (4.115)$$

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e \lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h) \quad (4.116)$$

Con la restricción  $C \geq 0$ , donde  $e, f, g$ , y  $h$  se dictaminan en la Tabla 8,  $\theta$  es el ángulo de tubería en grados.

**Tabla 8** Factores  $e, f, g$  y  $h$  según Beggs y Brill.

Régimen de flujo	$e$	$F$	$g$	$h$
Segregado hacia arriba	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente hacia arriba	2.96	0.3050	-0.4473	0.0978
Distribuido hacia arriba	No hay corrección $C=0, \Psi=1$			
Todos los patrones hacia abajo	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

Si el régimen de flujo predicho está en la zona de transición, el *hold up* líquido debe interpolarse entre los valores de *hold up* del régimen intermitente y segregado, esto es:

$$H_{L(\theta)Tr} = AH_{L(\theta)Seg} + (1 - A)H_{L(\theta)Int} \quad (4.117)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \quad (4.118)$$

*Predicción del factor de fricción:* Este se calcula como:

$$f = f_n \left( \frac{f}{f_n} \right) \quad (4.119)$$

$f_n$  se calcula del Diagrama de Moody (Figura 20) a partir del Numero de Reynolds definido así:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (4.120)$$

El factor  $\frac{f}{f_n}$  fue correlacionado como:

$$\frac{f}{f_n} = e^s \quad (4.121)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725(\ln y)^2 + 0.01853(\ln y)^4} \quad (4.122)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}^2} \quad (4.123)$$

Cuando  $1 < y < 1.2$ , la siguiente correlación debería utilizarse en lugar de la Ecuación 4.122:

$$s = \ln(2.2 * y - 1.2) \quad (4.124)$$

**Método de Mukherjee y Brill:** Creado para sobrellevar las limitaciones del Método de Beggs y Brill. Mukherjee y Brill (Brill & Mukherjee, 1999) tomaron como fluidos el aire y queroseno y utilizaron sensores de capacitancia para tomar cerca de 1500 mediciones de *hold up*.

*Predicción del patrón de flujo:* Las siguientes ecuaciones definen las fronteras entre patrones:

- Burbuja/tapón:

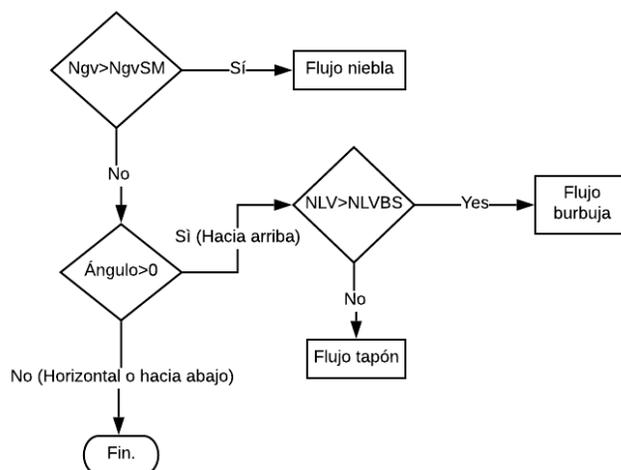
$$N_{LvB/S} = 10^x \quad (4.125)$$

$$x = \log N_{gv} + 0.94 + 0.074 \sin \theta - 0.855 \sin^2 \theta + 3.695 N_L \quad (4.126)$$

- Tapón/Niebla:

$$N_{gvS/M} = 10^{1.401 - 2.694 N_L + 0.521 N_{Lv}^{0.329}} \quad (4.127)$$

La Figura 43 dictamina un diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo.



**Figura 43** Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo según Mukherjee y Brill.

*Predicción del Hold up líquido:* Los datos fueron correlacionados en la siguiente ecuación:

$$H_L = e^{\left[ (C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2) \left( \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right) \right]} \quad (4.128)$$

Los valores de los coeficientes se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 9** Valores de los coeficientes según Mukherjee y Brill.

<i>Coeficiente</i>	<i>Hacia arriba</i>
$C_1$	-0.380113
$C_2$	0.129875
$C_3$	-0.119788
$C_4$	2.343227
$C_5$	0.475686
$C_6$	0.288657

*Determinación del gradiente de presión:*

- **Flujo burbuja y tapón:**

Este se determina a partir de:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\frac{f \rho_s v_m^2}{2d} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (4.129)$$

- **Flujo anular:**

Este se calcula mediante:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\frac{f \rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (4.130)$$

Para ambos casos;

$$E_k = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{p} \quad (4.131)$$

*Predicción del factor de fricción:* Mukherjee y Brill desarrollaron una expresión empírica para el cálculo del factor de fricción. La relación de *hold up* se calcula a partir:

$$H_R = \frac{\lambda_L}{H_L} \quad (4.132)$$

Luego la tasa del factor de fricción se interpola a partir de la siguiente tabla:

**Tabla 10** Valores de la relación del factor de fricción según Mukherjee y Brill.

$f_R$	$H_R$
1	0.01
0.98	0.2
1.2	0.3
1.25	0.4
1.3	0.5
1.25	0.7
1	1
1	10

Una vez se conoce el valor de  $f_R$  el factor de fricción puede determinarse de la siguiente ecuación, donde  $f_n$  es el factor de fricción tomado del Diagrama de Moody (Figura 20) para el valor de Número de Reynolds definido por la Ecuación 4.120.

$$f = f_n * f_R \quad (4.133)$$

#### 1.4.4.2 Modelos mecanicistas

Usualmente estos modelos predicen el gradiente de presión en tuberías únicamente para un patrón de flujo en especial. A continuación, se detallará el método de Hasan y Kabir (Hasan & Kabir, 1988), dicho método predice el comportamiento para todos los patrones de flujo, teniendo en cuenta que sus ecuaciones fueron desarrolladas en unidades internacionales (SI).

##### Método de Hasan y Kabir:

*Predicción del patrón de flujo, hold up líquido y gradiente de presión:*

**Flujo burbuja:** Para que este se desarrolle se debe cumplir cualquiera de las siguientes condiciones:

- $v_{sg} < (0.429v_{SL} + 0.357v_s) \cos \theta$  (4.134)
- $v_m^{1.12} > 4.68d^{0.48} \left[ \frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \right]^{0.5} \left( \frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0.6} \left( \frac{\rho_n}{\mu_L} \right)^{0.08}$  (4.135)

Donde  $v_s$  o la velocidad de ascenso del gas se calcula mediante:

$$v_s = \sqrt[4]{\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2}} \quad (4.136)$$

Si el flujo burbuja es detectado el *hold up* líquido se evalúa:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{(C_0 v_m + v_s)} \quad (4.137)$$

$$C_0 = 1.2 + 0.371 \frac{d_t}{d_c} \quad (4.138)$$

Y el gradiente de presión por fricción se valora como, donde  $f$  se estima del Diagrama de Moody (Figura 20) partir del Numero de Reynolds definido en la Ecuación 4.76:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho_s v_m^2}{2d} \quad (4.139)$$

**Flujo tapón:** Este patrón se predice si se cumplen alguna de las siguientes condiciones:

- $v_{sg} > (0.429v_{SL} + 0.357v_s) \cos \theta$  (4.140)
- $v_{sg}^2 \rho_g < [17.1 \log \rho_L v_{SL}^2 - 23.2]$  si  $v_{SL}^2 \rho_L < 50$  m (4.141)
- $v_{sg}^2 \rho_g < [0.00673(\rho_L v_{SL}^2)^{1.7}]$  si  $v_{SL}^2 \rho_L \geq 50$  m (4.142)

El *hold up* líquido es entonces evaluado mediante:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{(C_1 v_m + v_{ST\theta})} \quad (4.143)$$

Donde:

$$C_1 = 1.2 + 0.7 \frac{d_t}{d_c} \quad (4.144)$$

$$v_{ST\theta} = \left(0.35 + 0.1 \frac{d_t}{d_c}\right) \left[\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}\right]^{0.5} [(1 + \sin \theta)^{1.2} \sqrt{\cos \theta}] \quad (4.145)$$

Y el gradiente de presión por fricción se valora mediante, donde  $f$  se estima del Diagrama de Moody (Figura 20) partir del Numero de Reynolds definido en la Ecuación 4.76:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho_s v_m^2 H_L}{2d} \quad (4.146)$$

**Flujo agitado:** Este patrón se predice si se cumplen las siguientes condiciones:

$$v_{sg} < 3.1 \sqrt[4]{\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (4.147)$$

y:

- $v_{SL}^2 \rho_L > [17.1 \log \rho_L v_{SL}^2 - 23.2]$  si  $v_{sg}^2 \rho_g < 50$  m (4.148)
- $v_{SL}^2 \rho_L > [0.00673(\rho_L v_{SL}^2)^{1.7}]$  si  $v_{sg}^2 \rho_g \geq 50$  m (4.149)

Si este patrón de flujo es predicho, el *hold up* líquido debe calcularse mediante:

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{(C_2 v_m + v_{ST\theta})} \quad (4.150)$$

Donde:

$$C_2 = 1.15 + 0.7 \frac{d_t}{d_c} \quad (4.151)$$

El componente de fricción del gradiente de presión se valora mediante:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho_L v_m^2 H_L}{2d} \quad (4.152)$$

Donde  $f$  se calcula del Diagrama de Moody (Figura 20) partir del Numero de Reynolds definido en la Ecuación 4.76.

**Flujo anular:** Este patrón se desarrolla cuando:

$$v_{sg} > 3.1 \sqrt[4]{\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (4.153)$$

La fracción de líquido se calcula para la sección central o *core* ( $H_{LC}$ ) en lugar de toda el área seccional de la tubería:

$$H_{LC} = 1 - (1 + X^{0.8})^{-0.378} \quad (4.154)$$

$$X = \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}} \left[ \frac{(1 - W_g)}{W_g} \right]^{0.9} \left( \frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0.1} \quad (4.155)$$

Donde  $W_g$  es la fracción en peso del gas *in-situ*. El gradiente por fricción es entonces calculado a partir de:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f_c \rho_c}{2d} \left( \frac{v_{sg}}{1 - H_{LC}} \right)^2 \quad (4.156)$$

$$f_c = 0.046 \left( \frac{\rho_g v_{sg}}{\mu_g} \right)^{-0.2} (1 + 75H_{LC}) \quad (4.157)$$

$$\rho_c = \frac{v_{sg} \rho_g + v_{SL} \rho_L F_E}{v_{sg} + v_{SL} F_E} \quad (4.158)$$

Donde,  $F_E$  puede estimarse según la Tabla 11, a partir de la velocidad critica del gas a su vez calculada como:

$$v_c = 10.000 \frac{v_{sg} \mu_g}{\sigma_L} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_L}} \quad (4.159)$$

**Tabla 11** Calculo del arrastre líquido.

Ecuación	Criterio
$F_E = 0.0055 v_c^{2.86}$	$v_c < 4$
$F_E = 0.857 \log(v_c) - 0.2$	$v_c > 4$

## 2. MANEJO DEL PROGRAMA

El simulador fue desarrollado en el lenguaje de programación Visual Basic, específicamente como un proyecto en la herramienta de desarrollo Visual Studio Community 2017. Este se puede ejecutar en cualquier equipo de cómputo con sistema operativo Windows 10. El programa se dividió en 4 secciones principales interrelacionadas, las cuales son:

### 2.1 SECCIÓN: FLUIDOS

Esta sección comprende de manera general la caracterización de los fluidos producidos del yacimiento: crudo, gas y agua. Se encuentra subdividida en los apartados general, PVT lab y gráficas.

#### 2.1.1 GENERAL

En este apartado se insertan las propiedades conocidas de los fluidos, los componentes inorgánicos del gas y se seleccionan las correlaciones o métodos para calcular las propiedades de los fluidos a lo largo de los demás cálculos:

The screenshot displays the 'General' configuration window for fluid properties. The 'Tipo de fluido' is set to 'Black Oil'. The 'Gravedad API del crudo' is 30, 'Gravedad específica del gas' is 0.75, and 'Gravedad específica del agua' is 1.05. Under 'Inorgánicos del gas', H2S is 0.05, CO2 is 0.15, and N2 is 0.05. The 'Correlación de propiedades' section contains a grid of dropdown menus for selecting correlation methods for various parameters: Psc (Sutton), Pb (Standing), Co (Vázquez y Beggs), μw (Van Wingen), Tsc (Sutton), Rs (Glaso), cgo (Baker y Swerdloff), Rsw (McCoy), z (Brill y Beggs), Bo (Vázquez y Beggs), Bw (McCain Jr), Cg (Mattar, Brar y Aziz), Bt (Ecuación), Cw (Dodson y Standing), μg (Lee, González y Ea), μod (Beal), μo (Beal), and ogw (Jennings y Newmar). A 'Correccion por inorgánicos' checkbox is present but unchecked. A red sidebar on the left contains buttons for 'Fluidos', 'Yacimiento', 'Pozo', and 'Reporte'. A red header bar at the top contains window control icons.

**Figura 44** Apartado general en la sección fluidos del programa desarrollado.

Ciertas correlaciones son aplicables de acuerdo con las condiciones de interés (sobre todo de la presión de burbuja), en este caso las correlaciones disponibles para  $C_o$ ,  $C_w$  y  $\mu_o$  serán mostradas una vez dichos parámetros han sido calculados en la pestaña PVT Lab.

#### 2.1.2 PVT LAB

En este apartado se realiza el cálculo de las propiedades de los fluidos a una condición única de interés, esto es a una presión y temperatura determinada, de acuerdo con las correlaciones y propiedades digitadas o seleccionadas en el apartado General. Es de notar que el cálculo de la presión de burbuja ( $P_b$ ) requiere de un valor de producción; el GOR, el

cual es digitado en la sección Yacimiento. Aunque este apartado permite una caracterización independiente de los fluidos, si se desea realizar el Análisis Nodal de un pozo con esta caracterización, las condiciones de interés deberán ser las condiciones de yacimiento ( $T_{yac}$  y  $P_{yac}$ ). Dado que el cálculo de las curvas IPR y TPR tomarán como propiedades base los resultados de este apartado.

The screenshot shows the 'PVT Lab' window with the following data:

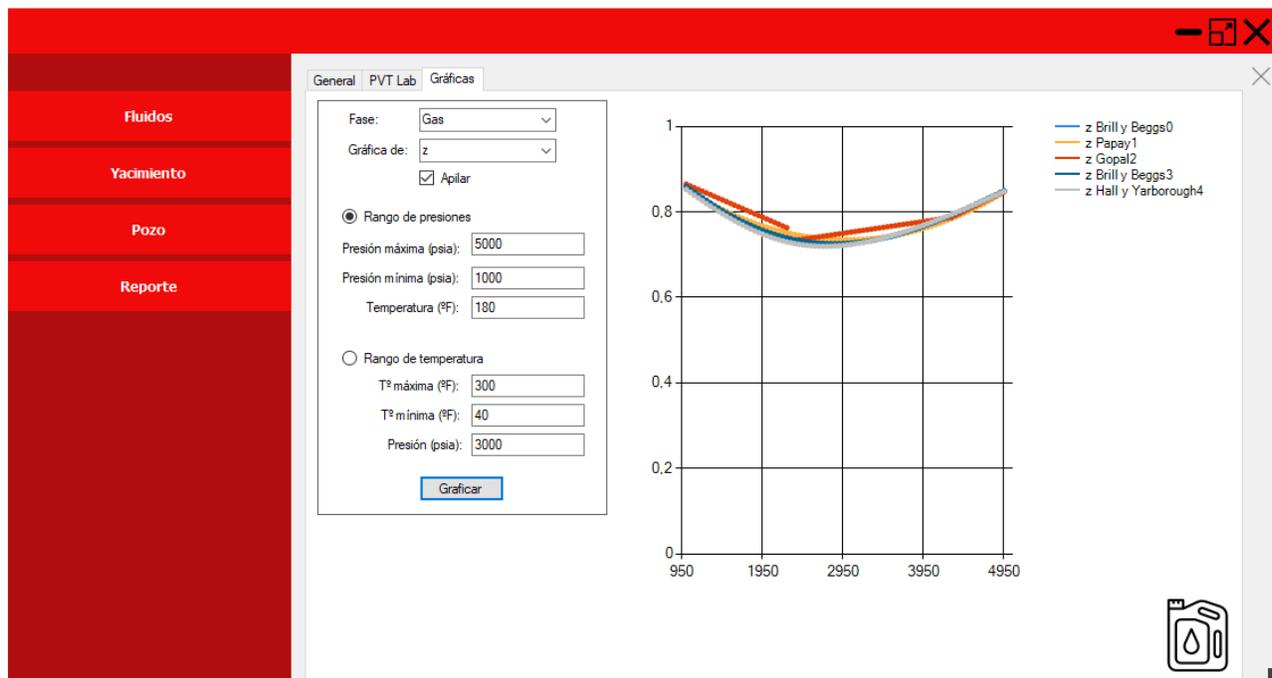
Propiedades de entrada:					
Presión (psia):	3000				
Temperatura (°F):	180				
[Calcular]					
Propiedades de salida:					
Psc (psia):	763.056	Pb (psia):	2238	Salinidad(ppm):	71942.446
Tsc (°F):	382.006	Rs (scf/stb):	373.044	Rsw (scf/stb):	10.322
z:	0.843	Bo (bbl/stb):	1.217	Bw (bbl/stb):	0.997
Bg (ft <sup>3</sup> /scf):	0.005083	Bt (bbl/stb):	1.217	pw (lb/ft <sup>3</sup> ):	65.735
ρg (lb/ft <sup>3</sup> ):	11.262	ρo (lb/ft <sup>3</sup> ):	47.53	Cw (psi <sup>-1</sup> ):	2.84E-06
Cg (psi <sup>-1</sup> ):	0.000315	Co (psi <sup>-1</sup> ):	1.007E-05	μw (cp):	0.361667
μg (cp):	0.021276	μo (cp):	1.336291	ogw (dina/cm):	49.037
		ogo (dina/cm):	3.548		

**Figura 45** Apartado PVT Lab en la sección fluidos del programa desarrollado.

Una vez la presión de burbuja, un parámetro sumamente crítico en el modelamiento de un fluido, ha sido calculada se podrán seleccionar las correlaciones para  $C_o$ ,  $C_w$  y  $\mu_o$  en el apartado General para así realizar el cálculo de estas propiedades.

### 2.1.3 GRÁFICAS

Usualmente para seleccionar la correlación más adecuada para modelar un fluido es necesario realizar una comparación entre estas, así el usuario definirá cual se ajusta más al fluido real. Este apartado permite la representación visual de todas las propiedades para cada fluido bajo 2 condiciones: presión constante en un rango de temperaturas o temperatura constante en un rango de presiones. Las gráficas pueden apilarse entre sí para crear una representación comparativa de las correlaciones seleccionadas en el apartado General para cada propiedad.



