



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Evaluación del comportamiento del flujo multifásico
en las redes de transporte del Centro Colector 11.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo.

Autor: Ing. Ahmed Llerandi Herrera

Matanzas

2015



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

Evaluación del comportamiento del flujo multifásico en las redes de transporte del Centro Colector 11.

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo.

Autor: Ing. Ahmed Llerandi Herrera

Tutor: Msc. Carlos Alberto González Hernández

Matanzas

2015

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Ing. Ahmed Llerandi Herrera declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Ing. Ahmed Llerandi Herrera

Nombre y Apellidos.

Firma

DEDICATORIA

*A mi esposa, mis padres y mi hermano.
A ellos les dedico este trabajo.*

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer en primer lugar a mis tutores Carlos Alberto González y Pablo Estévez por su paciencia y profesionalidad; a los profesores del Centro Politécnico del Petróleo Sede Varadero, por su compromiso y empeño en la tarea que realizan; al personal del Centro Colector 11, por su ayuda y a la Dirección de Hidrocarburos de la Oficina Nacional de Recursos Minerales, por la oportunidad y el apoyo brindado.

Quisiera además agradecer a mis padres, pilares fundamentales en mi formación personal y profesional; a mi esposa por su amor y comprensión; a mi suegra, a Mimi y a Alessandra, por su sabiduría y dedicación; a mis hermanos, mi abuela, mis tíos y mis primos, por su cariño y preocupación; y a mi perrito por alegrar mis días.

Por último y no menos importante quisiera agradecer a mis amigos, por estar presentes cuando más los he necesitado.

A todos muchas gracias.

SÍNTESIS

Este trabajo se realiza en el Centro Colector 11, perteneciente a la zona de prospección y desarrollo Varadero Oeste de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), ubicado en el poblado de Camarioca, del municipio Cárdenas, de la provincia Matanzas. En él se realiza un estudio simulado del comportamiento del flujo multifásico de gas y líquido (petróleo y agua) en tuberías horizontales, para determinar los patrones de flujo presentes en los colectores de Medición y Total. Se presume que ambos colectores tengan patrones de flujo diferentes por lo que el gradiente de presión será mayor en uno que en otro, lo que ocasionaría un aumento de la presión en la boca del pozo variando la afluencia del yacimiento hacia este cuando tributa a uno u otro colector, produciendo diferencias entre la producción medida de cada pozo y la total cuantificada por el centro al cierre del día. Se analizan los modelos de correlación de flujo multifásico existentes en la literatura universal para seleccionar el de mejor ajuste de acuerdo a las condiciones y características del crudo vivo transportado, para luego realizar un análisis de sensibilidad al modelo seleccionado y crear una herramienta, que a partir de la simulación, permita definir los patrones de flujo y las variables implícitas en dicho flujo a determinadas condiciones de frontera en los colectores de Medición y Total. Como resultado se valida una herramienta de simulación con la correlación empírica de Beggs y Brill Revised, capaz de predecir el comportamiento del flujo multifásico en ambos colectores y determinar los patrones de flujo existentes. Se concluye que los patrones de flujo son segregados en ambos colectores, por lo que estos no son los causantes de la diferencia que existe en las mediciones del flujo.

ABSTRACT

This work is done in the Collector Center 11, belonging to the prospecting and development zone of West Varadero. This zone is part of the Central Drilling and Oil Production Enterprise (EPEP- Centro) located in the town of Camarioca, Cardenas County, in the province of Matanzas. In this paper simulating behavior of the multiphasic flow of gas, water and oil in horizontal pipelines are studied, in order to determine the flow patterns in the Measuring and Total collectors. Different flow patterns are assumed and that is why the pressure gradient will be higher in one compare to the other which will cause an increasing pressure in the collar of the well varying the flow of the deposit toward the hole when it tributes to one or another collector. It produces difference between the measured production in each well and the total in the center at the end of the day. The Models of Correlation of the multiphasic flows in world literature are analyzed in order to select the best according to the conditions and characteristics of the transported oil, doing later an analysis of sensitivity of the selected model, creating a tool which from the simulation allows defining the flow patterns and their variables to determine border conditions in the Measuring and Total collectors. As a result, a simulating tool is validated with the Empiric correlation of Beggs and Brill Revised, capable of forecasting the behavior of the multiphasic flow in both collectors, determining the existing flow patterns. The conclusions arrive to the fact that flow patterns are segregated in both collectors not being the cause of the existing differences in the flow measurements.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	6
1.1 Propiedades del crudo.	6
1.1.1 Gravedad específica del petróleo.	6
1.1.2 Gravedad específica del gas en solución.	7
1.1.3 Presión de burbujeo.	7
1.1.4 Solubilidad del gas.	8
1.1.5 Coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo.	10
1.1.6 Factor volumétrico del petróleo en formación.	10
1.1.7 Densidad del petróleo.	12
1.1.8 Viscosidad del petróleo.	12
1.1.9 Tensión superficial.	15
1.2 Flujo multifásico.	16
1.2.1 Ecuaciones fundamentales.	17
1.2.2 Propiedades de la mezcla.	19
1.2.3 Patrones de flujo.	22
1.2.4 Modelos de correlación.	24
1.3 Sistema de transporte. Oleoducto.	26
1.3.1 Características de las tuberías.	26
1.3.2 Diseño de las tuberías.	27
1.3.3 Mantenimiento de oleoductos.	27
1.4 Software de cálculo y modelación de flujo.	28
1.4.1 Generalidades del SARFM.	29
1.5 Antecedentes de trabajos realizados.	29
1.6 Conclusiones parciales.	30
CAPÍTULO II. DISEÑO METODOLÓGICO	31
2.1 Descripción del proceso de medición del flujo y análisis de las presiones en la línea de transporte.	31
2.2 Estrategia investigativa.	32
2.2.1 Tipo de investigación.	32
2.2.2 Diseño de investigación.	32
2.2.3 Variables.	33
2.3 Recopilación de datos.	34
2.3.1 Técnica instrumental y registro de los datos.	34
2.3.2 Población y muestra.	34
2.4 Procesamiento y ejecución de los datos.	35
2.4.1 Construcción del modelo de simulación.	35
2.4.2 Simulación de los modelos de correlación.	37