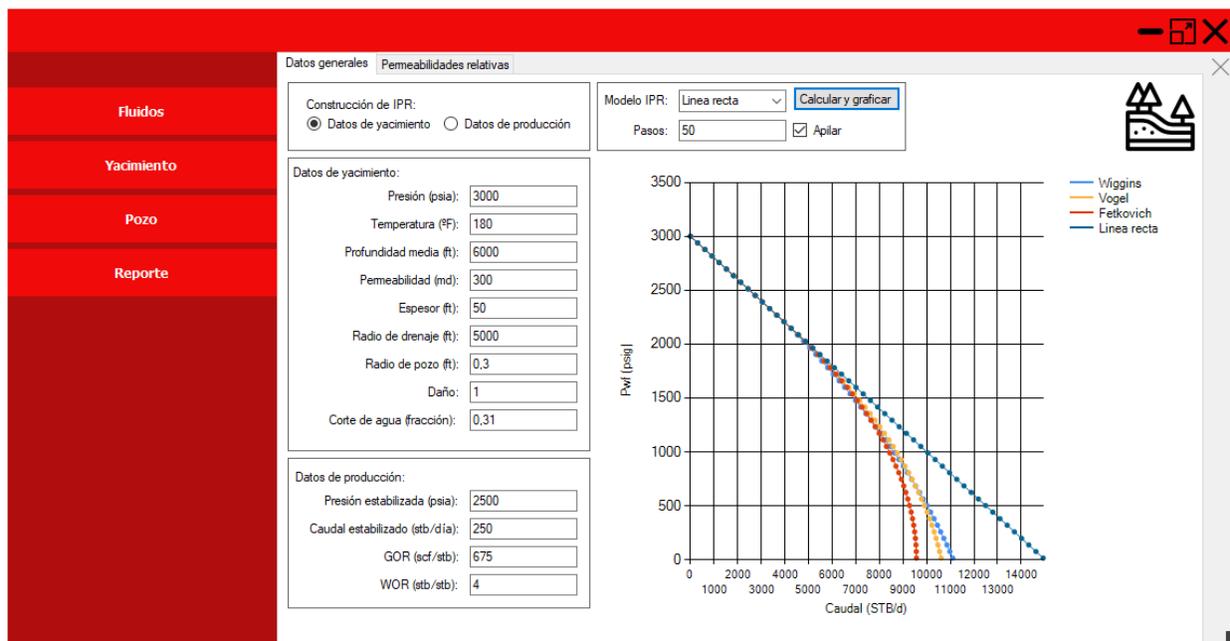
**Figura 46** Apartado gráficas en la sección fluidos del programa desarrollado.

## 2.2 SECCIÓN: YACIMIENTO

En esta sección se digitan y calculan parámetros de producción y de caracterización relacionados al yacimiento. Se subdivide en 2 apartados principales:

### 2.2.1 DATOS GENERALES

En este apartado se calcula la IPR del yacimiento en cuestión, para hacerlo es necesario elegir los modelos aplicables, descritos en el capítulo 1.2 de este documento, de acuerdo con que parámetros se va a construir la gráfica: sea con datos de producción o de yacimiento. Si la construcción de la IPR se realiza con estos últimos es necesario crear o introducir la curva de permeabilidades relativas asociada a ese yacimiento a través del apartado Permeabilidades relativas. De igual manera las curvas IPR pueden ser apiladas entre sí para tener una mayor perspectiva de cual modelo es más acertado.



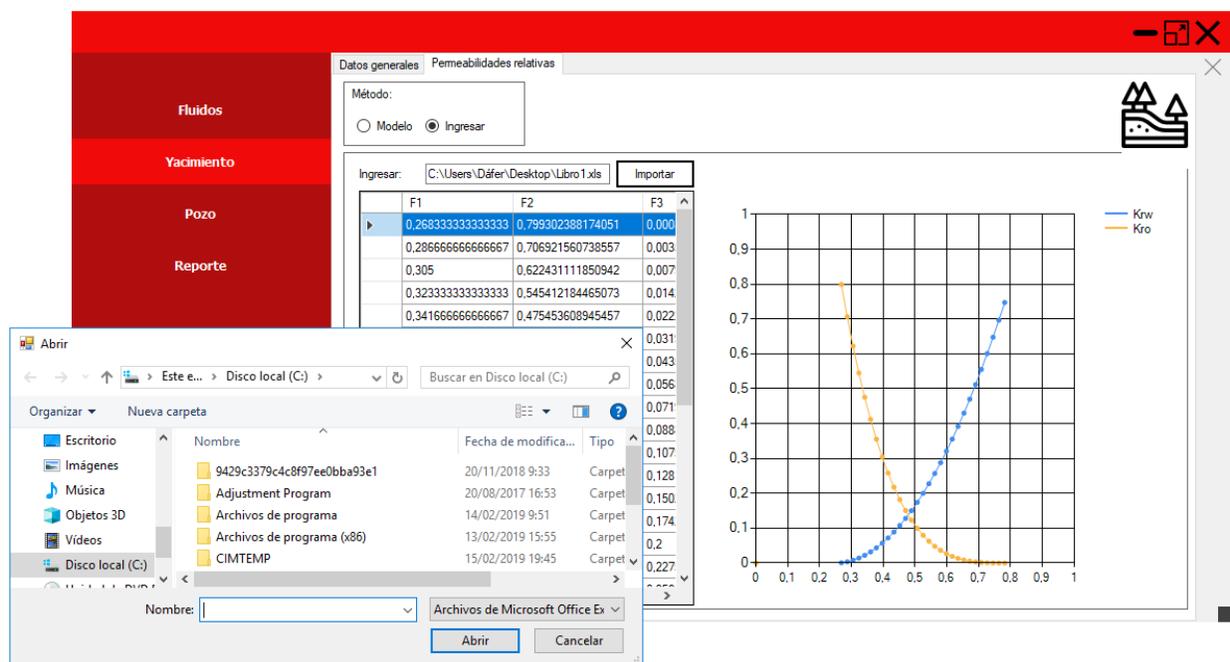
**Figura 47** Apartado datos generales de la sección yacimiento del programa desarrollado.

### 2.2.2 PERMEABILIDADES RELATIVAS:

Las curvas de permeabilidades relativas pueden ser ingresadas o creadas. Si se deciden ingresar, los valores de estas deben ser organizados e importados desde un archivo Excel formato .xls bajo el siguiente formato de tabla de tamaño variable con encabezados a partir de la celda (A,1) en la hoja de nombre “Hojal”:

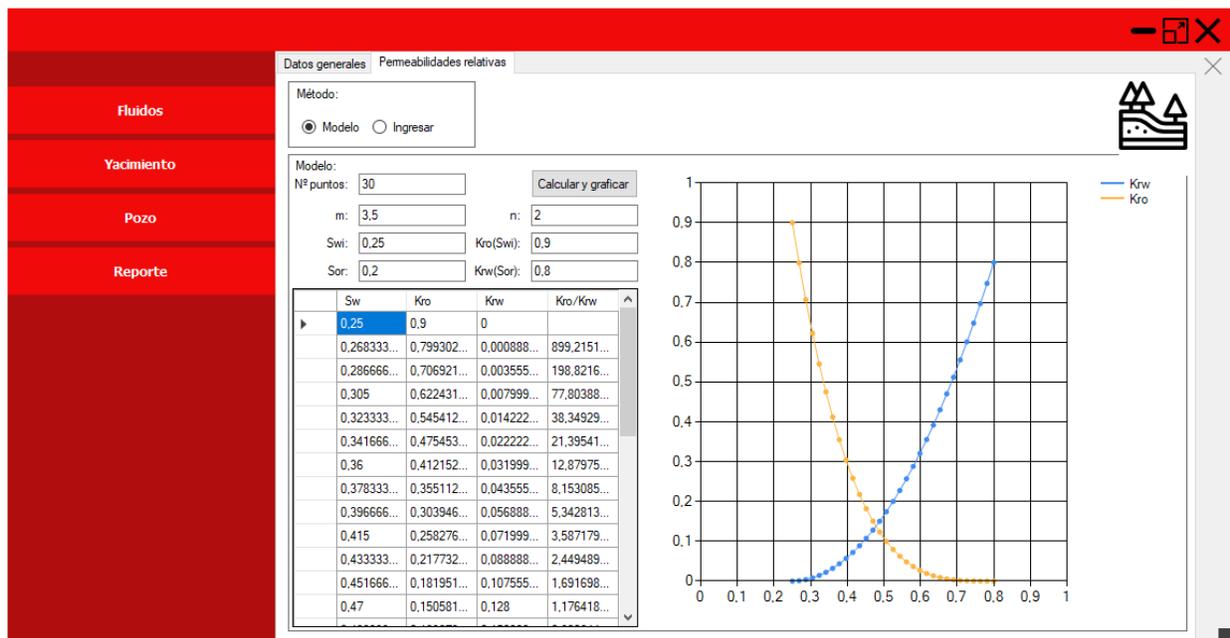
**Tabla 12** Modelo de tabla para ingresar las curvas de permeabilidades relativas en el programa desarrollado.

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$K_{ro}/K_{rw}$
<i>Valor</i>	<i>Valor</i>	<i>Valor</i>	<i>Valor</i>
<i>Valor</i>	<i>Valor</i>	<i>Valor</i>	<i>Valor</i>



**Figura 48** Apartado permeabilidades relativas con el método ingresar en la sección yacimiento del programa desarrollado.

Por el contrario, si las curvas se deciden calcular se deberán insertar valores como el  $S_{or}$ ,  $S_{wi}$ ,  $K_{ro}(S_{wi})$ ,  $K_{rw}(S_{or})$  y los exponentes de cada curva.



**Figura 49** Apartado permeabilidades relativas con el método modelo en la sección yacimiento del programa desarrollado.

## 2.3 SECCIÓN: POZO

En esta sección se agrega la configuración del pozo como la geometría del hueco, estado mecánico y configuración de flujo. Además, se seleccionan los modelos para crear los gradientes de temperatura y presión. Este se divide en 5 apartados:

### 2.3.1 GENERALIDADES

En este apartado se plantea la configuración de flujo (Tubería, anular o ambos) y se seleccionan los modelos descritos en el capítulo 1.4 de este documento y parámetros básicos operativos para la construcción de la curva TPR. Los demás apartados deben de ser completados antes de hacer este cálculo.

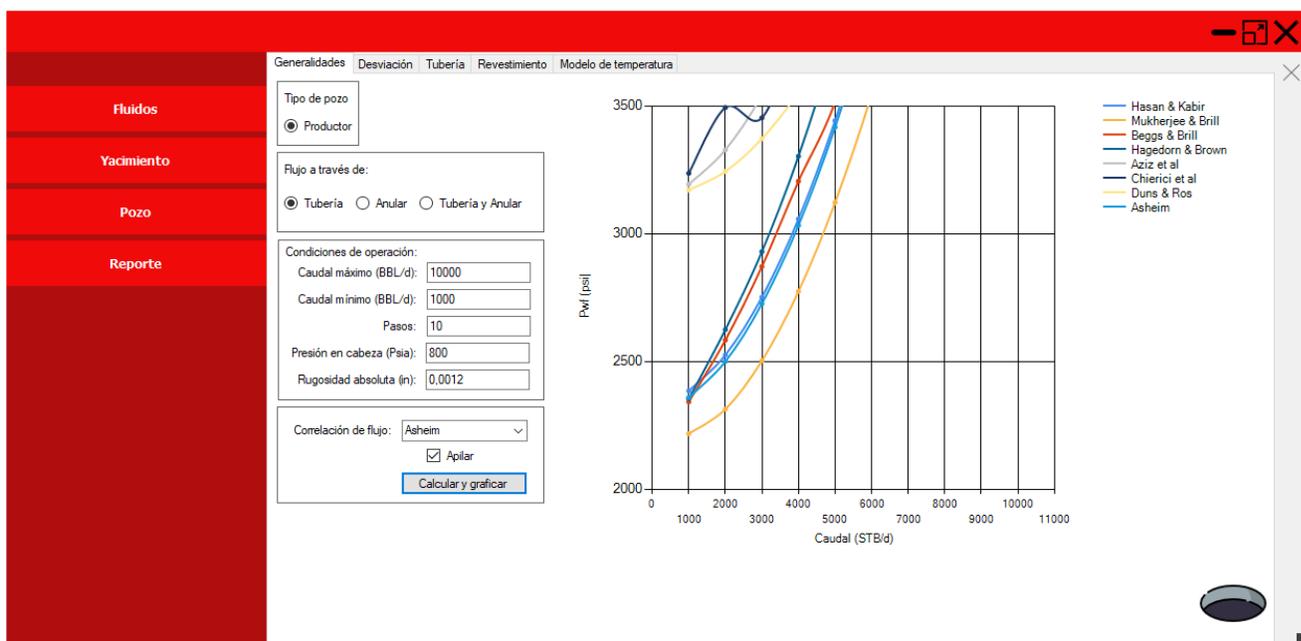
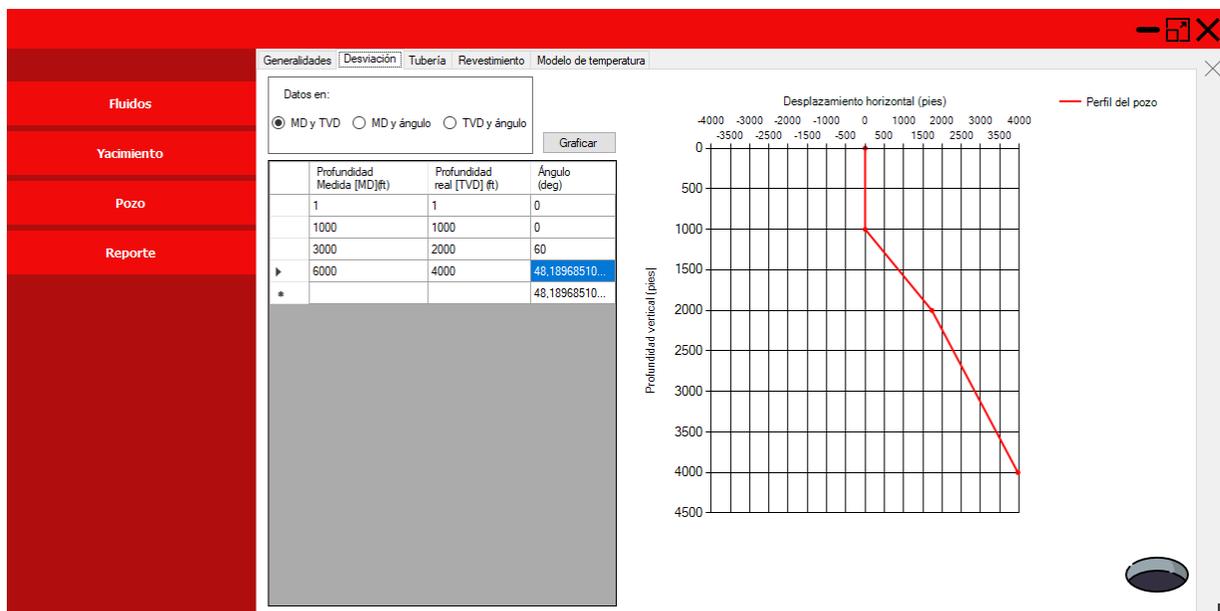


Figura 50 Apartado generalidades en la sección pozo del programa desarrollado.

### 2.3.2 DESVIACIÓN

En este apartado se completa el *Survey* del pozo, existen 3 modalidades para llenar la tabla como una combinación de dos de tres datos: TVD (*true vertical depth*) o profundidad vertical real, MD (*measure depth*) o profundidad medida y el Ángulo de inclinación desde la verticalidad. Cual fuese el método escogido, el dato remanente es calculado por defecto. La cantidad de datos a ingresar está a disposición del usuario, siendo una regla que la profundidad de yacimiento en el apartado Yacimiento nunca puede ser superada en la tablilla de MD. Una vez los datos han sido ingresados, se puede crear la gráfica de desplazamiento del pozo.



**Figura 51** Apartado desviación en la sección pozo del programa desarrollado.

### 2.3.3 TUBERÍA

En este apartado se ingresan las dimensiones de la tubería de producción (Punto inicial y final de profundidad y diámetro externo e interno). El valor de longitud es calculado automáticamente. Siendo regla que la profundidad de yacimiento no puede ser superada en la columna de Punto final de profundidad. El botón información contiene la tabla presentada en el Anexo C de este documento referente a las dimensiones de la tubería API.

Nombre	Punto inicial en profundidad (ft)	Punto final en profundidad (ft)	Longitud del segmento (ft)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
t1	0	1000	1000	5	4.5
t2	1000	3000	2000	4.5	4
t3	3000	6000	3000	4	3.5
**			0		

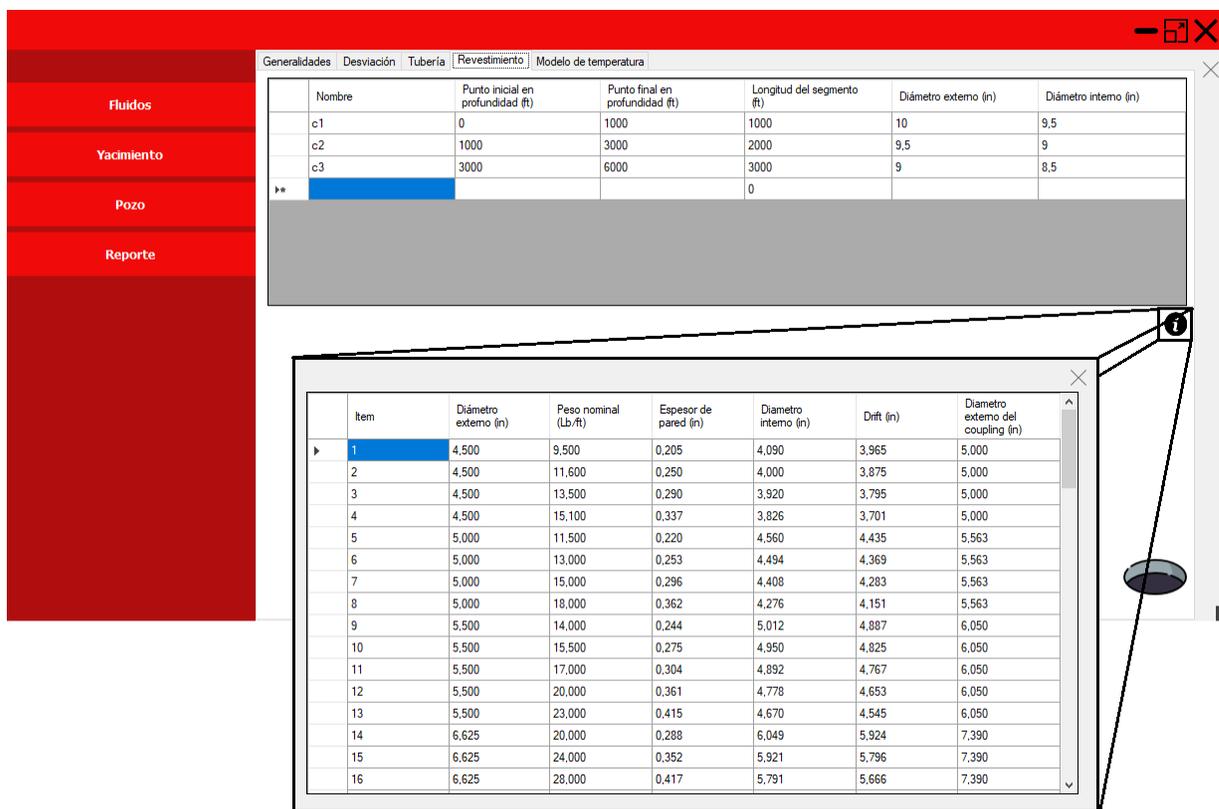
  

Item	Tamaño nominal (in)	Diámetro externo (in)	Peso nominal T&C Non-upset (Lb./ft)	Peso nominal T&C Upset (Lb./ft)	Peso nominal de la junta (Lb./ft)	Grado	Espesor de pared (in)	Diámetro interno (in)
1	0.750	1,050	1,140	1,200		H40	0,113	0,824
2	0.750	1,050	1,140	1,200		J55	0,113	0,824
3	0.750	1,050	1,140	1,200		C75	0,113	0,824
4	0.750	1,050	1,140	1,200		N80	0,113	0,824
5	1.000	1,315	1,700	1,800	1,720	H40	0,133	1,049
6	1.000	1,315	1,700	1,800	1,720	J55	0,133	1,049
7	1.000	1,315	1,700	1,800	1,720	C75	0,133	1,049
8	1.000	1,315	1,700	1,800	1,720	N80	0,133	1,049
9	1.250	1,660			2,100	H40	0,125	1,410
10	1.250	1,660	2,300	2,400	2,330	H40	0,140	1,380
11	1.250	1,660			2,100	J55	0,125	1,410
12	1.250	1,660	2,300	2,400	2,330	J55	0,140	1,380
13	1.250	1,660	2,300	2,400	2,330	C75	0,140	1,380
14	1.250	1,660	2,300	2,400	2,330	N80	0,140	1,380
15	1.500	1,900			2,400	H40	0,125	1,650

Figura 52 Apartado tubería en la sección pozo del programa desarrollado.

### 2.3.4 REVESTIMIENTO

En este apartado se ingresan las dimensiones del revestimiento de producción (Punto inicial y final de profundidad y diámetro externo e interno). El valor de longitud es calculado automáticamente. Siendo regla que la profundidad de yacimiento no puede ser superada en la columna de Punto final de profundidad. El botón información contiene la tabla presentada en el Anexo C de este documento referente a las dimensiones del revestimiento API.



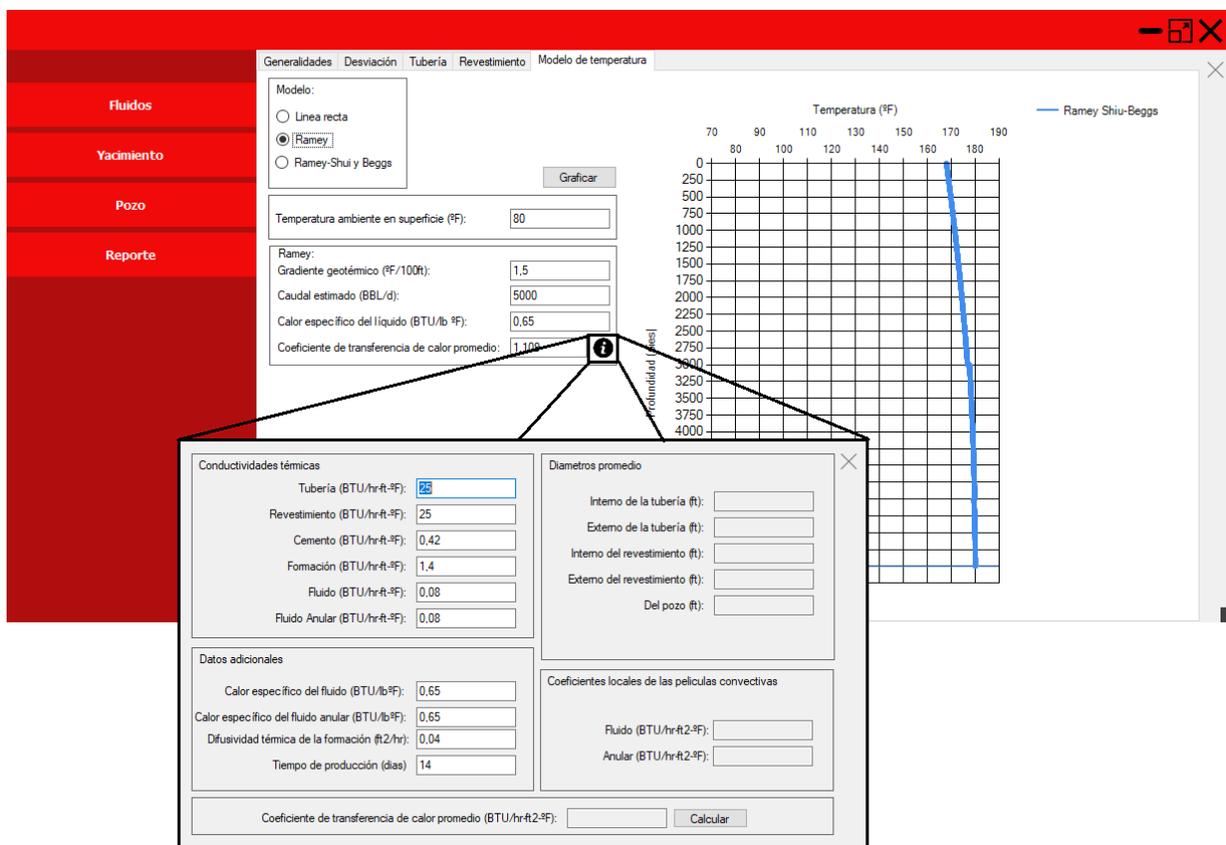
**Figura 53** Apartado revestimiento en la sección pozo del programa desarrollado.

### 2.3.5 MODELO DE TEMPERATURA

En este apartado se configura el perfil de temperatura a lo largo del pozo. El modelo de temperatura puede calcularse una vez se hayan introducido las demás características del pozo. Se programaron 3 modelos de temperatura:

- Modelo lineal: La temperatura de yacimiento decae linealmente hasta la temperatura de superficie.
- Modelo de Ramey: Descrito en la Ecuación 3.52, el término en los corchetes se conoce como el coeficiente promedio de transferencia de calor, este se calcula con una herramienta en el botón información de acuerdo con propiedades térmicas del fluido producido.
- Correlación de Shui-Beggs: Definido en la Ecuación 3.63.

Una vez el modelo es escogido, se puede graficar el perfil de temperatura del pozo.



**Figura 54** Apartado modelo de temperatura en la sección pozo del programa desarrollado.

## 2.4 SECCIÓN: REPORTE

Una vez las curvas TPR e IPR han sido creadas, en esta sección se reporta el Análisis Nodal final del pozo. Se presenta una gráfica con el cruce entre ambas curvas y un estimado de los parámetros concluyentes del análisis; presión del nodo, caudal del nodo y el AOF o caudal máximo, a la derecha de dicha gráfica. El botón refrescar permite la actualización de este reporte cuando cualquier condición que afecte las características del flujo haya sido modificada.

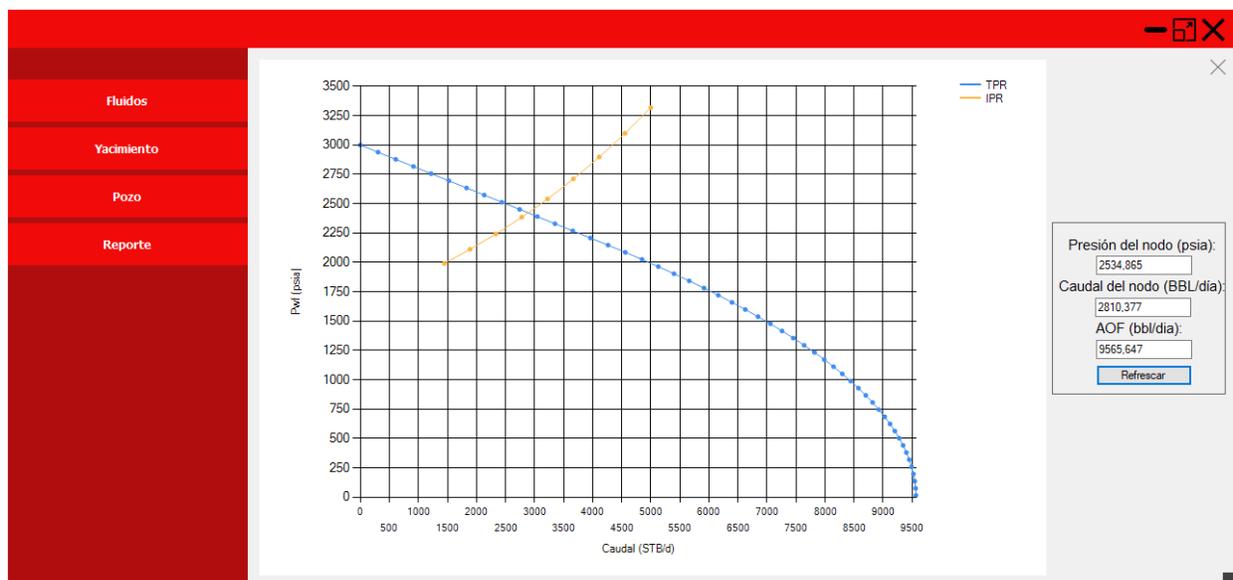


Figura 55 Sección reporte del programa desarrollado.

### 3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para verificar la eficacia el programa desarrollado, se decidió realizar el Análisis Nodal del pozo hipotético llamado USCO-1 caracterizado en la siguiente tabla:

**Tabla 13** Características del pozo USCO-1.

<b>Pozo: USCO-1</b>	
<b>Gravedad API del crudo</b>	30°API
<b>Gravedad específica del gas</b>	0.75
<b>Gravedad específica del agua producida</b>	1.005
<b>Contenido de H<sub>2</sub>S del gas</b>	0.05 fracción
<b>Contenido de CO<sub>2</sub> del gas</b>	0.15 fracción
<b>Contenido de N<sub>2</sub> del gas</b>	0.05 fracción
<b>Presión del yacimiento</b>	5000 psi
<b>Temperatura del yacimiento</b>	180°F
<b>Permeabilidad del yacimiento</b>	150 md
<b>Radio de drenaje</b>	3000 pies
<b>Radio del hueco</b>	0.5 pies (6 pulgadas)
<b>Espesor del yacimiento</b>	50 pies
<b>Daño</b>	1
<b>Corte de agua</b>	0.45 fracción
<b>Profundidad del yacimiento</b>	6000 pies
<b>Presión en cabeza</b>	1000 psi
<b>Flujo a través de</b>	Tubería
<b>Desviación</b>	30°
<b>GOR producido</b>	450 scf/STB

El estado mecánico del pozo se describe en las dos tablas a continuación.

**Tabla 14** Revestimiento del pozo USCO-1.

<b>Revestimiento</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Diámetro interno (pulgadas)</b>	<b>Diámetro externo (pulgadas)</b>
<b>Superficie</b>	3000	8,921	9,625
<b>Liner de producción</b>	6000	6,538	7

**Tabla 15** Tubería del pozo USCO-1.

<b>Tubería</b>	<b>Profundidad final (pies)</b>	<b>Diámetro interno (pulgadas)</b>	<b>Diámetro externo (pulgadas)</b>
<b>Producción</b>	6000	3,548	4

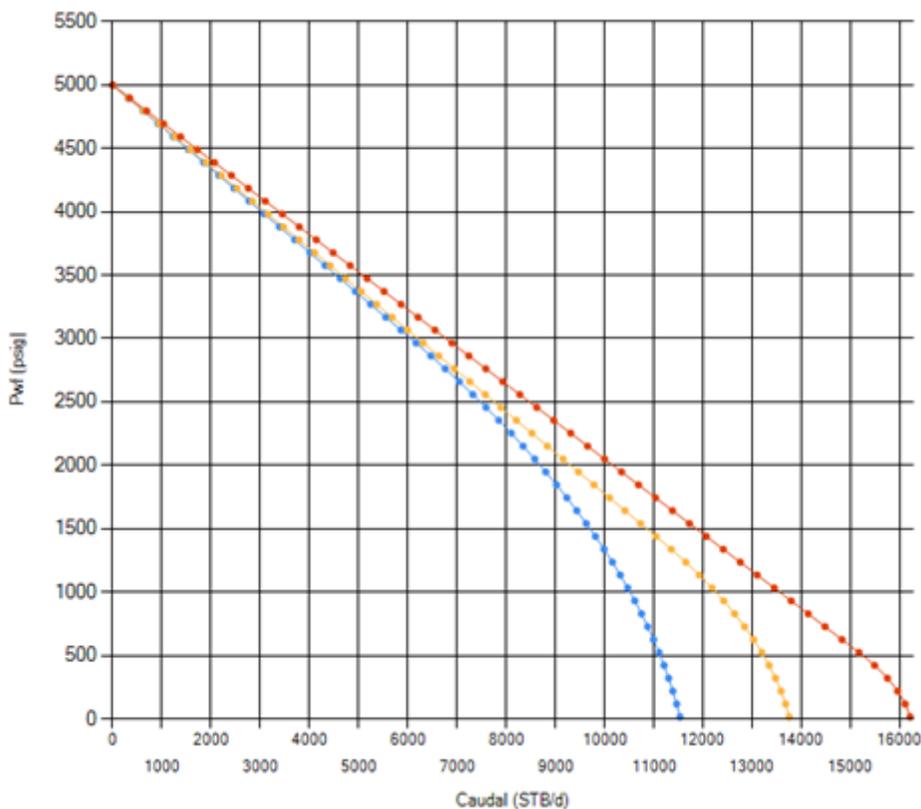
Para este ejemplo se realizará el análisis de sensibilidad en 4 parámetros críticos de modelamiento de manera individual: la gravedad API del crudo, el diámetro interno de la tubería, la presión en cabeza y el corte de agua, así:

**Tabla 16** Parámetros a alterar para análisis de sensibilidad.

Parámetro	Corridas		
	1	Base	2
API°	20	30	40
Diámetro interno de la tubería (pulgadas)	2,875	3,548	3,958
Diámetro externo de la tubería (pulgadas)	3,5	4	4,5
Pwh (psi)	800	1000	1500
Sw (fracción)	0.35	0.45	0.55

### 3.2 GRAVEDAD API

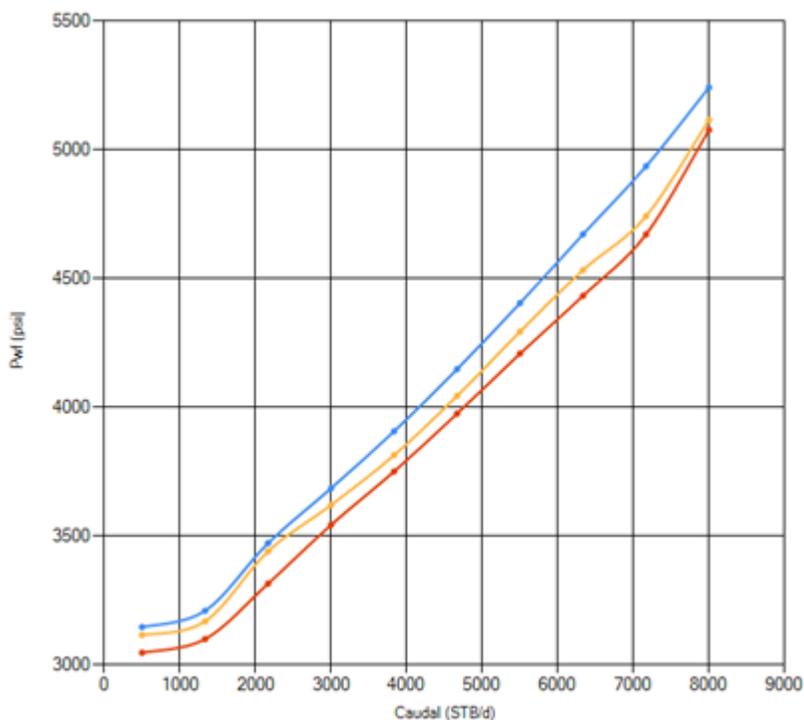
La siguiente gráfica muestra el comportamiento del índice de afluencia del yacimiento (IPR) cuando se varía la gravedad API del crudo en cuestión, cuando el modelo utilizado es el de Vogel.



**Figura 56** Efecto de la gravedad API en la curva IPR.

Las líneas azul, amarilla y roja representan las simulaciones a 20, 30 y 40 °API respectivamente. La gráfica muestra un aumento lineal del índice de afluencia en cuanto se aumenta la gravedad API del crudo. Esto se debe principalmente a que el °API es una medida directa de la calidad del crudo lo cual se traduce en menores viscosidades asociadas a dicha fase, menores relaciones gas/crudo y menores factores volumétricos. Este aumento paulatino de la gravedad API trae consigo un desplazamiento a la derecha de la curva IPR disminuyendo la presión del nodo y aumentando el caudal de líquido.

De igual manera, el comportamiento de la curva TPR es similar al de la curva IPR cuando se dan aumentos constantes de la gravedad API. La siguiente figura refleja este hecho bajo el modelo seleccionado de Beggs y Brill.



**Figura 57** Efecto de la gravedad API en la curva TPR.

En la Figura 57 la curva azul, amarilla y roja representan la simulación a gravedades API de 20, 30 y 40 respectivamente. En general se observa que un incremento en la gravedad API conlleva un desplazamiento a la derecha de la curva, esto es, el sistema requiere menos energía para elevar la columna de fluido. Lo cual implica un incremento en el caudal del nodo y un decremento en la presión del nodo. El reporte del Análisis Nodal en los 3 casos confirma las afirmaciones anteriores.