2.4.3 Sensibilidad del modelo de correlación seleccionado.-----	38
2.4.4 Determinación de los parámetros de flujo. -----	38
CAPÍTULO III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN -----	40
3.1 Selección del modelo de correlación.-----	40
3.1.1 Presiones calculadas en el Colector de Medición. -----	40
3.1.2 Presiones calculadas en el Colector Total.-----	44
3.1.3 Análisis del error y selección de modelo. -----	48
3.2 Análisis de sensibilidad del modelo de correlación.-----	50
3.2.1 Sensibilidad del modelo en el Colector de Medición. -----	50
3.2.2 Sensibilidad del modelo en el Colector Total.-----	52
3.3 Análisis del comportamiento del flujo.-----	54
3.3.1 Comportamiento del flujo en el Colector de Medición. Patrones de flujo. -----	54
3.3.2 Comportamiento del flujo en el Colector Total. Patrones de flujo. -----	55
3.3.3. Resultado final.-----	55
CONCLUSIONES-----	57
RECOMENDACIONES-----	58
BIBLIOGRAFÍA -----	59
SIMBOLOGÍA-----	62
ANEXOS -----	64
Anexo I: Figuras.-----	64
Figura A1.1 Diagrama de Moody. -----	64
Anexo II. Tablas. -----	65
Tabla A2.1 Rango de aplicación de las correlaciones.-----	65
Tabla A2.2 Rango de aplicación de la correlación de Vásquez y Beggs para determinar B_o y μ_o .-----	66
Tabla A2.3 Rango de aplicación de la correlación de Hussain y colaboradores para determinar la viscosidad de crudos pesados. -----	66
Tabla A2.4 Correlaciones integradas en el software y rango de aplicación.-----	67
Tabla A2.5 Pozo P-C tributando al Colector de Medición. -----	67
Tabla A2.6 Pozo P-E tributando al Colector de Medición. -----	68
Tabla A2.7 Pozo P-A tributando al Colector de Medición. -----	68
Tabla A2.8 Pozo P-G tributando al Colector de Medición. -----	68
Tabla A2.9 Pozo P-B tributando al Colector de Medición. -----	69
Tabla A2.10 Pozo P-F tributando al Colector de Medición. -----	69
Tabla A2.11 Pozo P-D tributando al Colector de Medición.-----	69
Tabla A2.12 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-H en medición. -----	70
Tabla A2.13 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-C en medición. -----	70
Tabla A2.14 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-E en medición. -----	70
Tabla A2.15 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-A en medición. -----	71
Tabla A2.16 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-G en medición.-----	71

Tabla A2.17 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-B en medición. -----	71
Tabla A2.18 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-F en medición. -----	72
Tabla A2.19 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-D en medición. -----	72
Tabla A2.20 Errores de la presión de entrada en el Colector de Medición. -----	73
Tabla A2.21 Errores de la presión de entrada en el Colector Total. -----	74
Tabla A2.22 Presiones de entrada calculadas en el análisis de sensibilidad del Colector de Medición. -----	75
Tabla A2.23 Presiones de entrada calculadas en el análisis de sensibilidad del Colector de Total. -----	76
Tabla A2.24 Patrones de flujo. Coordenadas del punto de operación. -----	78

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el petróleo es la principal fuente de energía, a tal punto que el 40% de la demanda energética mundial es cubierta por dicho combustible. Al ser una fuente de energía no renovable, si la extracción continua al ritmo actual salvo que se encontrasen nuevos yacimientos, las reservas mundiales durarían pocos años, puesto que se calcula la existencia de unos 143 000 millones de toneladas. Sin embargo, el límite de reservas podría estar aún más cercano, si se tienen en cuenta modelos de previsión con un consumo creciente como ha venido manifestándose desde el siglo pasado. Además los nuevos descubrimientos de yacimientos se han reducido drásticamente en las últimas décadas, haciéndose insostenible por mucho tiempo el elevado nivel de extracción anual; unido a esto la mayoría de las principales reservas mundiales han entrado en declive y solo las de Oriente Medio y Venezuela mantienen un crecimiento sostenido.

La considerable demanda de petróleo en Cuba está fundamentada, en la diversidad de los usos que se le da a los productos obtenidos de la refinación del crudo y la generación de energía eléctrica. Al tener la economía cubana una fuerte dependencia del petróleo y no disponer de una producción de crudo suficiente para garantizar la demanda, se ha visto en la necesidad de importarlo independientemente de las fluctuaciones de los precios y la inestabilidad del mercado. De ahí que elevar la producción nacional al menor costo posible continúa siendo el principal objetivo de la Industria Petrolera Cubana.

En la actualidad la zona de mayor producción de petróleo en Cuba es la llamada “Franja Norte Cubana de Crudos Pesados”, la cual se localiza al Norte de la región Occidental del país y se extiende aproximadamente desde el Este de la provincia La Habana hasta la Península de Hicacos, en Matanzas. En cuanto a volúmenes de producción, los principales yacimientos que conforman la misma son: Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Yumurí y Varadero.

Varadero, junto a Cantel, Guásimas, Camarioca y Majaguillar son los principales yacimientos de la provincia de Matanzas. Estos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), fundada en el año 1976 y ubicada en la finca “La Cachurra”, del poblado Guásimas, en el municipio de Cárdenas. El Yacimiento Varadero es el más productivo de todos, con más del 98% de la producción total de petróleo y

el 100% de la producción de gas natural de la empresa; se caracteriza por un crudo pesado, altamente viscoso y con una gravedad API entre 8°- 11°.

En este trabajo se realiza una evaluación del comportamiento del flujo multifásico en las redes de transporte del Centro Colector 11 (CC-11) mediante un modelo de simulación. Dicho centro está ubicado en la zona de prospección y desarrollo Varadero Oeste y cuenta con 8 pozos, los cuales se caracterizan por tener la mayor producción de todos los operados por la empresa y representan el 25% de la producción total de la EPEP-Centro.

Antecedentes.

El flujo multifásico ha sido objeto de innumerables estudios debido a la cantidad de variables implicadas en él y a la importancia que su conocimiento puede aportar a la optimización de la producción y al diseño de redes de transporte de fluido (agua, petróleo y gas).

La llegada de la tecnología informática a la industria petrolera, ha posibilitado la creación de diversos softwares de cálculo y modelación de flujo, que las empresas e instituciones han utilizado para desarrollar paquetes de simulación de flujo multifásico aplicados a determinados renglones por las ventajas que suponen, puesto que constituye una vía rápida y eficiente en la predicción de su comportamiento para diferentes condiciones de frontera.