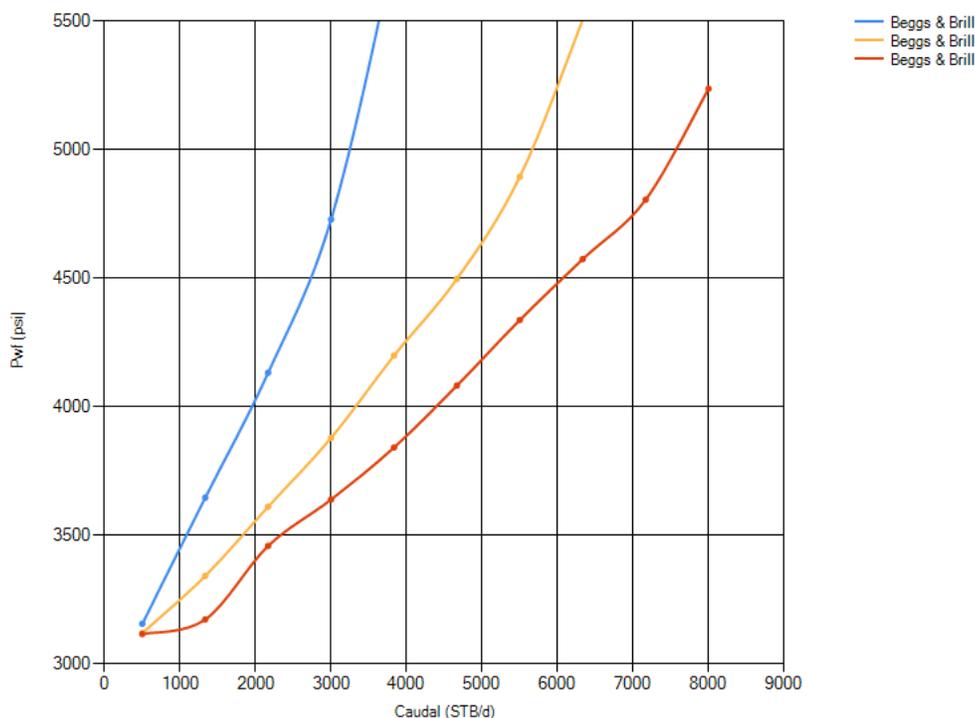
Presión del nodo (psia): <input type="text" value="3959,574"/> Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="3494,186"/> AOF (bbl/día): <input type="text" value="11539,047"/> <input type="button" value="Refrescar"/>	Presión del nodo (psia): <input type="text" value="3899,835"/> Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="3525,33"/> AOF (bbl/día): <input type="text" value="13761,392"/> <input type="button" value="Refrescar"/>	Presión del nodo (psia): <input type="text" value="3917,031"/> Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="3693,241"/> AOF (bbl/día): <input type="text" value="16217,868"/> <input type="button" value="Refrescar"/>
--	---	--

**Figura 58** Reporte del análisis sensibilidad de la gravedad API.

La Figura 58 muestra el reporte del Análisis Nodal del pozo USCO-1 a gravedades API de 20, 30 y 40 respectivamente. La tendencia resulta ser clara: la presión del nodo tiende a disminuir, el caudal del nodo a aumentar y el flujo máximo a aumentar.

### 3.3 DIÁMETRO INTERNO Y EXTERNO DE LA TUBERÍA

Dado que el cambio en el dimensionamiento de la tubería solo afecta la sección aguas arriba del nodo ( $P_{wf}$ ), la curva que verá reflejado los cambios en esta será la TPR. Tomando como base el modelo Beggs y Brill, la Figura 59 demuestra dicho comportamiento.



**Figura 59** Efecto del tamaño de la tubería en la curva TPR.

La anterior figura representa gráficamente las curvas TPR asociadas a:

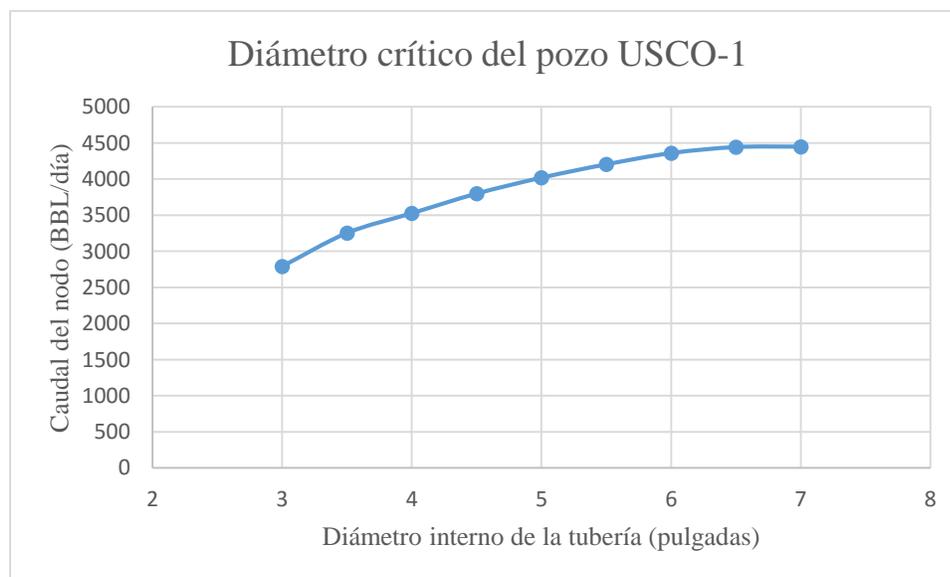
**Tabla 17** Representación esquemática en la Figura 59.

<b>Curva</b>	<b>Azul</b>	<b>Amarilla</b>	<b>Roja</b>
<b>Dti (pulgadas)</b>	2,875	3,548	3,958
<b>Dte (pulgadas)</b>	3,5	4	4,5

De lo anterior se analiza que tuberías de producción pequeñas incurren en un mayor gasto energético para elevar el fluido desde yacimiento, esto ocurre principalmente por mayores pérdidas de fricción (Beggs D. , 2003). Los reportes del Análisis Nodal a valor mayores de diámetros interno de tubería son reportados en la Tabla 18 y su respectiva gráfica en la Figura 60.

**Tabla 18** Determinación del diámetro crítico en el pozo USCO-1.

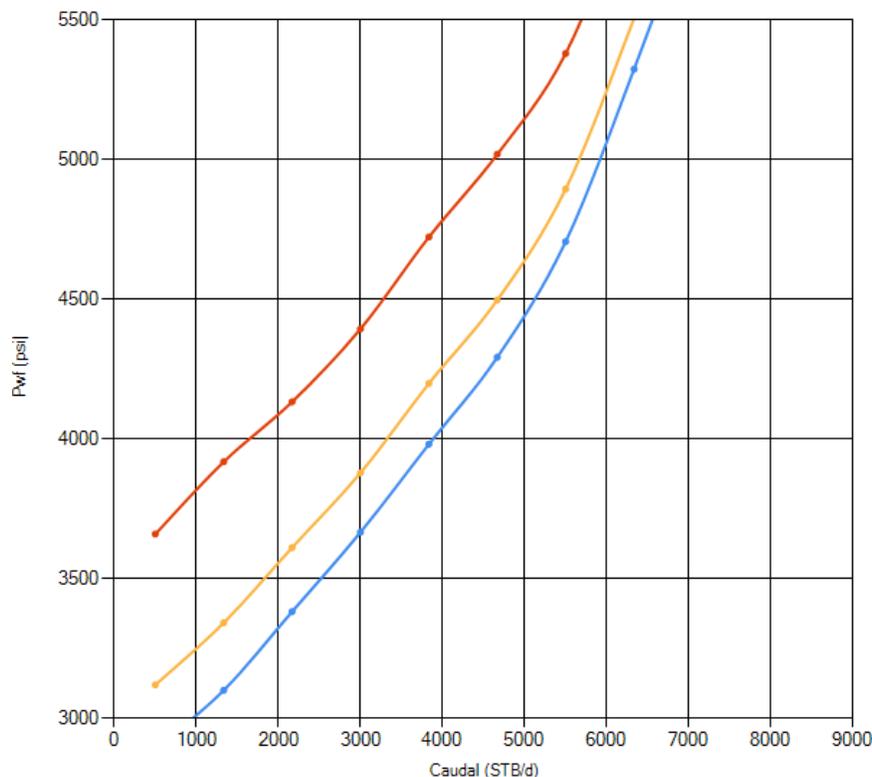
<b>Diámetro interno de la tubería (pulgadas)</b>	<b>Caudal del nodo (BBL/día)</b>	<b>Presión del nodo (psi)</b>
<b>3</b>	2790	4122
<b>3,5</b>	3251	3983
<b>4</b>	3525	3899
<b>4,5</b>	3797	3816
<b>5</b>	4017	3748
<b>5,5</b>	4202	3690
<b>6</b>	4358	3641
<b>6,5</b>	4441	3615
<b>7</b>	4448	3613

**Figura 60** Diámetro crítico del pozo USCO-1.

Tratado en el capítulo 1 de este documento, el diámetro crítico para este sistema de producción resulta estar alrededor de las 6 pulgadas de diámetro interno de la tubería.

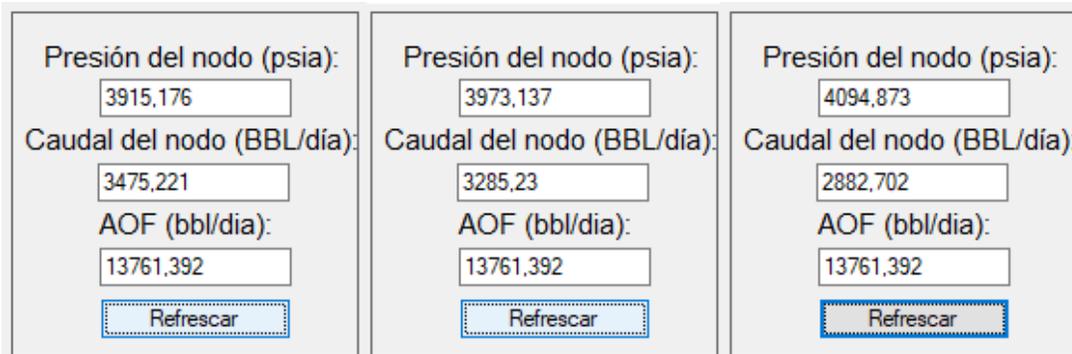
### 3.4 PRESIÓN EN CABEZA

De manera similar al dimensionamiento de la tubería, un cambio en la presión en cabeza ( $P_{wh}$ ) sólo afectara a la curva TPR dado que este punto en concreto se encuentra aguas abajo del nodo de interés. Tomando como base el modelo de Beggs y Brill, la siguiente figura demuestra el comportamiento mencionado.



**Figura 61** Efecto de la presión de cabeza en la curva TPR.

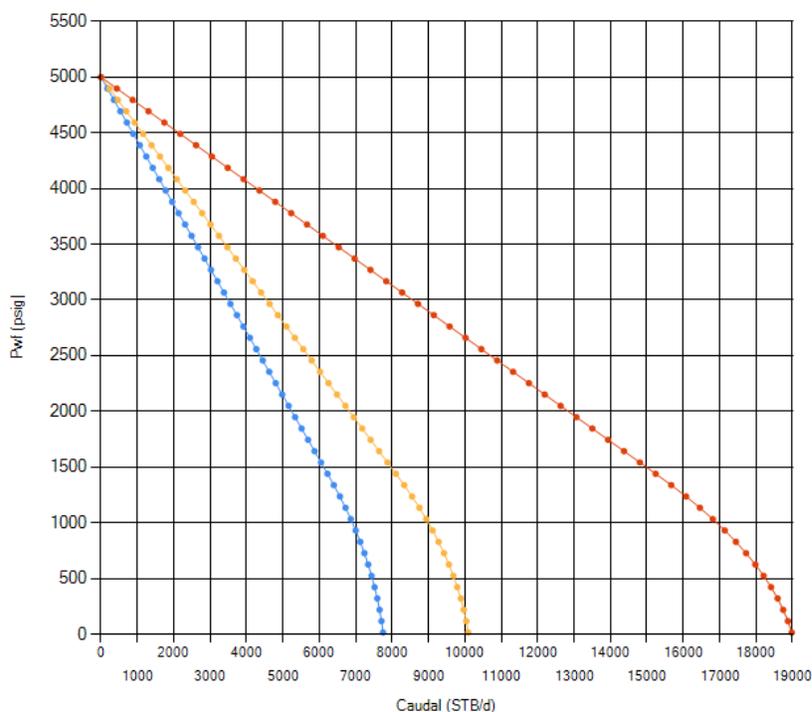
En la Figura 61 las curvas azul, amarilla y roja representan las simulaciones de las presiones en cabeza de 800, 1000 y 1500 psi respectivamente. La única apreciación es una relación lineal de la presión en cabeza y la presión del nodo. A medida que la presión en cabeza es mayor, la curva TPR se desplaza hacia arriba e izquierda, esto es; el sistema de tuberías incurre en un mayor gasto energético para mantenerla. De lo anterior se infiere que a medida que la presión de cabeza aumenta esto trae consigo un decremento en el caudal del nodo y un incremento en la presión del nodo. Los reportes del Análisis Nodal bajo las anteriores condiciones sostienen dicha aseveración.



**Figura 62** Reporte del análisis sensibilidad de la presión en cabeza.

### 3.5 FRACCIÓN DE AGUA

Este factor trae una incidencia sobre la curva IPR, el corte de agua ve su efecto primordial en la alteración de la permeabilidad relativa del crudo y del agua. Su incidencia la determinan las curvas de permeabilidades relativas. Tomando como ejemplo el modelo de Vogel la Figura 63 describe dicho comportamiento.



**Figura 63** Efecto de la fracción de agua en la curva IPR.

La Figura 63 esquematiza 3 curvas IPR; azul, amarilla y roja, que representan la simulación a un corte de agua de 0.35, 0.45 y 0.55 respectivamente. Dado que las curvas de permeabilidades relativas se comportan de manera exponencial, es de esperarse que este comportamiento también lo exhiban las curvas IPR. Un incremento mínimo en la fracción de agua trae un

incremento drástico en el caudal líquido, esto aunado al hecho de que el agua es la fase más móvil a comparación del crudo, lo cual desplaza la curva TPR a la derecha. Entonces, el incremento de la fracción de agua trae consigo un aumento en el caudal del nodo, un aumento en la presión del nodo y el aumento drástico del caudal máximo, tal como lo corroboran los reportes del Análisis Nodal de las condiciones anteriormente mencionadas:

Presión del nodo (psia): <input type="text" value="3471.052"/>	Presión del nodo (psia): <input type="text" value="3719.751"/>	Presión del nodo (psia): <input type="text" value="4191.192"/>
Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="2758.403"/>	Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="3012.845"/>	Caudal del nodo (BBL/día): <input type="text" value="3531.965"/>
AOF (bbl/día): <input type="text" value="7750.901"/>	AOF (bbl/día): <input type="text" value="10092.312"/>	AOF (bbl/día): <input type="text" value="18980.519"/>
<input type="button" value="Refrescar"/>	<input type="button" value="Refrescar"/>	<input type="button" value="Refrescar"/>

**Figura 64** Reporte del análisis sensibilidad de la fracción de agua.

## 4. VALIDACIÓN

Con el fin de comprobar la veracidad de los datos arrojados por el programa diseñado, se realizó una comparación contra un programa de uso comercial: WellFlo 6.1.0.3494 (2015) de Weatherford. Los datos utilizados para ambas simulaciones se encuentran tabulados en las Tablas 13, 14 y 15. A continuación se detallan los resultados de las simulaciones por ambos programas.

### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS:

Los datos y correlaciones ingresadas para el cálculo de las propiedades de los fluidos en WellFlo se muestran en la Figura 65.

**Figura 65** Correlaciones y datos para el cálculo de las propiedades de los fluidos en WellFlo.  
Fuente: WellFlo.

Estos mismos datos y correlaciones fueron utilizados para el programa diseñado, lo demuestra la Figura 66.

**Figura 66** Correlaciones y datos para el cálculo de las propiedades de los fluidos en el programa diseñado.

Así mismo los resultados arrojados para las propiedades de los fluidos, a condiciones de yacimiento, por WellFlo y el programa diseñado se muestran en las Figuras 67 y 68 respectivamente:

Properties In			
Pressure	5000.00	psia	Produced GOR
Temperature	180.0	deg F	450.0000
			SCF/STB
<input type="button" value="Calculate"/>			
Properties Out			
Pb:	2237.78	psia	Rs:
Bo:	1.2328	bbl/STB	450.0000
Uo:	1.3863	cp	SCF/STB
Rho o:	48.0485	lb/ft <sup>3</sup>	Bg:
Sigma o:		dyne/cm	0.0037
			ft <sup>3</sup> /SCF
			Uw:
			0.3239
			cp
			Rho w:
			61.3277
			lb/ft <sup>3</sup>
			Sigma w:
			45.392
			dyne/cm

**Figura 67** Propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento según WellFlo.

Propiedades de entrada:					
Presión (psia):	5000				
Temperatura (°F):	180				
<input type="button" value="Calcular"/>					
Propiedades de salida:					
Psc (psia):	763,056	Pb (psia):	2238	Salinidad(ppm):	7194,245
Tsc (°F):	382,006	Rs (scf/stb):	450,004	Rsw (scf/stb):	18,519
z:	0,919	Bo (bbl/stb):	1,233	Bw (bbl/stb):	0,986
Bg (ft <sup>3</sup> /scf):	0,003324	Bt (bbl/stb):	0,824	ρw (lb/ft <sup>3</sup> ):	63,628
ρg (lb/ft <sup>3</sup> ):	17,223	ρo (lb/ft <sup>3</sup> ):	46,499	Cw (psi <sup>-1</sup> ):	3,23E-06
Cg (psi <sup>-1</sup> ):	0,000129	Co (psi <sup>-1</sup> ):	6,81E-06	μw (cp):	0,361667
μg (cp):	0,031864	μo (cp):	1,311892	σgw (dina/cm):	45,243
		σgo (dina/cm):	-3,233		

**Figura 68** Propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento según el programa diseñado.

La siguiente tabla ofrece la comparación para cada uno de los valores y la desviación porcentual respecto a los valores arrojados por WellFlo:

**Tabla 19** Comparación de propiedades calculadas de los fluidos.

<b>Propiedad</b>	<b>Valor según WellFlo</b>	<b>Valor según el programa desarrollado</b>	<b>% de Error</b>
<b>P<sub>b</sub></b>	2237,78	2238	0,010
<b>B<sub>o</sub></b>	1,2328	1,233	0,016
<b>μ<sub>o</sub></b>	1,3863	1,311	5,432
<b>ρ<sub>o</sub></b>	48,0485	46,499	3,225
<b>R<sub>s</sub></b>	450	450	0,001
<b>B<sub>g</sub></b>	0,0037	0,003324	10,162
<b>μ<sub>g</sub></b>	0,0292	0,031864	9,123
<b>ρ<sub>g</sub></b>	15,3641	17,223	12,099
<b>B<sub>w</sub></b>	1,023	0,986	3,617
<b>μ<sub>w</sub></b>	0,3239	0,3616	11,639
<b>ρ<sub>w</sub></b>	61,3277	63,628	3,751
<b>σ<sub>wg</sub></b>	45,392	45,243	0,328

El máximo error porcentual corresponde a un 12,1% en el valor de la densidad del gas ( $\rho_g$ ) y el mínimo error corresponde a un 0,001% en el cálculo de la relación gas disuelto ( $R_s$ )

#### **4.2 CURVAS IPR Y TPR**

Los modelos escogidos para la construcción de las curvas de influjo y flujo saliente fueron el modelo de Vogel y el modelo de Beggs y Brill respectivamente.