Los fenómenos de transporte no solo influyen en el rendimiento de producción de los pozos de petróleo, conectados mediante red de recolección a los distintos centros colectores, sino que además los patrones de flujo a los cuales están sometidos dichos fenómenos, definen la calidad de las mediciones de los pozos en medición y la producción total medida del centro.

En la actualidad existen numerosos softwares que posibilitan las simulaciones hidrodinámicas del flujo multifásico en redes de tuberías, tanto horizontal como vertical, a partir del desarrollo de modelos empíricos y mecanicistas. Este tipo de evaluación, debido a su grado de complejidad, tiene en cuenta un grupo numeroso de variables, dentro de las que se encuentran: presión, temperatura, relación gas - líquido, relación agua - petróleo, propiedades físicas de cada una de las fases, comportamiento de los estados de equilibrio de fases, etc. Dentro de los softwares más utilizados se encuentran: PIPESIM, PIPEPHASE, FLUENT, OLGA y TACITE.

Este tipo de evaluación no ha sido realizada en la EPEP-Centro hasta la actualidad, debido a no contar con uno de los softwares especializados en el tema, ni con los estudios previos para la validación del modelo de mejor ajuste a las características del petróleo crudo de Varadero.

Situación Problemática.

El flujo de fluidos que se obtiene como parte de la producción de los pozos de petróleo, tiene un carácter multifásico, el mismo está compuesto principalmente por gas, agua y petróleo. Debido a las condiciones de equilibrio termodinámico a las cuales está sometido el fluido, a medida que la presión en el sistema disminuye por la diferencia de presión que existe entre el yacimiento y el pozo, provocada principalmente por la succión de la bomba, se obtiene una mayor cantidad de gas natural a temperatura aproximadamente constante, lo que provoca diferentes patrones de flujo a lo largo de la tubería.

La red de recolección de la producción de los pozos de petróleo asociados al yacimiento Varadero Oeste Extendido, es recibida, operada y cuantificada en el CC-11. Esta red está compuesta por las líneas de producción de los pozos de 6 pulgadas de diámetro externo y 7.62mm de espesor, hasta los colectores de medición y producción, desde donde se transportan las producciones por medio de una tubería de 20 pulgadas de diámetro externo y 9.53mm de espesor para la producción total y otra de 12 pulgadas de diámetro externo y 9.53mm de espesor para las mediciones individuales de cada pozo.

Teniendo en cuenta lo anterior, la producción total del centro puede ser cuantificada por dos vías: una, mediante la suma de las producciones individuales medidas de cada uno de los pozos, y la otra, por la medición total de la producción fiscalizada en el centro. Esta producción se cuantifica tanto para la fase gaseosa como para la fase líquida (fluido). Ambas mediciones deben corresponderse en magnitud teniendo en cuenta que son realizadas bajo las mismas condiciones de equilibrio termodinámico, es decir, la cantidad de gas medida como resultado de la separación de fase, se corresponde para los dos escenarios mencionados. Sin embargo, el comportamiento real medido en el Centro Colector, difiere del modelo a seguir, con diferencias mayores del 15 % entre la producción total medida y la suma de las mediciones de los pozos.

Se presume que este problema pudiera estar asociado a la existencia de patrones de flujo diferentes en los colectores de Medición y Total debido a la diferencia que existe en sus

diámetros. Estos patrones gobiernan la distribución de las presiones a lo largo de la tubería a través del gradiente de presión, por tanto, si ambos colectores tienen patrones de flujo diferentes, la diferencia de presión entre el CC-11 y el cabezal del pozo será menor en uno que en otro. Esto traería como consecuencia una variación de la presión en la boca del pozo y por ende en el fondo, ocasionando variaciones en la afluencia de caudal del yacimiento al pozo y provocando diferencias en la producción cuando este tributa a uno u otro colector, dando como resultado las desviaciones en las mediciones del referido centro.

Planteamiento del Problema.

Se presentan desviaciones entre la producción total medida y la suma de las mediciones de los pozos, mayores del 15 %.

Hipótesis.

Con un modelo de simulación, se puede evaluar el comportamiento del flujo multifásico que determine los patrones de flujo presentes en las redes de transporte y comprobar si existe una diferencia entre estos patrones, capaz de influir en las desviaciones entre la producción total medida y la suma de las mediciones de los pozos.

Objetivo General:

Realizar una evaluación del comportamiento del flujo multifásico en las redes de transporte del Centro Colector 11 mediante un modelo de simulación, para definir si existe una diferencia entre estos patrones, capaz de influir en las desviaciones entre la producción total medida y la suma de las mediciones de los pozos.

Objetivos Específicos:

- Describir el sistema de transporte de flujo multifásico del Centro Colector 11.
- Obtener el modelo de simulación, a partir de las mediciones tomadas y las características del flujo multifásico.
- Validar el modelo de correlación a las condiciones de frontera impuestas y definir los patrones de flujo.

- Evaluar el comportamiento del flujo multifásico para las condiciones de frontera.
- Comprobar si existen diferencias entre los patrones de flujo capaces de influir en las desviaciones entre la producción total medida y la suma de las mediciones de los pozos.

Estructura del Trabajo.

Este trabajo se compone de Resumen, Introducción, Capítulo I, II y III, Conclusiones, Recomendaciones, Bibliografía y Anexos.

Capítulo 1. Análisis Bibliográfico. Recoge la bibliografía consultada de los temas utilizados en la investigación: las propiedades del crudo, flujo multifásico y los elementos que intervienen en él, los sistemas de transporte y el software seleccionado para crear la herramienta de simulación.

Capítulo 2. Diseño Metodológico. Contiene la base metodológica desarrollada para crear la herramienta de simulación: los trabajos realizados, métodos y técnicas empleadas.

Capítulo 3. Resultados y Discusión. Refleja los resultados obtenidos de la investigación, evaluación y discusión de los mismos para validar la herramienta de simulación creada y comprobar si existen diferencias entre los patrones de flujo en ambos colectores, capaces de ocasionar las desviaciones en las mediciones que se presentan en el CC-11.