La Figura 69 muestra los valores de construcción básicos en los nodos para la simulación en WellFlo.

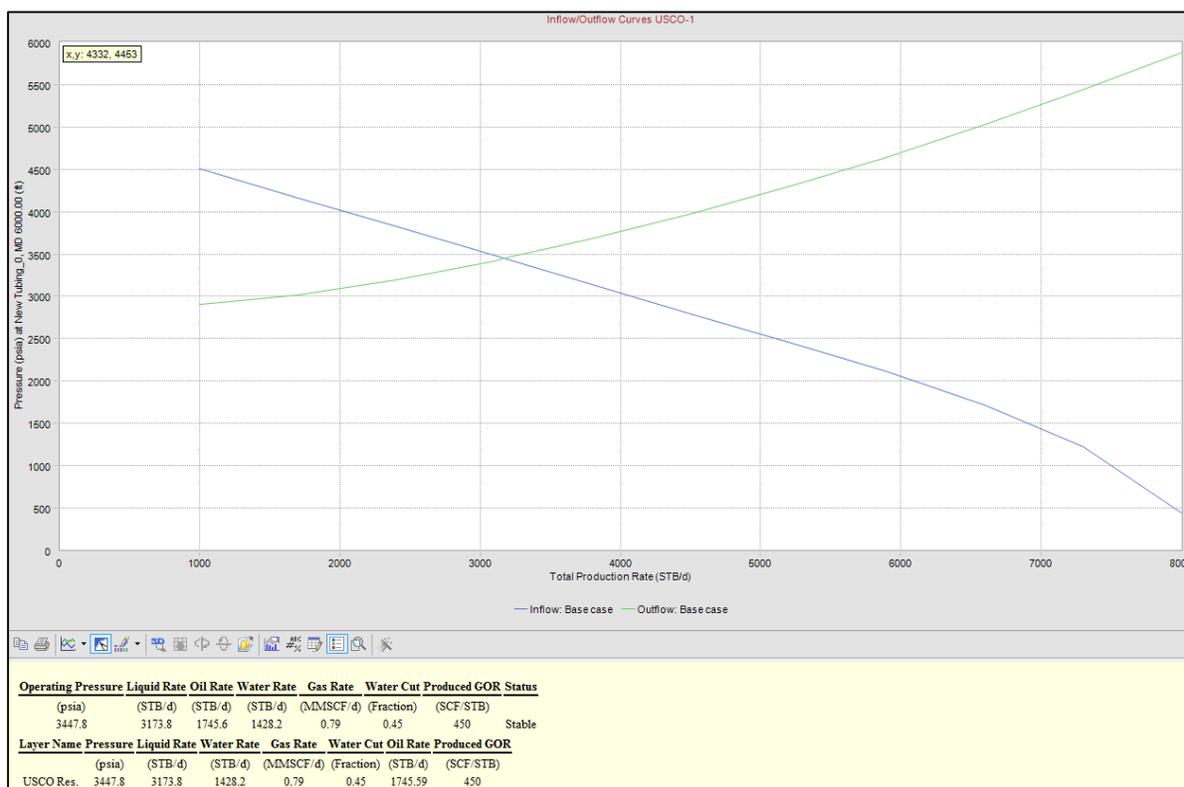
Calculation Nodes			
Operating Node	Node Name @depth	Pressure	Temperature
		psia	deg F
Top Node	Outlet Node	1000.00	
BottomNode	USCO Res. @5000	5000.00	180.0
Solution Node	New Tubing_0 @5000		

Flow Rate		STB/d	
→ Rates	→ % of AOF	AOF 8173.7 STB/d	
Auto-Range			
From	to	Steps	Fill
1	1000.0	8	5900.0
2	1700.0	9	6600.0
3	2400.0	10	7300.0
4	3100.0	11	8000.0
5	3800.0	12	
6	4500.0	13	
7	5200.0	14	

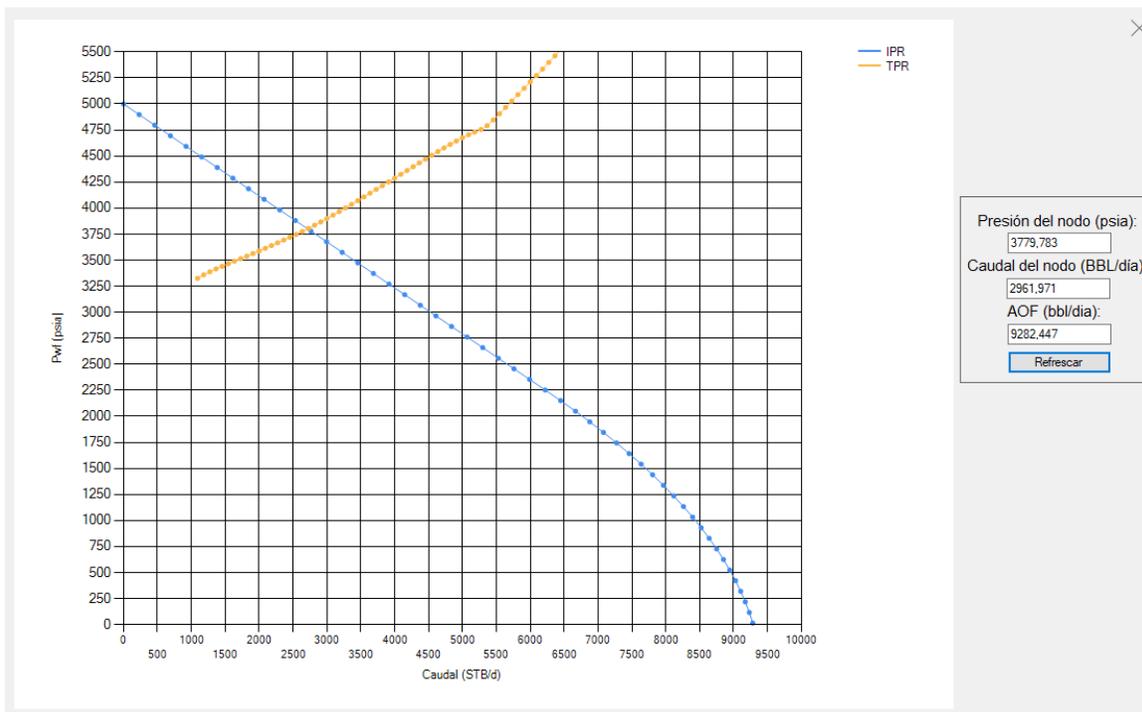
**Figura 69** Parámetros básicos de construcción de las curvas IPR y TPR en WellFlo.

Las curvas calculadas y el punto de operación predicho por WellFlo están representados en la Figura 70.



**Figura 70** Curvas IPR, TPR y punto de operación para el pozo USCO-1 según WellFlo.

Por otro lado, las curvas de influjo y flujo saliente predichas y los parámetros en el punto de operación reportados con el simulador construido son mostrados en la siguiente figura:



**Figura 71** Curvas IPR, TPR y punto de operación para el pozo USCO-1 según el programa desarrollado.

La siguiente tabla muestra una comparación de los resultados por ambos programas:

**Tabla 20** Comparación de los parámetros de operación.

Parámetro	Valor según WellFlo	Valor según el programa desarrollado	% de error
<b>Presión del nodo</b>	3447,8	3779.783	9,62%
<b>Caudal del nodo</b>	3173,8	2961,971	6.67%
<b>Flujo máximo</b>	8173,7	9282,447	13.5%

Lo anterior muestra que el máximo error asociado fue al AOF o flujo máximo (13,5%),

Los valores del caudal y presión del nodo mantuvieron un error no mayor al 10%.

Es de aclarar que, la precisión de los valores de la presión y caudal del nodo reportados por el programa pueden ser aún más afinados con el aumento del número de pasos en las curvas de IPR y TPR, aunque esto traiga consigo un aumento drástico en el tiempo de cálculo de estas.

En general el simulador desarrollado incurre en errores promedio de 6,34% en el modelamiento de los fluidos de producción y un 9% en los modelos de curvas de flujo aguas arriba y aguas abajo del nodo, valores aceptables para su utilización en el modelamiento de flujo en pozos verticales de petróleo *Black oil*.

## CONCLUSIONES

- Se determinó que el programa desarrollado presenta una sensibilidad detallada en el cambio de cualquiera de los parámetros característicos del flujo (gravedad API°, diámetros de tubería, saturaciones de las fases, entre otras).
- Se compararon los resultados arrojados por el simulador de propiedades PVT desarrollado contra el simulador comercial, encontrando que los valores de las propiedades calculadas poseen errores asociados relativamente nulos.
- Se encontró que los errores asociados al reporte del Análisis Nodal (caudal, presión y flujo máximo) poseen errores bajos en comparación con el programa de uso comercial.

## RECOMENDACIONES

1. Las correlaciones usadas para caracterizar el fluido pueden ser ajustadas con datos reales, por ello debería agregarse un método de afinamiento con el fin de asimilar el comportamiento real del fluido.
2. Se podrían agregar más correlaciones y/o modelos para caracterizar propiedades de los fluidos producidos, generar curvas IPR y TPR, para modelar las curvas de permeabilidades relativas
3. Las características del yacimiento podrían ser desglosadas (Inclusión de; el régimen de flujo, área de drenaje y forma del yacimiento) para una mayor certeza en la relación de afluencia del mismo.
4. Se deberían incluir métodos para singularizar el comportamiento de flujo a través del anular.
5. Se podrían incluir métodos de ajuste de los perfiles de presión y temperatura con registros de producción pertenecientes al pozo de interés.
6. Se puede realizar la optimización de la interfaz gráfica del programa, así como de los tiempos de cálculo requeridos en su ejecución.

## REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2019). Oil well performance. En T. Ahmed, *Reservoir engineering handbook* (págs. 484-545). Cambridge: Elsevier Inc.
- Alves, I. N., Alhanati, F. S., & Shoham, O. (1992). A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipe lines. *SPE*, 363.
- Asheim, H. (1986). MONA, an accurate two-phase well flow model based on phase slippage . *SPEPE*, 221.
- Aziz, K., Govier, G., & Fogarasi, M. (1972). Pressure drop in wells producing oil and gas. *J. Cdn. Pet. Tech.*, 11.
- Bánzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo: Universidad del Zulia.
- Baxendell, P. B., & Thomas, R. (1960). The calculation of pressure gradients in high rate flowing wells. *AICHE-SPE Symposium* (pág. 6). Tulsa: Shell.
- Beggs, D. (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. Tulsa: OGCI, Petroskills.
- Beggs, H. D., & Brill, J. P. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. *SPE-AIME*, 11.
- Blasius, H. (1908). *Z. Math. Phys.* 56.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Brown, K., & Beggs, D. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Tulsa: PennWell.
- Caetano, E. F., Shoham, O., & Brill, J. P. (1992). Upward vertical two-phase flow through an annulus, Part I: Single-phase friction factor, Taylor bubble-rise velocity and flow pattern prediction. *J. Energy Res.*, 114.
- Colebrook, C. F. (1939). Turbulent flow in pipes with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipes laws. *J. Inst. Civil engineering*, 11.
- Drew, T. B., Koo, E. C., & McAdams, W. H. (1930). *Trans. AICHE*, 28,56.
- Duns, H., & Ros, N. C. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. *Sixth world Petroleum Congress*, (pág. 451). Tokyo.
- Earlougher, R. C. (1977). Advances in well test analysis . *Society of petroleum engineers*.
- Economides, M., Hill, D., & Ehlig-Economides, C. (1993). *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall.
- Fancher, G. H., & Brown, K. E. (1962). Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing. *Annual fall meeting of SPE* (pág. 11). Los Angeles: The California Oil Co.

- Fetkovich, M. J. (1973). The isochronal testing of oil wells. *SPE 48th annual meeting* . Las Vegas: SPE.
- Gilbert, W. E. (1954). Flowing and gas-lift well performance. *Spring meeting of the Pacific coast district division of production* (pág. 32). Los Angeles: Bataafsche Petroleum Maatschippj.
- Griffith , P., & Wallis, G. B. (1961). Two-phase slug flow. *J Heat transfer*, 83.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). *Petroleum Production Engineering* . Cambridge: Elsevier .
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach*. Elsevier.
- Hagedorn, A. R., & Brown, K. E. (1965). Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *AIME*, 10.
- Hasan, A. R., & Kabir, C. S. (1991). Heat transfer during two-phase flow in wellbores: Part I- Formation Temperature. *SPE Annual technical conference and exhibition* . Dallas.
- Hasan, R., & Kabir, S. (1988). Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE*, 10.
- Klins, M., & Clark, L. (1993). An improved method to predict future IPR curves. *SPE Reservoir Engineering*, 243-248.
- McCain, W. D. (1990). *The properties of petroleum fluids*. Tulsa: PennWell Publishing Company.
- McKeown, J. (2010). *Programming in Visual Basic 2010*. New York: Cambridge University Press.
- Meng, H.-Z. (1982). *Estados Unidos Patente n° 4.442.710*.
- Muskat, M., & Evinger, H. H. (1993). An improved method to predict future IPR curves. *SPE Reservoir Engineering*, 243-248.
- Nikuradse, J. (1933). *Forschungsheft*. 301.
- Nind, T. W. (1987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. Ontario: Limusa.
- Orkiszewski, J. (1967). Predicting two-phase pressure drop in vertical pipes. *JPT*, 240.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Poettmann, F. H., & Carpenter, P. G. (1952). The multiphase flow of gas, oil and water trough vertical flow strings with application to the design of gas lift installations. *Mid continent district* (pág. 61). Wichita: Phillips petroleum company.

- Shiu, K. C., & Beggs, H. D. (1980). Predicting temperatures in flowing wells. *J. Energy Res. Tech.*, 102.
- Snyder, W. A., & Golstein, G. A. (1965). An analysis of fully developed laminar flow in an accetrinc . *AICHE J.*, 11.
- Vogel, J. V. (1968). Inflow performance relationship for solution-gas drive wells. *AIME*, 86-92.
- Wiggins, M. L. (1993). Generalized inflow performance relationship for three phase flow. *SPE production operations symposium* . Oklahoma city: SPE.
- Zigrang, D. J., & Sylvester, N. D. (1985). A review of explicit friction factor equations. *J. Energy Res. Tech.*, 107.

## ANEXOS

## A. FACTORES DE CONVERSIÓN, CONVERSIONES Y CONSTANTES

## 1. Factores de conversión (Brill &amp; Mukherjee, 1999)

## Velocidad

	pie/seg	pie/min	Milla/hr	m/min	km/hr
pie/seg	1	60	0.6818182	18.288	1.09728
pie/min	0.016666 7	1	0.01136364	0.3048	0.01828 8
Milla/hr	1.466667	88	1	26.8224	1.60934 4
m/min	0.054680 6	3.280840	0.03728227	1	0.06
km/hr	0.911344 4	54.68066	0.6213712	16.66667	1

## Energía, Calor, Trabajo, Energía interna, Entalpía

	pie-lb	Kg-metro	BTU (IT)	Kilocaloría (IT)	Hp-hr	Kilowat t-hr	joule (J)
pie-lb	1	0.1382 550	1.2850 68 x 10 <sup>-3</sup>	3.2383 16 x 10 <sup>-4</sup>	5.050 505 x 10 <sup>-7</sup>	3.7661 61 x 10 <sup>-7</sup>	1.355 818
Kg-metro	7.2330 14	1	9.2949 11 x 10 <sup>-3</sup>	2.3422 78 x 10 <sup>-3</sup>	3.653 037 x 10 <sup>-6</sup>	2.7240 70 x 10 <sup>-6</sup>	9.806 650
BTU (IT)	778.16 92	107.58 58	1	0.2519 958	3.930 148 x 10 <sup>-4</sup>	2.9307 11 x 10 <sup>-4</sup>	1055. 056
Kilocaloría (IT)	3088.0 25	426.93 48	3.9683 21	1	1.559 609 x 10 <sup>-3</sup>	1.163 x 10 <sup>-3</sup>	4186 .8
Hp-hr	198000 0	273744 .8	2544.4 34	641.18 65	1	0.7456 999	26845 20.
Kilowat t-hr	265522 4	367097 .8	3412.1 42	859.84 52	1.341 022	1	36000 00.
joule (J)	0.7375 621	0.1019 716	9.4781 71 x 10 <sup>-4</sup>	2.3884 59 x 10 <sup>-4</sup>	3.725 061 x 10 <sup>-7</sup>	2.7777 78 x 10 <sup>-7</sup>	1

## Longitud

	Pulgada	Pie	Yardas	Millas	Milímetros	Metros
Pulgada	1	0.0833333 3	0.0277777 8	1.57828 3 x 10 <sup>-5</sup>	25.4	0.0254
Pie	12	1	0.3333333	1.89393 9 x 10 <sup>-4</sup>	304.8	0.3048
Yardas	36	3	1	5.68181 8 x 10 <sup>-4</sup>	914.4	0.9144

Millas	63360.	5280	1760	1	1609344	1609.34 4
Milímetros	0.0393700 8	3.280840 $\times 10^{-3}$	1.093613 $\times 10^{-3}$	6.21371 $2 \times 10^{-7}$	1	0.001
Metros	39.37008	3.280840	1.093613	6.21371 $2 \times 10^{-4}$	1000	1