CAPÍTULO I. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

1.1 Propiedades del crudo.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene hidrógeno, carbono, sulfuro, nitrógeno y oxígeno principalmente, cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de sus diferentes componentes (Paris, 2010). De acuerdo a sus propiedades físicas un crudo puede clasificarse en vivo o muerto. El crudo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas mientras que, un crudo vivo contiene gas disuelto y al disminuir la presión y aumentar la temperatura del sistema, libera cantidades significativas de este. En el presente trabajo solo se hará referencia a las propiedades del crudo vivo. En la solución de problemas de ingeniería las propiedades físicas más significativas son las siguientes:

- Gravedad específica del petróleo, γ_o
- Gravedad específica del gas en solución, γ_g
- Solubilidad del gas, R_s
- Presión de burbujeo, P_b
- Factor volumétrico del petróleo en formación, B_o
- Coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo, C_o
- Factor volumétrico total o bifásico, B_t
- Densidad del petróleo, ρ_o
- Viscosidad del petróleo, μ_o
- Tensión superficial, ρ

Debido a su grado de interés estas propiedades se describen a continuación.

1.1.1 Gravedad específica del petróleo.

La gravedad específica del crudo se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F (15.56°C) y presión atmosférica (agua=1) (Paris, 2010). De esta manera se tiene lo siguiente:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.1)$$

No obstante, aunque las densidades y gravedades específicas son muy utilizadas en la industria, para el caso del petróleo se prefiere utilizar la gravedad API del crudo en condiciones de superficie.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (1.2)$$

La siguiente tabla muestra las clasificaciones del crudo de acuerdo a su API. En este trabajo solo se hará referencia al crudo pesado y extrapesado.

Tabla 1.1 Clasificación del crudo de acuerdo a su °API. Adaptada de (De Ghetto, 1994).

Clasificación del crudo	°API
Liviano	> 31
Mediano	22-31
Pesado	10-22
Extrapesado	< 10

1.1.2 Gravedad específica del gas en solución.

La gravedad específica del gas en solución γ_g , se define por el promedio pesado de las gravedades específicas del gas separado en cada separador. Este promedio se basa en la relación gas-petróleo en el separador y se denota de la siguiente manera (Paris, 2010):

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_j (\gamma_{sep})_i + R_{st} \gamma_{st}}{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i + R_{st}} \quad (1.3)$$

1.1.3 Presión de burbujeo.

La presión de burbujeo (P_b), también llamada presión de saturación, se define como la mayor presión a la cual se libera del petróleo la primera burbuja de gas (Paris, 2010). Por tanto, a presiones menores que la P_b se tiene dos fases en el sistema, la fase líquida y la gaseosa.

Para calcular la presión de burbujeo se han desarrollado correlaciones empíricas que dependen de la razón gas-petróleo, la gravedad °API del crudo, la gravedad del gas y la temperatura. Entre ellas destacan Vásquez y Beggs (Vásquez, y otros, 1980), Glaso (Glaso, 1980), Al-Marhoun (Al-Marhoun, 1988), Petrosky y Farshad (Petrosky, y otros, 1993) y Standing

(Standing, 1947) con las correcciones de De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995). Esta última se presenta a continuación por aplicarse a crudos pesados y extrapesados.

Correlación de Standing.

Utilizando 105 datos experimentales de la presión de burbuja de 22 sistemas de hidrocarburos de los campos de California, Standing propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbujeo con error promedio de 4,8%. Los datos utilizados para desarrollarla (Ver Anexo II, Tabla A2.1) fueron obtenidos mediante un proceso de liberación en dos etapas. A fin de ajustar la correlación gráfica, el propio Standing en 1977 (Standing, 1977) presentó la siguiente expresión matemática:

$$P_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,83} (10)^a - 1,4 \right] \quad (1.4)$$

Con: $a = 0,00091T - 0,0125(^{\circ}API)$

Giambattista De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995), realizó una modificación de la correlación de Standing para crudos pesados.

$$P_b = \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,7885} \frac{10^{0,0020 T}}{10^{0,0142 ^{\circ}API}} \right] \quad (1.5)$$

1.1.4 Solubilidad del gas.

La solubilidad del gas, R_s (también conocida como relación gas-petróleo GOR) se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que a determinada presión y temperatura están disueltos en un barril normal (BN) de crudo. La solubilidad del gas natural depende de la presión, temperatura, $^{\circ}API$ y gravedad del sistema.

A temperatura constante, la solubilidad del gas aumenta con la presión en el sistema hasta que se alcanza la presión de burbujeo (P_b) (o presión de saturación), en la cual todos los gases disponibles están disueltos en el petróleo y la solubilidad del gas toma su valor máximo, a partir de este punto R_s será constante (Figura 1.1). Por tanto se define como un crudo saturado a todos aquellos que estén a una presión menor o igual que P_b , mientras que, se considera subsaturado cuando la presión es mayor que P_b .

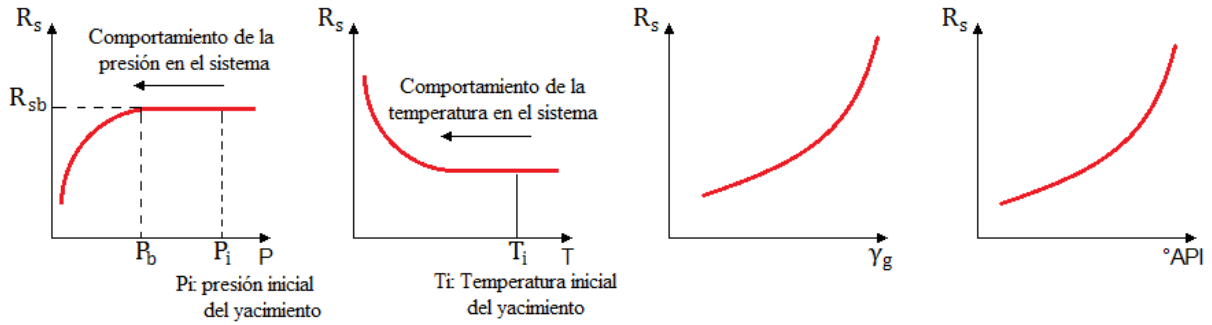


Figura 1.1 Variación de la solubilidad del gas en dependencia de las propiedades físicas del sistema.

Entre las correlaciones empíricas desarrolladas para determinar la presión de burbujeo se encuentran las de Standing (Standing, 1947), Glaso (Glaso, 1980), Al-Marhoun (Al-Marhoun, 1988), (Al-Marhoun, 1992), Petrosky y Farshad (Petrosky, y otros, 1993) y Vásquez y Beggs (Vásquez, y otros, 1980) con las correcciones de De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995). Esta última se presenta a continuación por aplicarse a crudos pesados y extrapesados.