### Área

	Pulgadas <sup>2</sup>	Pie <sup>2</sup>	Yardas <sup>2</sup>	Acres	Millas <sup>2</sup>	Metros <sup>2</sup>
Pulgadas <sup>2</sup>	1	6.944444 $\times 10^{-3}$	7.716049 $\times 10^{-4}$	1.594225 $\times 10^{-7}$	2.490977 $\times 10^{-10}$	6.4516 $\times 10^{-4}$
Pie <sup>2</sup>	144	1	0.1111111	2.295684 $\times 10^{-5}$	3.587006 $\times 10^{-8}$	9.290304 $\times 10^{-2}$
Yardas <sup>2</sup>	1296	9	1	2.066116 $\times 10^{-4}$	3.228306 $\times 10^{-7}$	0.8361274
Acres	6272640.	43560.	4840.	1	0.0015625	4046.856
Millas <sup>2</sup>	4014489600	27878400	3097600.	640	1	2589988.
Metros <sup>2</sup>	1550.0031	10.76391	1.195990	2.471054 $\times 10^{-4}$	3.861022 $\times 10^{-7}$	1

### Volumen

	Pulgadas <sup>3</sup>	Pie <sup>3</sup>	Yardas <sup>3</sup>	Litro	Metro <sup>3</sup>	Galón U.S.	Barril (42 U.S. gal)
Pulgadas <sup>3</sup>	1	5.787037 $\times 10^{-4}$	2.143347 $\times 10^{-5}$	0.01638706	1.638706 $\times 10^{-5}$	4.329004 $\times 10^{-3}$	1.030715 $\times 10^{-4}$
Pie <sup>3</sup>	1728	1	0.03703704	28.31685	0.02831685	7.480520	0.1781076
Yardas <sup>3</sup>	46656	27	1	764.5549	0.7645549	201.9740	4.808905
Litro	61.02374	0.03531467	1.307951 $\times 10^{-3}$	1	0.001	0.2641720	6.289810 $\times 10^{-3}$
Metro <sup>3</sup>	61023.74	35.31467	1.307951	1000	1	264.1720	6.289810
Galón U.S.	231.0000	0.1336806	4.951132 $\times 10^{-3}$	3.785412	0.003785412	1	2.380952 $\times 10^{-2}$
Barril (42 U.S. gal)	9702.001	5.614584	0.2079475	158.9873	0.1589873	42	1

### Masa

	Onzas	Libras	Tonelada pequeña	Tonelada grande	Kilogramos	Tonelada métrica
Onzas	1	0.0625	3.125 $\times 10^{-5}$	2.790179 $\times 10^{-5}$	0.02834952	2.834950 $\times 10^{-5}$
Libras	16	1	5 $\times 10^{-4}$	4.464286 $\times 10^{-4}$	0.4535924	4.535924 $\times 10^{-4}$
Tonelada pequeña	32000	2000	1	0.8928571	907.1847	0.9071847
Tonelada grande	35840	2240	1.12	1	1016.047	1.016047
Kilogramos	35.27396	2.204623	1.102311 $\times 10^{-3}$	9.842065 $\times 10^{-4}$	1	0.001
Tonelada métrica	35273.96	2204.623	1.102311	0.9842065	1000	1

## Presión

	kg/cm <sup>2</sup>	kPa	psi	Mm de mercurio (0°C)	Pulgadas de mercurio (32°F)	Pulgadas de agua (39.2°F)	Atmósferas	Milibares
kg/cm <sup>2</sup>	1	98.06650	14.22334	735.561	28.9591	393.712	0.9678411	980.6650
kPa	0.01019716	1	0.1450377	7.50064	0.295301	4.01474	0.009869233	10
psi	0.07030695	6.894757	1	51.7151	2.03603	27.6807	0.06804596	68.94757
Mm de mercurio (0°C)	0.00135951	0.133322	0.0193367	1	0.0393701	0.535253	0.00131579	1.33322
Pulgadas de mercurio (32°F)	0.0345315	3.38638	0.491153	25.4	1	13.5954	0.0334210	33.8638
Pulgadas de agua (39.2°F)	0.00253993	0.249082	0.0361263	1.86827	0.0735541	1	0.00245825	2.49082
Atmósferas	1.033227	101.3250	14.69595	760.002	29.9213	406.794	1	1013.250
Milibares	0.001019716	0.1	0.01450377	0.750064	0.0295301	0.401474	9.869233 x 10 <sup>-4</sup>	1

## 2. Conversiones

Temperatura:

	°K	°C	°F	°R
°K	1	°K-273.15	(1.8*°K)-459.67	1.8*°K
°C	°C+273.15	1	(1.8*°C) +32	1.8*(°C+273.15)
°F	(°F+459.67) /1.8	(°F-32) /1.8	1	°F+459.67
°R	°R/1.8	(°R/1.8)-273.15	°R-459.67	1

Calidad del crudo:

	°API	Ge
°API	1	141.5/(131.5+°API)
Ge	(141.5/Ge)-131.5	1

## 3. Constantes

Constante universal de los gases:

8.31447 KJ/kmol °K
8.31447kPa m <sup>3</sup> /kmol °K
0.0831447bar m <sup>3</sup> /kmol °K
82.05L atm/ kmol °K
1.9858Btu/lbmol °R

1545.37 pie lbf/lbmol °R
10.73psia pie <sup>3</sup> /lbmol °R

Aceleración de la gravedad estándar:

9.80665 m/s <sup>2</sup>
32.174 pie/s <sup>2</sup>

## B. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

### 1. Propiedades del crudo

#### 1.1 Relación Gas disuelto/Petróleo

Denominado  $R_s$  se define como la cantidad de gas (en condiciones estándar) que se disolverían en una unidad de volumen de crudo cuando ambos son llevados a condiciones de yacimiento (Guo, Liu, & Tan, Petroleum Production Engineering , 2017), esto es;

$$R_s = \frac{V_{gas}}{V_{oil}}$$

Donde  $R_s$  = es la relación gas-aceite en solución (scf/STB),  $V_{gas}$  = volumen de gas a condiciones estándar (scf) y  $V_{oil}$  = volumen de crudo a condiciones de tanque (STB).

Las condiciones estándar son definidas a 60°F y 14.7 psi. A una temperatura de yacimiento dada, el  $R_s$  en solución permanece constante en presiones por encima de la presión del punto de burbuja (A este valor se le denomina generalmente el GOR o  $R_s$  máximo) y este mismo cae a medida que la presión decae por debajo de la presión del punto de burbuja:

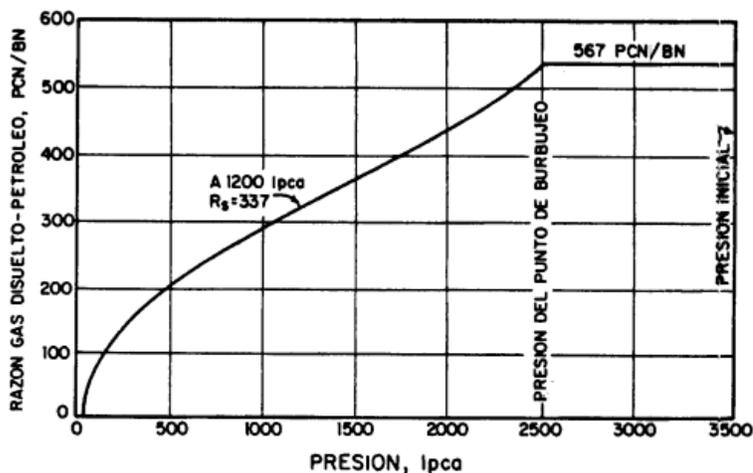


Figura 72 Comportamiento típico de  $R_s$  vs presión (Bánzer, 1996).

El  $R_s$  es medido en laboratorios, existen también correlaciones empíricas basadas en laboratorios PVT, algunas de estas incluyen (Bánzer, 1996):

- Correlación de Standing M. B.
- Correlación de Lasater J. A.
- Correlación de Vásquez M. E. y Beggs H. D.
- Correlación de Glaso O.
- Correlación de la TOTAL C. F. P.
- Correlación de Al-Marhoun M. A.
- Correlación de Dokla M. E. y Osman M. E.

- Correlación de Petrosky G. E. Jr. y Farshad F. F.
- Correlación de Kartoarmodjo T. y Schmidt Z.

Estas correlaciones (véase referencia) dependen generalmente de; la gravedad específica del gas liberado, la gravedad API del crudo, la presión y temperatura de interés. El  $R_s$  se usa como un parámetro base para estimar otras propiedades del fluido como la densidad del crudo.

## 1.2 Densidad del crudo

Se define como la cantidad de masa de crudo por unidad de volumen. Debido al contenido de gas, la densidad del crudo es dependiente de la presión y temperatura. La densidad del crudo a condiciones estándar es evaluada por la gravedad API. La relación entre la densidad a condiciones estándar y la gravedad API está dada bajo la siguiente relación:

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

y

$$\gamma_o = \frac{\rho_{o(s.c.)}}{\rho_w}$$

Donde  $^{\circ}API$  = gravedad API del crudo;  $\gamma_o$  = gravedad específica del crudo;  $\rho_{o(s.c.)}$  = la densidad del crudo a condiciones estándar (lbm/ft<sup>3</sup>);  $\rho_w$  = densidad del agua pura, 62.4lbm/ft<sup>3</sup>.

La densidad del crudo puede ser calculada conociendo sus características mediante:

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

Donde  $\gamma_g$  es la gravedad específica del gas a disuelto en el crudo a condiciones estándar y  $B_o$  es discutido en la siguiente sección.

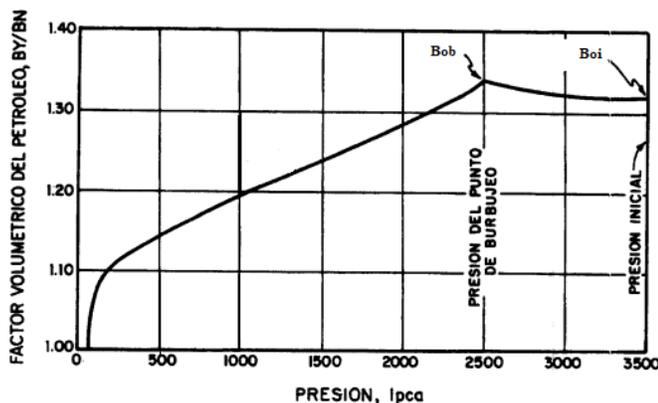
## 1.3 Factor volumétrico del crudo

Se define como el volumen ocupado en el yacimiento a las presiones y temperaturas prevalentes sobre el volumen del crudo en condiciones estándar más su gas disuelto (Guo, Lyons, & Ghalambor, Petroleum Production Engineering A computer-assisted Approach, 2007), esto es:

$$B_o = \frac{V_{res}}{V_{st}}$$

Donde  $B_o$  = factor de volumen de formación del crudo (rb/STB);  $V_{res}$  = volumen del crudo a condiciones de yacimiento (rb);  $V_{st}$  = volumen del crudo a condiciones de tanque (STB).

El factor de volumen del crudo es siempre mayor a 1 dado que el crudo disuelve más gas a condiciones de yacimiento que a condiciones de tanque. A una temperatura de yacimiento dada, el factor de formación del crudo permanece relativamente constante a presiones por encima de la presión de punto de burbuja y decrece inmensamente a medida que la presión cae por debajo de la presión de punto de burbuja:



**Figura 73** Comportamiento típico de  $B_o$  vs presión (Bánzer, 1996).

Por encima de la presión de burbuja el  $B_o$  es principalmente regido por la compresibilidad del crudo  $C_o$ , discutido más adelante. Por debajo de esta, el gas en solución controla fuertemente la variación de  $B_o$ .

El factor de volumen suele ser medido en laboratorios PVT. Existen numerosas correlaciones empíricas basadas en datos de dichos laboratorios, entre ellas (Bánzer, 1996):

- Correlación de Standing M. B.
- Correlación de Vásquez M. E. y Beggs H. D.
- Correlación de Glaso O.
- Correlación de la TOTAL C. F. P.
- Correlación de Al-Marhoun M. A.
- Correlación de Dokla M. E. y Osman M. E.
- Correlación de Petrosky G. E. Jr. y Farshad F. F.
- Correlación de Kartoarmodjo T. y Schmidt Z.

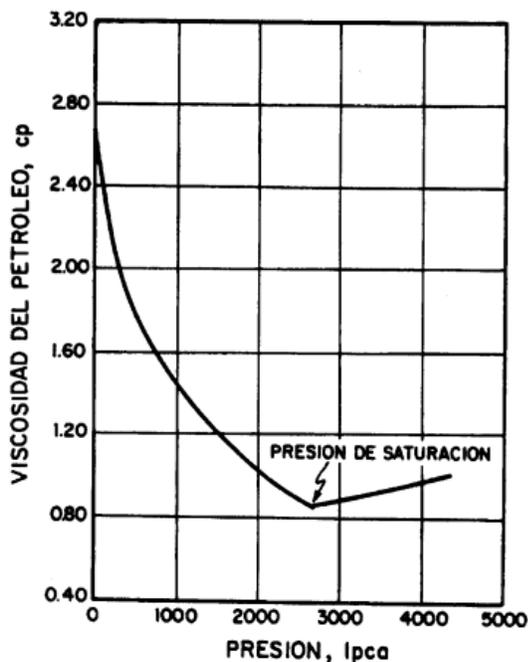
El factor de volumen de crudo es usado de manera frecuente en cálculos volumétricos y la capacidad de un pozo, además, es un parámetro base para la estimación de otras propiedades, tales como la densidad del crudo.

#### 1.4 Viscosidad del crudo

La viscosidad de un fluido es un parámetro empírico para medir la resistencia o fricción interna que ofrecen sus moléculas a moverse (fluir). Existen dos tipos de viscosidades concernientes al crudo:

- A. La viscosidad de crudo sin gas en solución:  $\mu_{od}$ .
- B. La viscosidad de un crudo a determinada presión y temperatura llevando consigo una cantidad de gas  $R_s$ :  $\mu_o$ . Esta a su vez se subdivide en crudos saturados ( $P < P_b$ ) o subsaturados ( $P > P_b$ ).

En ambos casos la temperatura trae consigo un decremento en la viscosidad, no obstante, la presión trae un aumento en el primer parámetro y un decremento en el segundo, ya que, el efecto de la disminución de la viscosidad por la liberación del gas es mayor al efecto de la compresibilidad sobre esta. Una curva típica del comportamiento de la viscosidad del crudo, describiendo lo anterior es:



**Figura 74** Comportamiento típico  $\mu_o$  de vs presión (Bánzer, 1996)-

Los valores de viscosidad del crudo se reportan generalmente en cp (centipoise) o poise:

$$1 \text{ cp} = 0.01 \text{ poise} = 0.001 \text{ Pa} \cdot \text{s} = 6.72 \cdot \frac{10^{-4} \text{ lb}}{\text{pie} \cdot \text{s}}$$

Aunque la viscosidad de crudo es un parámetro que puede ser medido en laboratorios existen diferentes correlaciones para el cálculo de los puntos A y B anteriores (Bánzer, 1996):

- A)  $\mu_{od}$ .
- Correlación de Beal C.
  - Correlación de Beggs H. D. y Robinson J. R.
  - Correlación de Egbogad E. O.

- Correlación de Kartoatmodjo T. y Schmidt Z.
- B)  $\mu_o$  cuando  $P < P_b$
- Correlación de Chew J. N. y Connally C. A. Jr.
  - Correlación de Beggs H. D. y Robinson J. R.
  - Correlación de Kartoatmodjo T. y Schmidt Z.
- C)  $\mu_o$  cuando  $P > P_b$
- Correlación de Beal C.
  - Correlación de Vásquez M. E. y Beggs H. D.
  - Correlación de Kartoatmodjo T. y Schmidt Z.

### 1.5 Compresibilidad isotérmica del crudo

Definida como el cambio fraccional de volumen cuando existe un cambio en presión a temperatura constante, matemáticamente esto es:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Donde T y V son temperatura y volumen respectivamente.

Este valor se ve influenciado fuertemente por el cambio del gas disuelto por debajo del punto de burbuja, matemáticamente esta diferencia es definida como:

A.  $C_o$  cuando  $P > P_b$

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T$$

B.  $C_o$  cuando  $P < P_b$

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_o} \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T$$

De igual manera, múltiples correlaciones han sido desarrolladas para definir los cambios de  $C_o$ , entre ellas (Bánzer, 1996):

- A.  $C_o$  cuando  $P > P_b$
- Correlación de Vásquez M. E. y Beggs H. D.
  - Correlación de Petrosky G. E. Jr. y Farshad F. F.
  - Correlación de Kartoatmodjo T. y Schmidt Z.
- B.  $C_o$  cuando  $P < P_b$
- Correlación de McCain W.D. Jr., Rollins J. B. y Villena-Lanzi A. J.
    - Correlación de Standing M. B.
    - Correlación de Vásquez M. E. y Beggs H. D.

- Correlación de Glaso O.
- Correlación de la TOTAL C. F. P.
- Correlación de Al-Marhoun M. A.
- Correlación de Dokla M. E. y Osman M. E.
- Correlación de Petrosky G. E. Jr. y Farshad F. F.
- Correlación de Kartoarmodjo T. y Schmidt Z.

### 1.6 Tensión superficial

La tensión interfacial (IFT), entre el crudo y gas, es un parámetro importante en los cálculos de flujo multifásico para el diseño de pozo y tuberías. Esta se define como la fuerza por unidad de área entre un líquido y un gas inmiscible (Bánzer, 1996). Para un par de fluidos dados, la IFT es función de la presión y temperatura. Aunque el valor real de la IFT puede ser estimado con pruebas de laboratorio una correlación puede ser utilizada para calcular su valor, por ejemplo (Bánzer, 1996):

- Correlación de Baker O. y Swerdloff W.

## 2. Propiedades del gas natural

### 2.1 Gravedad específica del gas

Se define como la relación entre el peso molecular aparente del gas natural y el aire. El peso molecular del aire es generalmente asumido como 28.97 (~79% nitrógeno y 21% oxígeno). Por ende, la gravedad específica es:

$$\gamma_g = \frac{MW_a}{28.97}$$

Donde  $MW_a$  es el peso molecular aparente del gas, el cual puede ser calculado a partir de la composición molecular del gas. La composición del gas es usualmente determinada en laboratorio y reportada en las fracciones molares de sus componentes. Si  $\gamma_i$  es la fracción molar del componente  $i$ , el peso molecular aparente puede ser entonces formulado mediante la regla de las mezclas, así:

$$MW_a = \sum_{i=1}^{Nc} \gamma_i MW_i$$

Donde  $MW_i$  es el peso molecular del componente  $i$  y  $Nc$  es el número de componentes. La gravedad específica de un gas natural varía generalmente entre 0.55 y 0.9.