Correlación de Vásquez & Beggs.

Vásquez y Beggs obtuvieron esta correlación para $p \leq P_b$ con un error promedio de 0,7% a través de un análisis de regresión usando 5008 mediciones de solubilidad del gas de crudos de todo el mundo. Los datos fueron divididos en dos grupos de acuerdo a la gravedad $^{\circ}API$ del petróleo (Ver Anexo II, Tabla A2.1).

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{^{\circ}API}{T+460} \right) \right] \tag{1.6}$$

Tabla 1.2 Coeficientes de la correlación de Vásquez & Beggs. Adaptada de (Vásquez, y otros, 1980)

Coeficiente	$^{\circ}API \leq 30$	$^{\circ}API > 30$
C1	0,0362	0,0178
C2	1,0937	1,1870
C3	25,724	23,9310

La gravedad específica del gas fue obtenida en un separador con una presión de operación de 100 lpca (100 libras por pulgada cuadrada = 6.8atm = 7kg/cm²). Para realizar el ajuste de la gravedad del gas a la presión de referencia se tiene lo siguiente:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912 \times 10^{-5} (^\circ API) (T_{sep}) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right] \quad (1.7)$$

De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995), realizó una modificación a la correlación de Vásquez & Beggs aplicada a crudos pesados y extrapesados.

Para crudos pesados:

$$R_s = \left(\frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1,2057}}{56,434} \right) 10^{\frac{10,9267(^\circ API)}{(T+460)}} \quad (1.8)$$

$$\text{Con: } \gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sep} \left[1 + 0,5912(^\circ API) (T_{sep}) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) 10^{-4} \right] \quad (1.9)$$

Para crudos extrapesados:

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P_b}{10,7025} \times 10^{(0,0169 \times ^\circ API - 0,00156 \times T)} \right]^{1,1128} \quad (1.10)$$

1.1.5 Coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo.

La compresibilidad de un fluido se define como el cambio que experimenta el volumen de este debido a un cambio en la presión a temperatura constante.

McCain, Rollins y Villena (McCain, y otros, 1988) desarrollaron una correlación para determinar la compresibilidad del petróleo para presiones menores que la presión de burbujeo.

Correlación de McCain, Rollins y Villena.

$$C_o = \exp(A) \quad (1.11)$$

$$\text{Con: } A = -7,633 - 1,45 \ln(p) - 0,383 \ln(P_b) + 1,402 \ln(T) + 0,256 \ln(API) + 0,449 \ln(R_{sb})$$

1.1.6 Factor volumétrico del petróleo en formación.

Se define como la relación que existe entre el volumen de petróleo con su gas en solución a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen de petróleo, a condiciones normales de temperatura y presión, razón por la cual el factor volumétrico siempre es mayor que uno.

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,t}}{(V_o)_{sc}} \quad (1.12)$$

Al migrar el petróleo del yacimiento a la superficie sufre una disminución de la presión y por consiguiente se libera gas en solución. A medida que la presión en el sistema disminuye desde la P_i del yacimiento hasta P_b , el volumen del petróleo aumenta producto de la expansión del gas en solución; una vez que la presión disminuye por debajo de la P_b , el volumen del petróleo disminuye debido a la liberación del gas en solución (Figura 1.2).

Varias correlaciones empíricas son utilizadas para determinar el factor volumétrico del petróleo B_{ob} para presiones $p \leq P_b$, entre ellas Standing (Standing, 1947), Glaso (Glaso, 1980), Al-Marhoun (Al-Marhoun, 1988), (Al-Marhoun, 1992), Kartoatmodjo y Schmidt (Kartoatmodjo, y otros, 1991) Petrosky y Farshad (Petrosky, y otros, 1993) y Vásquez y Beggs (Vásquez, y otros, 1980) la cual se muestran a continuación por aplicarse a crudos pesados y extrapesados.

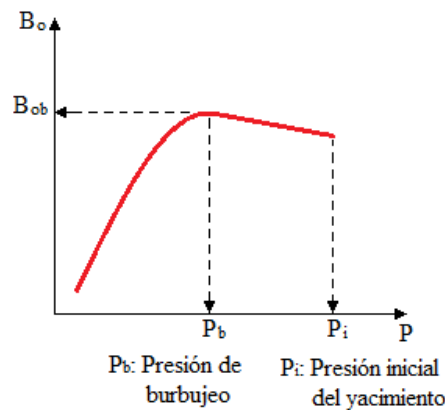


Figura 1.2 Comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión.

Correlación de Vásquez y Beggs.

Usando técnicas de regresión lineal Vásquez y Beggs desarrollaron esta correlación basada en 6000 mediciones de B_o a diferentes presiones. Se formula de la siguiente manera:

$$B_{ob} = 1,0 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left[\frac{^\circ API}{\gamma_{gs}} \right] + C_3 R_s (T - 60) \left[\frac{^\circ API}{\gamma_{gs}} \right] \quad (1.13)$$

Los autores reportan un error promedio de 4,7% y la Tabla 1.3 muestra los coeficientes C_1 , C_2 y C_3 . El rango de aplicación de esta correlación se presenta en el Anexo II, Tabla A2.2.

Tabla 1.3 Coeficientes de la correlación de Vásquez & Beggs. Adaptada de (Vásquez, y otros, 1980)

Coeficiente	°API ≤ 30	°API > 30
C1	0,0004677	0,0004670
C2	0,00001751	0,0000110
C3	0,00000001811	0,000000001337

1.1.7 Densidad del petróleo.

Se define como la masa de una unidad de volumen a determinada presión y temperatura. La densidad del petróleo cambia conforme varía la presión en el sistema a ambos lados del punto de P_b .

Densidad del petróleo a presiones menores o iguales que la presión de burbujeo.

$$\rho_{ob} = \frac{350\gamma_o + 0,0764R_s \gamma_{gd}}{5,615 B_{ob}} \quad (1.14)$$

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua=1).

γ_{gd} : Gravedad específica del gas, (aire=1).

1.1.8 Viscosidad del petróleo.

La viscosidad de un fluido es la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a la deformación (fluir). A mayor cantidad de gas en solución en el crudo, mayor será la reducción de la viscosidad alcanzando su valor mínimo en el punto de burbujeo. Por encima de esta presión, ya no hay disponibilidad de gas libre para entrar en solución por tanto la viscosidad aumenta. Debido a lo anterior, la viscosidad del petróleo muerto libre de gas en condiciones atmosféricas es más alta que en condiciones de yacimiento (Figura 1.3).