### 2.2 Presión y temperatura pseudo-críticas del gas

De manera similar al peso molecular aparente, las propiedades críticas pueden ser calculadas mediante la aplicación de la regla de las mezclas. Las propiedades determinadas de esta manera son llamadas propiedades pseudo-críticas. La presión y temperatura pseudo-críticas del gas se expresan respectivamente como:

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^{Nc} \gamma_i p_{ci}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^{Nc} \gamma_i T_{ci}$$

Donde  $P_{ci}$  y  $T_{ci}$  son la presión y temperatura críticas del componente  $i$  respectivamente.

Si la composición del gas no es conocida pero su gravedad específica si, las propiedades pseudo-críticas pueden ser calculadas de diversas gráficas o correlaciones, tales como (Bánzer, 1996):

- Correlación de Brown G. G., Katz D. L., Oberfell G. G. y Alden R. C.
- Correlación de Sutton R. P.

La aplicación de las propiedades pseudo-críticas es a menudo encontrada en la industria mediante la definición de las propiedades pseudo-reducidas:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

### 2.3 Viscosidad del gas

La viscosidad dinámica ( $\mu_g$ ) en centipoise (cp) es comúnmente la más usada en la ingeniería de petróleos. La viscosidad cinemática ( $\nu_g$ ) aunque no típicamente utilizada, está relacionada con la viscosidad dinámica a través de la densidad del gas ( $\rho_g$ ):

$$\nu_g = \frac{\mu_g}{\rho_g}$$

Si la composición del gas es conocida junto con la viscosidad de sus componentes gaseosos, la regla de las mezclas puede ser aplicada para determinar la viscosidad del gas:

$$\mu_g = \frac{\sum(\mu_{gi} y_i \sqrt{MW_i})}{\sum(y_i \sqrt{MW_i})}$$

La viscosidad del gas es también estimada a partir del uso de gráficas y correlaciones, algunas de estas son (Bánzer, 1996):

- Correlación de Carr N. L., Kobayashi R. y Burrows D. B.
- Correlación de Lee A. L., González M. H. y Eakin B. E.

#### 2.4 Factor de compresibilidad del gas

También llamado *factor de desviación* o el *factor z*. Su valor revela que tanto el gas real se desvía del comportamiento ideal a una presión y temperatura dada. La definición del factor de compresibilidad esta dado por:

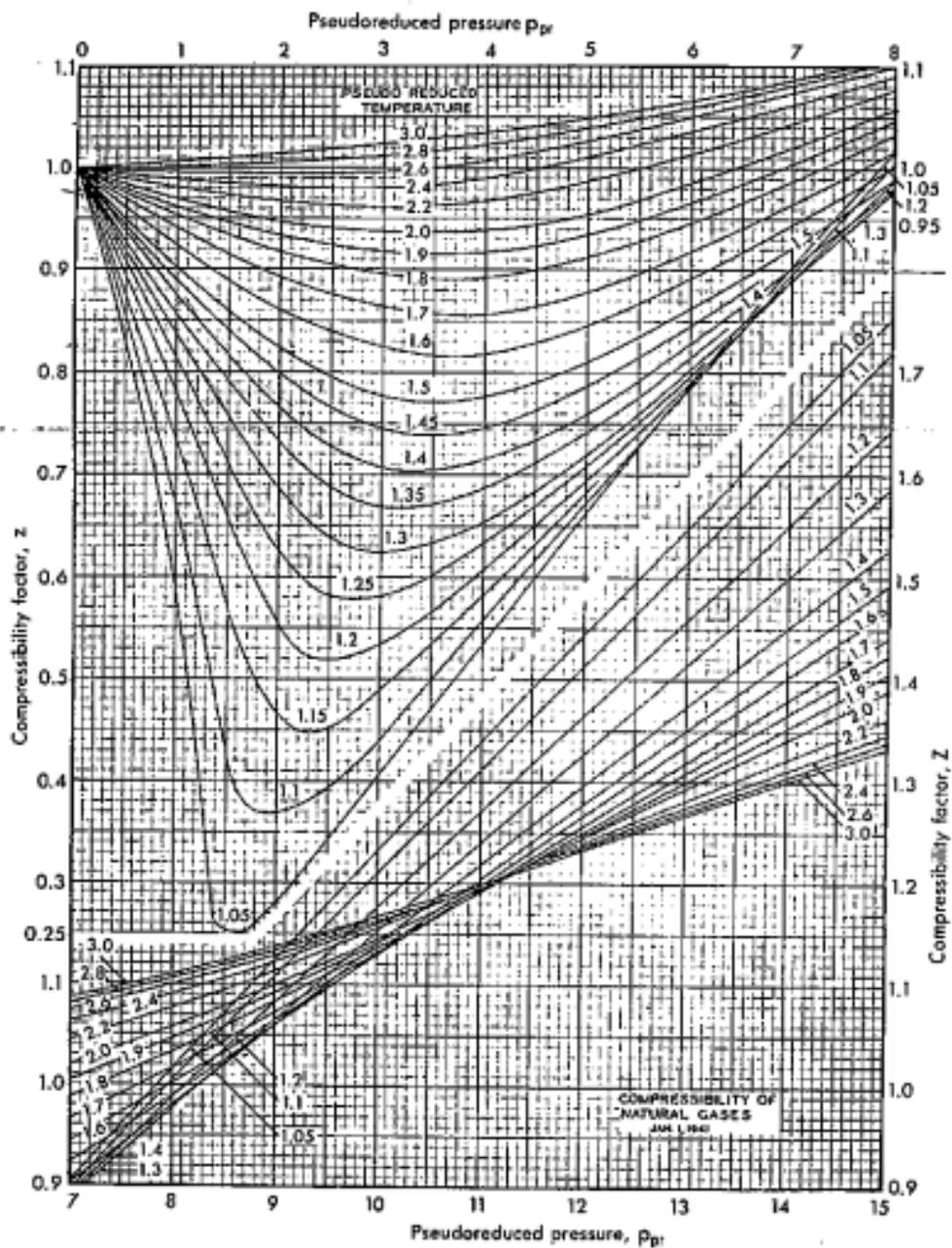
$$z = \frac{V_{actual}}{V_{gas\ ideal}}$$

La introducción del factor  $z$  en la ley de los gases ideales resulta en la ley de los gases reales:

$$pV = nzRT$$

Donde  $n$  es el número de moles del gas y  $R$  es la constante que puede ser encontrada en el Anexo A de acuerdo con las unidades de las demás variables.

A menudo el factor  $z$  de los gases naturales es estimado utilizando la gráfica desarrollada por Standing y Katz (Bánzer, 1996):



**Figura 75** Factor de compresibilidad  $z$  según Standing y Katz (Bánzer, 1996).

Dada su alta confiabilidad y para efectos de su cálculo respectivo, han surgido diferentes métodos para ajustar las curvas creadas por Standing y Katz, entre estos tenemos (Bánzer, 1996):

- Método de Sarem A. M.
- Método de Papay J.

- Método de Hall K. R. y Yarborough L.
- Método de Brill J. P. y Beggs H. D.
- Método de Dranchuk P. M., Purvis R. A. y Robinson D. B.
- Método de Dranchuk P. M. y Abou-Kassem J. H.
- Método de Gopal V. N.

## 2.5 Densidad del gas

Dado que el gas es compresible, su densidad depende de la presión y temperatura. La densidad del gas puede ser determinada mediante el uso de la ley de los gases reales:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{MW_a p}{zRT}$$

Donde  $m$  es la masa del gas y  $\rho_g$  es la densidad del gas. Tomando el peso molecular del aire como 29 y R como  $10.73 \frac{\text{psia-ft}^3}{\text{mol-R}}$  la ecuación puede ser arreglada como:

$$\rho_g = \frac{2.7\gamma_g p}{zT}$$

## 2.6 Factor de formación de volumen del gas

Este se define como la relación del volumen del gas a condiciones de yacimiento y el volumen del mismo gas a condiciones estándar, esto es:

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{p_{sc}}{p} \frac{T}{T_{sc}} \frac{z}{z_{sc}} = 0.0283 \frac{zT}{p}$$

Donde las unidades del factor de formación del gas  $B_g$  son  $\text{ft}^3/\text{scf}$ , si se desea expresar en  $\text{rb}/\text{scf}$  la ecuación toma la forma de:

$$B_g = 0.00504 \frac{zT}{p}$$

Otra forma de expresar este parámetro es utilizando el factor de expansión del gas, que en  $\text{scf}/\text{ft}^3$ , se define como:

$$E_g = \frac{1}{B_g} = 35.3 \frac{p}{zT}$$

O en  $\text{scf}/\text{rb}$ :

$$E_g = 198.32 \frac{p}{zT}$$

## 2.7 Compresibilidad isotérmica del gas

Matemáticamente esta se define como:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Dado que la ley de los gases reales plantea que  $V = \frac{nzRT}{P}$ :

$$\left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = nRT \left( \frac{1}{p} \frac{\partial z}{\partial p} - \frac{z}{p^2} \right)$$

Reemplazando las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p}$$

Dado que el segundo término es siempre de menor cuantía, la compresibilidad del gas es aproximadamente igual al recíproco de la presión en sistemas ideales. Algunas correlaciones fueron desarrolladas para predecir el comportamiento de  $C_g$ , una de estas es (Bánzer, 1996):

- Método de Mattar L., Brar G. S. y Aziz K.

### 3. Propiedades del agua de formación

#### 3.1 Densidad, gravedad específica y salinidad.

La densidad del agua pura ( $H_2O$ ) es de  $62.4 \text{ lb/ft}^3$  a condiciones estándar, la densidad del agua producida es generalmente mayor dado que contiene impurezas, en su mayoría sales. La gravedad específica del agua se define como la relación entre la densidad del agua producida y la densidad del agua pura. En términos prácticos, la densidad del agua, la gravedad específica y la salinidad son recíprocas, dado que su relación depende del tipo de sal disuelto en el agua. Para salmueras típicas asociadas a crudos, McCain W.D. (McCain, 1990) provee la siguiente correlación:

$$\rho_w = 62.4 + 0.48C_s$$

Donde  $\rho_w$  = densidad del agua ( $\text{lb/ft}^3$ ) y  $C_s$  el contenido total de sólidos disueltos (%).

#### 3.2 Viscosidad del agua

La viscosidad del agua depende de su salinidad, el contenido de gas disuelto, presión y temperatura. Siendo esta última la más influyente. Para salmueras típicas asociadas a crudos las siguientes correlaciones se podrían utilizar para estimar los valores de viscosidad (Bánzer, 1996):

- Correlación de Van Wingen N.
- Correlación de Matthews C. S. y Russel D. G.
- Correlación de McCain W. D. Jr.
- Correlación de McCoy R. L.

### 3.3 Factor volumetrico del agua

Al igual que el crudo, el factor de formación de volumen del agua producida es igual a la relación entre el volumen ocupado a condiciones de yacimiento y el volumen ocupado por el agua a condiciones de superficie, de otra manera:

$$B_w = \frac{V_{res}}{V_{st}}$$

Donde  $B_w$ = factor de formación de volumen del agua (rb/STB),  $V_{res}$ = volumen del agua a condiciones de yacimiento (rb) y  $V_{st}$ =volumen del agua a condiciones de superficie (STB).

Para las salmueras comunes en yacimientos de crudo, el factor de volumen es muy cercano a 1. Algunas correlaciones permiten su estimación, por ejemplo (Bánzer, 1996):

- Correlación de McCain W. D. Jr.
- Correlación de McCoy R. L.

### 3.4 Compresibilidad isotérmica del agua

Definida analíticamente como:

$$c_w = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

La compresibilidad del agua es generalmente medida en laboratorios con valores en el orden de  $10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ . La compresibilidad del agua también puede ser estimada por correlaciones, entre ellas (Bánzer, 1996):

- Correlación de Dodson C. R. y Standing M. B.
- Correlación de Osif T. L.
- Correlación de Ramey H. J. Jr.

### 3.5 Tensión superficial

La IFT entre el agua y una fase gaseosa depende fuertemente de la temperatura y ligeramente de la presión, la siguiente correlación permite determinar el valor de la tensión superficial en sistema agua-gas (Bánzer, 1996):

- Correlación de Jennings H. Y. y Newman G. H.

### C. PROPIEDADES DEL REVESTIMIENTO Y TUBERÍA

Tabla 21 Características del revestimiento API. (Brill & Mukherjee, 1999)

Diámetro externo (pulgadas)	Peso nominal (lb/pie)	Espesor de pared (pulgadas)	Diámetro interno (pulgadas)	<i>Drift</i> (pulgadas)	Diámetro externo del <i>Coupling</i> (pulgadas)
4 1/2	9,50	0,205	4,090	3,965	5,000
	11,60	0,250	4,000	3,875	5,000
	13,50	0,290	3,920	3,795	5,000
	15,10	0,337	3,826	3,701	5,000
5	11,50	0,220	4,560	4,435	5,563
	13,00	0,253	4,494	4,369	5,563
	15,00	0,296	4,408	4,283	5,563
	18,00	0,362	4,276	4,151	5,563
5 1/2	14,00	0,244	5,012	4,887	6,050
	15,50	0,275	4,950	4,825	6,050
	17,00	0,304	4,892	4,767	6,050
	20,00	0,361	4,778	4,653	6,050
6 5/8	23,00	0,415	4,670	4,545	6,050
	20,00	0,288	6,049	5,924	7,390
	24,00	0,352	5,921	5,796	7,390
	28,00	0,417	5,791	5,666	7,390
5 1/2	32,00	0,475	5,675	5,550	7,390
	14,00	0,244	5,012	4,887	6,050
	15,50	0,275	4,950	4,825	6,050
	17,00	0,304	4,892	4,767	6,050
6 5/8	20,00	0,361	4,778	4,653	6,050
	23,00	0,415	4,670	4,545	6,050
	20,00	0,288	6,049	5,924	7,390
	24,00	0,352	5,921	5,796	7,390
7	28,00	0,417	5,791	5,666	7,390
	32,00	0,475	5,675	5,550	7,390
	17,00	0,231	6,538	6,413	7,656
	20,00	0,272	6,456	6,331	7,656
7	23,00	0,317	6,366	6,241	7,656
	26,00	0,362	6,276	6,151	7,656
	29,00	0,408	6,184	6,059	7,656
	32,00	0,453	6,094	5,969	7,656
	35,00	0,498	6,004	5,879	7,656
	38,00	0,540	5,920	5,795	7,656

	24,00	0,300	7,025	6,900	8,500
	26,40	0,328	6,969	6,844	8,500
7 5/8	29,70	0,375	6,875	6,750	8,500
	33,70	0,430	6,765	6,640	8,500
	39,00	0,500	6,625	6,500	8,500
	24,00	0,264	8,097	7,972	9,625
	28,00	0,304	8,017	7,892	9,625
	32,00	0,352	7,921	7,796	9,625
8 5/8	36,00	0,400	7,825	7,700	9,625
	40,00	0,450	7,715	7,600	9,625
	44,00	0,500	7,625	7,500	9,625
	49,00	0,557	7,511	7,386	9,625
	32,30	0,312	9,001	8,845	10,625
	36,00	0,352	8,921	8,765	10,625
9 5/8	40,00	0,395	8,835	8,679	10,625
	43,50	0,435	8,755	8,599	10,625
	47,00	0,472	8,681	8,525	10,625
	53,50	0,545	8,535	8,379	10,625
	32,75	0,279	10,192	10,036	11,750
	40,50	0,350	10,050	9,894	11,750
	45,50	0,400	9,950	9,794	11,750
10 3/4	51,00	0,450	9,850	9,694	11,750
	55,50	0,495	9,760	9,604	11,750
	60,70	0,545	9,660	9,504	11,750
	65,70	0,595	9,560	9,404	11,750
	42,00	0,333	11,084	10,928	12,750
11 3/4	47,00	0,375	11,000	10,844	12,750
	54,00	0,435	10,880	10,724	12,750
	60,00	0,489	10,772	10,616	12,750
	48,00	330,000	12,715	12,559	14,375
	54,50	380,000	12,615	12,459	14,375
13 3/8	61,00	0,430	12,515	12,359	14,375
	68,00	0,480	12,415	12,259	14,375
	72,00	0,514	12,347	12,191	14,375
	65,00	0,375	15,250	15,062	17,000
16	75,00	0,438	15,124	14,936	17,000
	84,00	0,495	15,010	14,822	17,000
18 5/8	87,50	0,435	17,755	17,567	19,625
	94,00	0,438	19,124	18,936	21,000
20	106,50	0,500	19,000	18,812	21,000
	133,00	0,635	18,730	18,542	21,000

Tabla 22 Características de la tubería API. (Brill &amp; Mukherjee, 1999)

Tamaño de tubería		Peso nominal			Grado	Espesor de pared (pulgadas)	Diámetro interno (pulgadas)
Nominal (pulgadas)	Diámetro externo (pulgadas)	<i>T &amp; C Non-Upset</i> (lb/pie)	<i>T &amp; C Upset</i> (lb/pie)	<i>Integral Joint</i> (lb/pie)			
3/4	1,050	1,14	1,20	-	H40	0,113	0,824
	1,050	1,14	1,20	-	J55	0,113	0,824
	1,050	1,14	1,20	-	C75	0,113	0,824
	1,050	1,14	1,20	-	N80	0,113	0,824
1	1,315	1,70	1,80	1,72	H40	0,133	1,049
	1,315	1,70	1,80	1,72	J55	0,133	1,049
	1,315	1,70	1,80	1,72	C75	0,133	1,049
	1,315	1,70	1,80	1,72	N80	0,133	1,049
1 1/4	1,660	-	-	2,10	H40	0,125	1,410
	1,660	2,30	2,40	2,33	H40	0,140	1,380
	1,660	-	-	2,10	J55	0,125	1,410
	1,660	2,30	2,40	2,33	J55	0,140	1,380
	1,660	2,30	2,40	2,33	C75	0,140	1,380
	1,660	2,30	2,40	2,33	N80	0,140	1,380
1 1/2	1,900	-	-	2,40	H40	0,125	1,650
	1,900	2,75	2,90	2,76	H40	0,145	1,610
	1,900	-	-	2,40	J55	0,125	1,650
	1,900	2,75	2,90	2,76	J55	0,145	1,610
	1,900	2,75	2,90	2,76	C75	0,145	1,610
	1,900	2,75	2,90	2,76	N80	0,145	1,610
2 1/16	2,063	-	-	3,25	H40	0,156	1,751
	2,063	-	-	3,25	J55	0,156	1,751
	2,063	-	-	3,25	C75	0,156	1,751
	2,063	-	-	3,25	N80	0,156	1,751
2 3/8	2,375	4,00	-	-	H40	0,167	2,041
	2,375	4,60	4,70	-	H40	0,190	1,995
	2,375	4,00	-	-	J55	0,167	2,041
	2,375	4,60	4,70	-	J55	0,190	1,995
	2,375	4,00	-	-	C75	0,167	2,041
	2,375	4,60	4,70	-	C75	0,190	1,995
	2,375	5,80	5,95	-	C75	0,254	1,867
	2,375	4,00	-	-	N80	0,167	2,041
2,375	4,60	4,70	-	N80	0,190	1,995	