De acuerdo con la presión, la viscosidad del crudo se clasifica en tres categorías:

- Viscosidad del petróleo muerto μ_{od} : Viscosidad a la presión atmosférica (sin gas disuelto) y temperatura del yacimiento.
- Viscosidad del petróleo saturado μ_{ob} : Viscosidad a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento. En este punto la viscosidad alcanza su valor mínimo. A

presiones menores que la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye con un incremento de la presión debido a que el gas separado entra en solución.

- Viscosidad del petróleo no saturado μ_o : Viscosidad a una presión por encima del punto de burbujeo y temperatura del yacimiento. A presiones mayores que la presión de burbujeo, la viscosidad aumenta con un incremento de la presión puesto que no se admite una solubilidad adicional del gas y solo influye la compresibilidad.

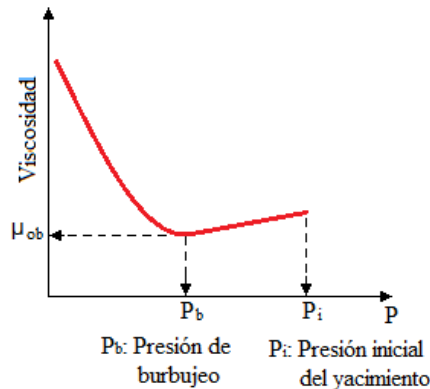


Figura 1.3 Viscosidad del crudo en función de la presión.

A continuación se presentan algunas de las correlaciones utilizadas para calcular la viscosidad del crudo saturado y no saturado.

Correlaciones para el cálculo de la viscosidad en petróleos muertos.

Para calcular la viscosidad del petróleo muerto se han desarrollado correlaciones como las de Beal (Beal, 1946), Beggs y Robinson (Beggs, y otros, 1975), Glaso (Glaso, 1980) y Ebogah y Jack's (Egbogah, y otros, 1990) con las correcciones de De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995). Esta última se presenta a continuación por aplicarse a crudos pesados y extrapesados.

Correlación de Egbogah y Jack's. (Egbogah, y otros, 1990).

$$\text{Log}[\text{Log}(\mu_{od} + 1)] = 1,8653 - 0,025086(^{\circ}\text{API}) - 0,5644\text{Log}T \quad (1.15)$$

La correlación se desarrolló para $59 < T < 176$ y $5 < ^{\circ}\text{API} < 58$.

De Ghetto realizó una modificación a la correlación Egbogah y Jack's para determinar la viscosidad en crudos pesados y extra pesados.

Para crudos pesados:

$$\text{Log}[\text{Log}(\mu_{od} + 1)] = 2,06492 - 0,0179(^{\circ}\text{API}) - 0,70226\text{Log}T \quad (1.16)$$

Para crudos extra pesados:

$$\text{Log}[\text{Log}(\mu_{od} + 1)] = 1,90296 - 0,012619(^{\circ}\text{API}) - 0,61748\text{Log}T \quad (1.17)$$

Correlaciones para el cálculo de la viscosidad en petróleos saturados.

Las correlaciones de Beggs y Robinson (Beggs, y otros, 1975) y Hossain y colaboradores (Hossain, y otros, 2005), la cual se describe a continuación, son algunas de las utilizadas para determinar la viscosidad en petróleos saturados.

Correlación de Hossain y colaboradores.

Esta correlación es una modificación a la de Chew y Connally (Chew, y otros, 1959) y fue desarrollada para calcular la viscosidad en crudos pesados a partir de regresión lineal, usando 415 puntos de datos PVT provenientes de las Datas de Chevron, Kartatmodjo (Kartoatmodjo, y otros, 1994) y De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995).

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B \quad (1.18)$$

Con:

$$A = 1 - 0,001718831R_s + 1,58081 \times 10^{-6}R_s^2$$

$$B = 1 - 0,002052461R_s + 3,47559 \times 10^{-6}R_s^2$$

El rango de aplicación de la correlación se muestra en el Anexo II, Tabla A2.3.

Correlaciones para el cálculo de la viscosidad en petróleos no saturados.

Para calcular la viscosidad por encima del punto de burbujeo, primero se calcula a la P_b y luego se ajusta a presiones mayores. Entre las correlaciones desarrolladas para su determinación se encuentran las de Beal (Beal, 1946), Vásquez y Beggs (Vásquez, y otros, 1980) y Kartoatmodjo y Schmidt (Kartoatmodjo, y otros, 1994) con la corrección de De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995) para crudos pesados, la cual se muestra a continuación por aplicarse al caso de estudio.

Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt.

Esta correlación fue desarrollada usando 3588 puntos de datos obtenidos de 661 análisis PVT.

$$\mu_o = 1,00081\mu_{ob} + 1,127 \times 10^{-3}(p - P_b)(-65,17 \times 10^{-4}\mu_{ob}^{1,8148} + 0,038\mu_{ob}^{1,59}) \quad (1.23)$$

El error promedio reportado fue de -4,29% y el rango de aplicación de la correlación se presenta en el Anexo II, Tabla A2.1

De Ghetto realizo una modificación a la correlación Kartoatmodjo y Schmidt para determinar la viscosidad en crudos pesados.

$$\mu_o = 0,9886\mu_{ob} + 0,002763(p - P_b)(-0,01153\mu_{ob}^{1,7933} + 0,0316\mu_{ob}^{1,5939}) \quad (1.19)$$

1.1.9 Tensión superficial.

En la interfase entre un gas y un líquido se forma una película debido a la atracción de las moléculas del líquido por debajo de la superficie. La tensión superficial es la fuerza requerida para formar dicha película y se define como la fuerza tangencial ejercida por unidad de longitud en las regiones límites entre las fases líquida y gaseosa, causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares de ambas fases y que tiende a reducir el área de contacto entre ellas.

La tensión superficial juega un papel importante en el recobro de petróleo especialmente en los procesos terciarios, ya que si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluye más fácilmente.

La tensión superficial entre la fase líquida y su vapor en equilibrio depende fundamentalmente de la temperatura, presión y composición de las fases.