	2,375	5,80	5,95	-	N80	0,254	1,867
	2,375	4,60	4,70	-	P105	0,190	1,995
	2,375	5,80	5,95	-	P105	0,254	1,867
	2,875	6,40	6,50	-	H40	0,217	2,441
	2,875	6,40	6,50	-	J55	0,217	2,441
	2,875	6,40	6,50	-	C75	0,217	2,441
2 7/8	2,875	8,60	8,70	-	C75	0,308	2,259
	2,875	6,40	6,50	-	N80	0,217	2,441
	2,875	8,60	8,70	-	N80	0,308	2,259
	2,875	6,40	6,50	-	P105	0,217	2,441
	2,875	8,60	8,70	-	P105	0,308	2,259
	3,500	7,70	-	-	H40	0,216	3,068
	3,500	9,20	9,30	-	H40	0,254	2,992
	3,500	10,20	-	-	H40	0,289	2,922
	3,500	7,70	-	-	J55	0,216	3,068
	3,500	9,20	9,30	-	J55	0,254	2,992
	3,500	10,20	-	-	J55	0,289	2,922
	3,500	7,70	-	-	C75	0,216	3,068
3 1/2	3,500	9,20	9,30	-	C75	0,254	2,992
	3,500	10,20	-	-	C75	0,289	2,922
	3,500	12,70	12,95	-	C75	0,375	2,750
	3,500	7,70	-	-	N80	0,216	3,068
	3,500	9,20	9,30	-	N80	0,254	2,992
	3,500	10,20	-	-	N80	0,289	2,922
	3,500	12,70	12,95	-	N80	0,375	2,750
	3,500	9,20	9,30	-	P105	0,254	2,992
	3,500	12,70	12,95	-	P105	0,375	2,750
	4,000	9,50	-	-	H40	0,226	3,548
	4,000	-	11,00	-	H40	0,262	3,476
	4,000	9,50	-	-	J55	0,226	3,548
4	4,000	-	11,00	-	J55	0,262	3,476
	4,000	9,50	-	-	C75	0,226	3,548
	4,000	-	11,00	-	C75	0,262	3,476
	4,000	9,50	-	-	N80	0,226	3,548
	4,000	-	11,00	-	N80	0,262	3,376
	4,500	12,60	12,75	-	H40	0,271	3,958
4 1/2	4,500	12,60	12,75	-	J55	0,271	3,958
	4,500	12,60	12,75	-	C75	0,271	3,958
	4,500	12,60	12,75	-	N80	0,271	3,958

## D. PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC

### 1. Variables y constantes

Las variables se declaran bajo la siguiente estructura:

*Dim Nombre de la variable As Tipo de variable*

El nombre de la variable debe iniciar siempre con una letra, aunque puede contener números y puede ser de extensión variable, es de notar que este nombre debe ser único para dicha variable o no debe ser igual a nombres de variables ya establecidas dentro del lenguaje (por ejemplo “e”). Los tipos de variables cambian de acuerdo con lo que se desea contener en dicha variable, la siguiente tabla reúne los tipos de variables más utilizadas en *Visual Basic*:

**Tabla 23** Tipos de variables en Visual Basic.

Tipo de variable	Características
<b>Integer</b>	Almacena un número entero de carácter positivo o negativo
<b>Double</b>	Almacena número con hasta 14 decimales y su símbolo
<b>String</b>	Almacena un texto de longitud variable

Usualmente se requiere la creación de vectores o matrices, para ello la declaración debe cambiar bajo el siguiente modo:

*Dim Nombre de la variable (a, b) As Tipo de variable*

Bajo el anterior criterio, *a* corresponde al número de filas de la matriz y *b* al número de columnas. Para el caso de un vector el valor de *b* debe ser omitido y en su defecto *a* corresponde al número de columnas. Una vez una variable ha sido declarada, esta puede ser modificada usando la siguiente estructura:

*ReDim Nombre de la variable (a, b) As Tipo de variable*

Las variables pueden ser locales o de módulo, esto es: difieren de su grado de privacidad. Por ejemplo, las variables contenidas dentro los procedimientos o funciones solo están declaradas dentro de sí mismos. Diferentes formularios pueden contener variables del mismo nombre siendo que estas son de carácter exclusivas dentro de cada uno. Las variables de módulo se comparten a lo largo de todo el código y entre formularios.

### 2. Procedimientos y funciones

Los *procedimientos* son procesos que se ejecutan con un llamado o comando, el control es transferido a la línea del código donde se estableció el procedimiento, una vez este se ejecuta el control retorna a la línea que llamó al procedimiento (McKeown, 2010). Estos se declaran como:

Private/Public Sub *Nombre del proceso (Argumentos)*

*Declaraciones*

End Sub

Un procedimiento puede ser de complejidad básica a moderada, la creación de estos simplifica la ejecución, evitando la *duplicación de código*. Estos pueden controlar las propiedades de un control, por ejemplo, las dimensiones de una tabla, el texto dentro de un control, el tamaño de un botón o hasta la impresión de un documento.

Por otro lado, las funciones suministran solución a un llamado. Esto quiere decir que el resultado de una función siempre es una variable. Generalmente las funciones corresponden a la ejecución de fórmulas de complejidad variable. Su declaración se realiza de la siguiente manera:

Private/Public Function *Nombre de la función (Argumentos) As Tipo de variable*

*Declaraciones*

End Function

### 3. Decisiones

La estructura de decisión otorga a un programa múltiples bloques de código y la habilidad de escoger cuál de estos ejecutar. La estructura *If* contiene una declaración la cual debe ser cierta o falsa y sus respectivas alternativas. Dentro de una misma estructura se pueden establecer múltiples condiciones para una acertada decisión. Su estructura común se establece así:

If *condición* then

*Declaración*

Else if *condición 2* then

*Declaración 2*

Else

*Declaración 3*

End if

Las condiciones son de tipo relacional, la siguiente tabla contiene alguno de estos operadores y su respectivo significado:

**Tabla 24** Operadores relacionales en Visual Basic.

Símbolo en Visual Basic	Símbolo matemático	Significado
=	=	Igual a
<	<	Menor que
>	>	Mayor que
<=	≤	Menor o igual que
>=	≥	Mayor o igual que

<>	≠	Diferente de
----	---	--------------

#### 4. Bucles

Los bucles son una serie de comandos que se repiten, y al igual que una estructura se considera como un bloque de código. Cada bucle tiene una línea de comando que lo inicia y lo termina. Existen dos tipos de bucles principales:

- **For**

Este bucle se usa cuando se conoce el número de repeticiones deseadas del bucle. Su estructura es similar a:

```
For contador=valor inicial to valor final [incremento]
Declaración
Next contador
```

En este caso la *declaración* es repetida. El *valor inicial* es desde donde se empieza a contar en *incrementos* (declara el aumento o decremento en el *contador*, este puede omitirse si es igual a 1) hasta el *valor final*.

- **Do**

Este puede ser adaptado de diferentes maneras, por ejemplo, como un contador similar a For. Sin embargo, sus aplicaciones más recurrentes son:

Establecer una condición *Mientras* bajo la cual el bucle se repetirá mientras esta sea verdadera. Su estructura es:

```
Do While condición
Declaración
Loop
```

La otra es asignando un condición *Hasta* bajo la cual el bucle se repetirá. Su estructura es:

```
Do Until condición
Declaración
Loop
```

#### 5. Funciones matemáticas

Visual Basic comprende un paquete de funciones o variables matemáticas por defecto, su estructura básica para llamado es:

```
Math.función matemática (variable1, variable 2 [si aplica])
```

La siguiente tabla contiene las funciones matemáticas más comunes en su uso comprendidas en Visual Basic:

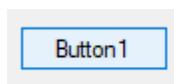
**Tabla 25** Funciones matemáticas comunes en Visual Basic.

<b>Función Visual Basic</b>	<b>Descripción</b>
<b>Abs</b>	Devuelve el valor absoluto de un número
<b>Cos</b>	Devuelve el coseno del ángulo especificado
<b>Sin</b>	Devuelve el seno del ángulo especificado
<b>Tan</b>	Devuelve la tangente del ángulo especificado
<b>E</b>	Devuelve el valor del número Euler
<b>Pi</b>	Devuelve el valor del número Pi
<b>Ceiling</b>	Devuelve el valor entero más cercano que es mayor o igual al decimal especificado.
<b>Floor</b>	Devuelve el valor entero más cercano que es menor o igual al decimal especificado.
<b>Log</b>	Devuelve el logaritmo en base natural del número especificado
<b>Log10</b>	Devuelve el logaritmo en base 10 del número especificado
<b>Exp</b>	Devuelve el número Euler elevado a la potencia especificada
<b>Round</b>	Devuelve el valor decimal redondeado al entero más cercano o a los dígitos decimales especificados
<b>Pow</b>	Devuelve el número elevado a la potencia especificada
<b>Sqrt</b>	Devuelve la raíz cuadrada del número especificado
<b>Sign</b>	Devuelve un valor entero especificando el símbolo del número especificado

## 6. Controles

Los controles son elementos visuales que se agregan a la interfaz gráfica de un código que se agrupan en la caja de herramientas. Estos tienen sus propias características, propósitos, fortalezas y debilidades. A continuación, se detallan los controles más comunes y su principal uso:

- **Button:** Su principal uso es simplemente ser presionado. Generalmente hacer clic sobre este desencadena un cadena de códigos, procesos o funciones.



**Figura 76** Control Button en Visual Basic.

- **Label:** Este control almacena y muestra una línea de texto.



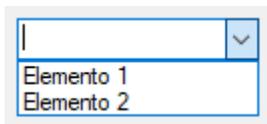
**Figura 77** Control Label en Visual Basic.

- TextBox: Su función principal es la edición del texto contenido en su interior.



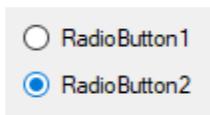
**Figura 78** Control TextBox en Visual Basic

- ComboBox: Permite la creación de una lista desplegable de opciones bajo de la edición de cada una de sus líneas.



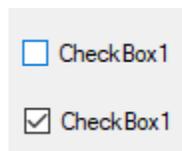
**Figura 79** Control ComboBox en Visual Basic.

- RadioButton: Este control corresponde a un conjunto de botones relacionados entre sí, siendo el caso que sólo uno de ellos puede ser activado.



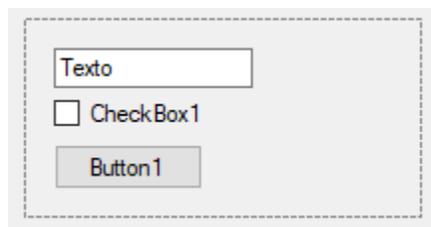
**Figura 80** Control RadioButton en Visual Basic.

- CheckBox: Un control que permite chequear o desestimar su contenido.



**Figura 81** Control CheckBox en Visual Basic.

- Panel: Permite le agrupación de distintos o iguales controles.



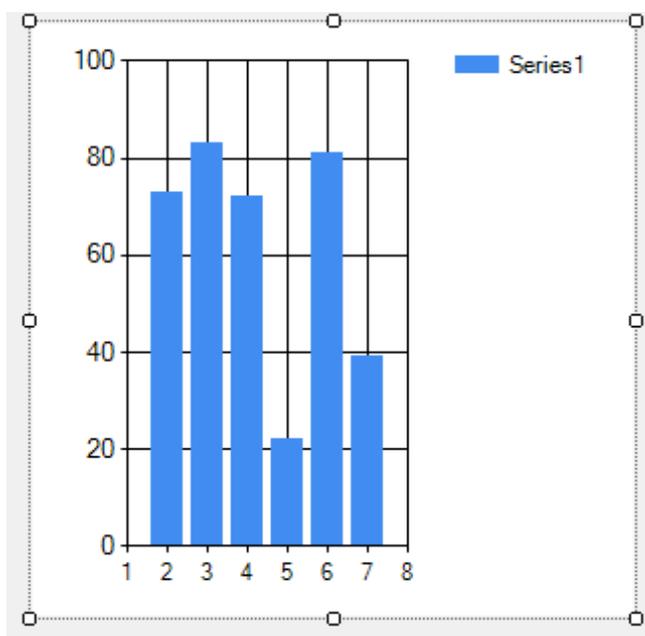
**Figura 82** Control Panel en Visual Basic.

- PictureBox: Este control guarda y muestra una imagen.



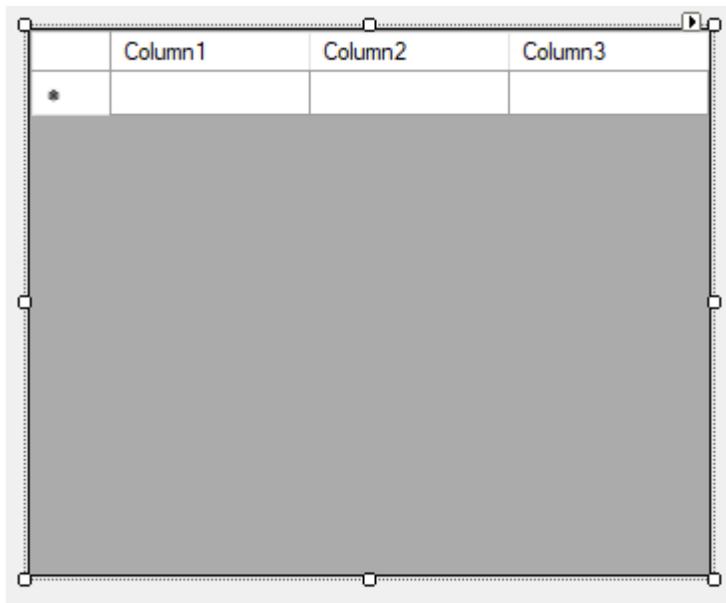
**Figura 83** Control PictureBox en Visual Basic.

- Chart: El control que permite crear distintos tipos de gráficos. Su edición permite configurar datos, ejes, leyenda, escala, series, color, entre otros.



**Figura 84** Control Chart en Visual Basic.

- DataGridView: Este control muestra filas y columnas de una cuadrícula personalizable. Generalmente es asociado a una base de datos o DataSet (un control que permite crea un conjunto de datos). Su edición permite; realizar ordenamiento de datos, cálculos, búsqueda, eliminación, sustitución y adición de datos.



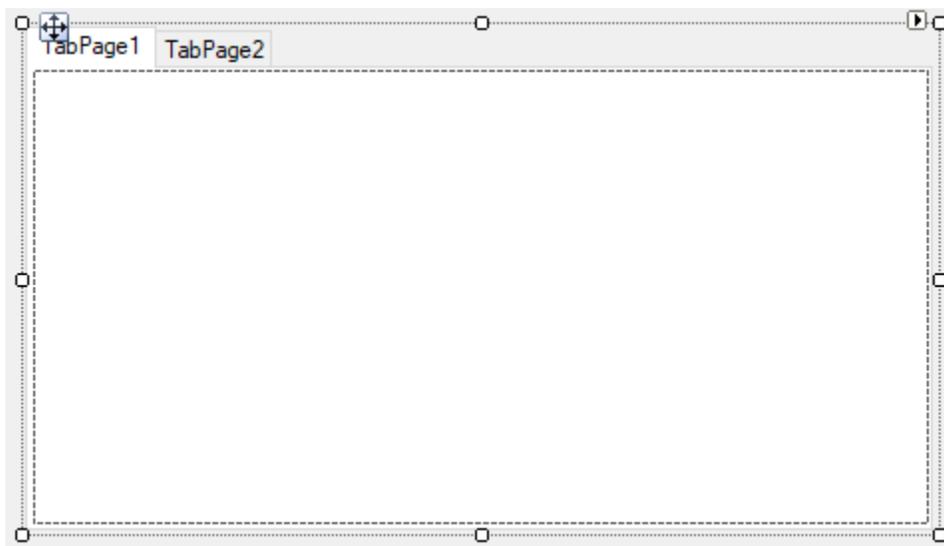
**Figura 85** Control DataGridView en Visual Basic.

- ToolTip: Este control permite mostrar información cuando el puntero es puesto sobre un control asociado.



**Figura 86** Control ToolTip en Visual Basic.

- TabControl: Permite controlar y mostrar una colección de pestañas que pueden contener controles.



**Figura 87** Control TabControl en Visual Basic.

## 7. Eventos

Los eventos ocurren cuando se realiza una acción dentro de la interfaz gráfica del programa, estos están relacionados a un control y su disponibilidad varía de acuerdo con el tipo de control. En términos generales un evento es una subfunción a la cual el usuario llama al realizar cierta acción sobre un control. A continuación, se describirán los eventos más comunes:

**Tabla 26** Principales eventos en Visual Basic.

<b>Evento en Visual Basic</b>	<b>Evento</b>
<b>KeyPress</b>	Cuando una tecla es presionada
<b>TextChanged</b>	Cuando el texto del control es modificado
<b>Click</b>	Cuando el control es clickeado
<b>Load</b>	Cuando el control es creado
<b>GotFocus</b>	Cuando el control recibe foco
<b>LostFocus</b>	Cuando el control pierde foco
<b>MouseHover</b>	Cuando el puntero se encuentra sobre el control
<b>MouseDoubleClick</b>	Cuando se cliqueea dos veces sobre el control
<b>MouseLeave</b>	Cuando el mouse abandona el control
<b>MouseWheel</b>	Cuando se acciona la rueda del mouse sobre el control
<b>VisibleChanged</b>	Cuando la visibilidad del control cambia
<b>CheckChanged</b>	Cuando el chequeo del control se altera (RadioButtons o CheckBox)
<b>CellValueChanged</b>	Cuando el valor de una celda es alterado (Datagridview)
<b>RowsAdded</b>	Cuando se agrega una fila a un Datagridview
<b>ColumnsAdded</b>	Cuando se agrega una columna a un Datagridview