Para hidrocarburos puros las tensiones superficiales pueden ser estimadas por medio de la ecuación de Sugden, (Sugden, 1924).

$$\sigma^{1/4} = \frac{P_{ch}}{M} (\rho_L - \rho_V) \quad (1.20)$$

Donde:

P_{ch} : Parámetro adimensional característico de cada componente puro denominado parachor.

Este parámetro adimensional puede ser calculado a través de la ecuación derivada por Fanchi, (Fanchi, 1985).

$$(P_{ch})_i = 69,9 + 2,3M_i \quad (1.21)$$

Donde:

$(P_{ch})_i$: Parachor del componente i .

Para mezclas de hidrocarburos complejas utilizando la correlación de Sugden (Sugden, 1924), Weinaug y Katz (Weinaug, y otros, 1943), introdujeron la composición de las dos fases en la ecuación. La expresión modificada se denota como sigue:

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^n [(P_{ch})_i (Ax_i - By_i)] \quad (1.22)$$

Con:

$$A = \frac{\sigma_o}{62,4M_o}$$

$$B = \frac{\sigma_g}{62,4M_g}$$

En este trabajo se utiliza esta última expresión para determinar la tensión superficial puesto que el crudo transportado por la línea de producción de los pozos contiene gas en solución.

1.2 Flujo multifásico.

El flujo multifásico como su nombre lo indica está compuesto por dos o más fases, generalmente gas y líquido. Se produce debido a la alta compresibilidad del gas y su continua liberación del petróleo por una disminución de la presión en la medida que este asciende por la tubería de producción. Ha sido objeto de innumerables estudios debido a la cantidad de variables implicadas en él y a la importancia que su conocimiento puede aportar a la optimización de la producción para reducir los costos de operación. Se puede presentar a través de todos los componentes de un sistema de producción: fondo del pozo, tubería de producción, líneas de superficie y válvulas, entre otros.

La finalidad del análisis del flujo multifásico se orienta a predecir la relación entre caudal y caída de presión para un sistema de producción específico y entre las utilidades que su estudio supone se encuentran:

- Predecir condiciones de presión de llegada de los fluidos a la superficie en dependencia de las condiciones de flujo en el fondo del pozo y viceversa.
- Selección óptima y análisis del efecto de cada uno de los componentes de un sistema de producción.

- Diseñar métodos de levantamiento artificial.
- Diseñar líneas de recolección y transporte.

De acuerdo a su disposición en el sistema de tuberías, el flujo multifásico puede clasificarse en vertical, horizontal, inclinado o direccional y cada uno de ellos posee un análisis particular.

1.2.1 Ecuaciones fundamentales.

El flujo multifásico de petróleo y gas presente en las líneas de producción y conductos de recolección se caracteriza por ser un flujo viscoso, estacionario y compresible. De acuerdo a su comportamiento en el sistema pueden ser de régimen laminar o turbulento.

El parámetro que caracteriza el régimen de flujo presente en las tuberías es el N° de Reynolds (N_R), siendo $N_R \leq 2000$ para flujos laminares y $N_R \geq 4000$ para turbulentos. El N_R se define como sigue:

$$N_R = \frac{\sigma v D}{\mu} \quad (1.23)$$

Las ecuaciones que modelan el comportamiento dinámico del flujo multifásico en los sistemas de tuberías están basadas en la conservación de la masa, energía y momentum, de las leyes de la termodinámica y de Newton. En el año 1998, Rafael Melo y Juan A. González (Melo, y otros, 1998), publicaron un trabajo en donde formularon las ecuaciones matemáticas para representar dinámicamente el comportamiento del flujo multifásico en los sistemas de transporte de hidrocarburos basándose en las leyes y principios anteriormente mencionados. Estas ecuaciones consideran las restricciones que afectan el comportamiento de los hidrocarburos a través de las líneas de transporte como son: las velocidades del gas y del líquido, la formación de patrones de flujo y las pérdidas de presión debidas a la fricción entre el fluido y las líneas de transporte.

Ecuación de continuidad.

Basado en el principio de conservación de la masa, la ecuación de continuidad considera en forma separada la fase líquida y gaseosa así como sus respectivas fracciones volumétricas (β , α).

Para la fase líquida:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\beta \rho_L) + \frac{\partial}{\partial x} (\beta \rho_L v_L) = 0 \quad (1.24)$$

Para la fase gaseosa:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha \rho_G) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha \rho_G v_G) = 0 \quad (1.25)$$

Ecuación de Cantidad de Movimiento.

Basado en el principio de la conservación de momentum, esta ecuación considera una dimensión (en la coordenada x) para la fase líquida y gaseosa así como sus respectivas fracciones volumétricas (β , α) y que el cálculo del esfuerzo cortante (τ_{xx}) está en función del factor de fricción (f) de Weisbach-Darcy. De esta manera se tiene lo siguiente:

Para la fase líquida:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\beta \rho_L v_L) + \frac{\partial}{\partial x}(\beta \rho_L v_L^2) + \frac{\rho_L f_L |v_L|}{8} + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_L g \text{sen}(A) = 0 \quad (1.26)$$

Para la fase gaseosa:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha \rho_G v_G) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha \rho_G v_G^2) + \frac{\rho_G f_G |v_G|}{8} + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_G g \text{sen}(A) = 0 \quad (1.27)$$

El cálculo del factor de fricción (f) depende el régimen de flujo presente en el conducto.

Para un flujo laminar se utiliza la ecuación de Weisbach-Darcy.

$$f = \frac{64}{N_R} \quad (1.28)$$

Para flujo turbulento f se calcula según la ecuación de Colebrook y White (Colebrook, y otros, 1937).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{N_R \sqrt{f}} \right) \quad (1.29)$$

No obstante en esta ecuación la determinación de f requiere un proceso iterativo. Para facilitar el trabajo Moody (Moody, 1944), desarrolló un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial (Anexo I, Figura A1.1).

Ecuación de energía.

Si se deriva la ecuación de energía con respecto a Δt y por simplificación solo se considera la coordenada x, se obtiene esta ecuación basada en el principio de conservación de la energía para la mezcla de gas y líquido.

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[m_G \left(E_{i_G} + \frac{v_G^2}{2} + gh \right) + m_L \left(E_{i_L} + \frac{v_L^2}{2} + gh \right) \right] = - \frac{\partial}{\partial x} \left[m_G v_G \left(H_G + \frac{v_G^2}{2} + gh \right) + m_L v_L \left(H_L + \frac{v_L^2}{2} + gh \right) \right] + Q - W \quad (1.30)$$

Gradiente de presión.

El diseño de una tubería para el transporte de petróleo y gas, requiere el conocimiento de fórmulas para el cálculo de la capacidad y los requerimientos de presión. Basado en la 1ª Ley de la Termodinámica, el gradiente de presión considera los cambios producidos por la fricción, la energía cinética y la energía potencial (Guo, y otros, 2007).

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{\rho f v^2}{2 g_c D} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (1.31)$$

1.2.2 Propiedades de la mezcla.

El cálculo de los gradientes de presión requiere valores de condiciones de flujo tales como la velocidad y propiedades del fluido como la densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial. Cuando esas variables son calculadas para flujo multifásico, ciertas reglas de mezcla y definiciones únicas son encontradas (Brill, y otros, 1991).

Colgamiento (Hold Up).

El Hold Up de líquido se define como la fracción del volumen de un segmento de la tubería ocupada por la fase líquida (Figura 1.4) y se denota por H_L . Varía de 0 solo para gas a 1 solo para líquido.

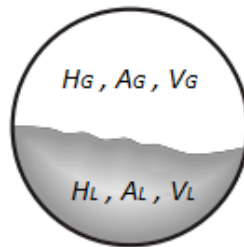


Figura 1.4 Hold Up, Área y Volumen de líquido y gas.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento}} \quad (1.32)$$

El remanente del volumen del segmento de la tubería es ocupado por el gas y se define como Hold Up de gas (Figura 1.4), o sea, el volumen que ocupa la fase gaseosa respecto al volumen del conducto y se denota por H_G .

$$H_G = 1 - H_L \quad (1.33)$$

Colgamiento (Hold Up) sin deslizamiento.

El gas viaja por lo general a mayor velocidad que el líquido existiendo un deslizamiento entre las fases. El Hold Up de líquido sin deslizamiento se define como la fracción del volumen del segmento de tubería que ocuparía la fase líquida si viajara a la misma velocidad que la fase gaseosa (sin deslizamiento).

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (1.34)$$

Donde q_G y q_L son los caudales de gas y líquido in situ respectivamente. Para el gas el Hold Up sin deslizamiento se define como:

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{q_G}{q_G + q_L} \quad (1.35)$$

Densidad.

La densidad de la mezcla puede ser calculada a partir de las densidades individuales de cada componente (agua, petróleo y gas) y de las tasa de flujo. Para el líquido la densidad se define como:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (1.36)$$

Con:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

$$f_w = 1 - f_o$$

Donde f_o y f_w son las fracciones de petróleo y agua respectivamente. La densidad final de la mezcla se calcula:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_G H_G \quad (1.37)$$

Velocidad.

a) Velocidad superficial.

Muchas de las correlaciones y mapas de flujo multifásico están basadas en la velocidad superficial. Esta es la velocidad que tendría la fase de circular individual a través de la sección transversal del conducto. Para la fase líquida y gaseosa la velocidad superficial se define como sigue:

$$v_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (1.38)$$

$$v_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad (1.39)$$

Donde A es el área de la sección transversal de la tubería.

b) Velocidad real.

Esta es la velocidad real de la fase en el conducto.

$$v_L = \frac{q_L}{AHL} = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (1.40)$$

$$v_G = \frac{q_G}{AHG} = \frac{V_{SG}}{H_G} \quad (1.41)$$

c) Velocidad de deslizamiento.

La velocidad de deslizamiento se define como la velocidad real del gas menos la velocidad real del líquido, es decir:

$$v_S = v_G - v_L \quad (1.42)$$

d) Velocidad de la mezcla.

La velocidad de la mezcla es la suma de las velocidades superficiales de gas y líquido.

$$v_M = v_{SL} + v_{SG} \quad (1.43)$$

Viscosidad.

El concepto de una viscosidad bifásica es incierto y es definida de forma diferente por varios autores. La viscosidad del líquido es calculada generalmente usando la fracción de agua y del petróleo.

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (1.44)$$

La viscosidad de la mezcla se refiere a propiedades con o sin deslizamiento, dependiendo de los parámetros utilizados para su cálculo.

$$\mu_M = \mu_L \lambda_L + \mu_G \lambda_G \quad (\text{Sin deslizamiento}) \quad (1.45)$$

$$\mu_S = \mu_L^{H_L} \times \mu_G^{H_G} \quad (\text{Con deslizamiento}) \quad (1.46)$$

Tensión superficial.

Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = \rho_o f_o + \sigma_w f_w \quad (1.47)$$

1.2.3 Patrones de flujo.

Se entiende por patrón de flujo a la distribución espacial de las fases dentro de la tubería. Estos patrones dependen de la presión y la velocidad de las fases en el sistema y su predicción es de gran importancia, puesto que muchas de las correlaciones y métodos utilizados para calcular la caída de presión y el Hold Up en el conducto dependen de sus características. En un flujo multifásico los patrones de flujo gobiernan la distribución de las presiones en la tubería. Partiendo de observaciones, para un flujo multifásico de gas y líquido se han identificado diversos patrones de flujo para tuberías horizontales, verticales e inclinadas. Los patrones de flujo que se presentan en flujo vertical (Figura 1.6) no son los mismos que se forman en un flujo horizontal e inclinado (Figura 1.5) debido a que en estos últimos, la segregación por gravedad influye fuertemente en la distribución geométrica de las fases.

En este trabajo solo se abordarán los parámetros y características del flujo multifásico horizontal, debido a que el sistema de transporte de interés, está dispuesto horizontalmente en su mayor parte y los tramos verticales e inclinados son considerados como ondulaciones por el software debido a que no superan los 5m de altura.

Flujo segregado.

Se caracteriza por una baja velocidad de la fase líquida, mientras que la velocidad de la fase gaseosa puede variar entre baja y moderada. Dentro de esta clasificación se encuentran el flujo estratificado, estratificado ondulado y anular.

En un flujo estratificado las fases están separadas por la acción de la gravedad, la fase líquida fluye por el fondo del conducto, mientras que el gas lo hace por la parte superior. El flujo estratificado ondulado se presenta de igual manera pero en este caso la fase líquida presenta ondulaciones debido a un aumento de la velocidad del gas respecto al caso anterior. Para un flujo anular el gas fluye a altas velocidades y forma una especie de tubo en el centro del conducto mientras una película de líquido lo rodea a ambos lados.

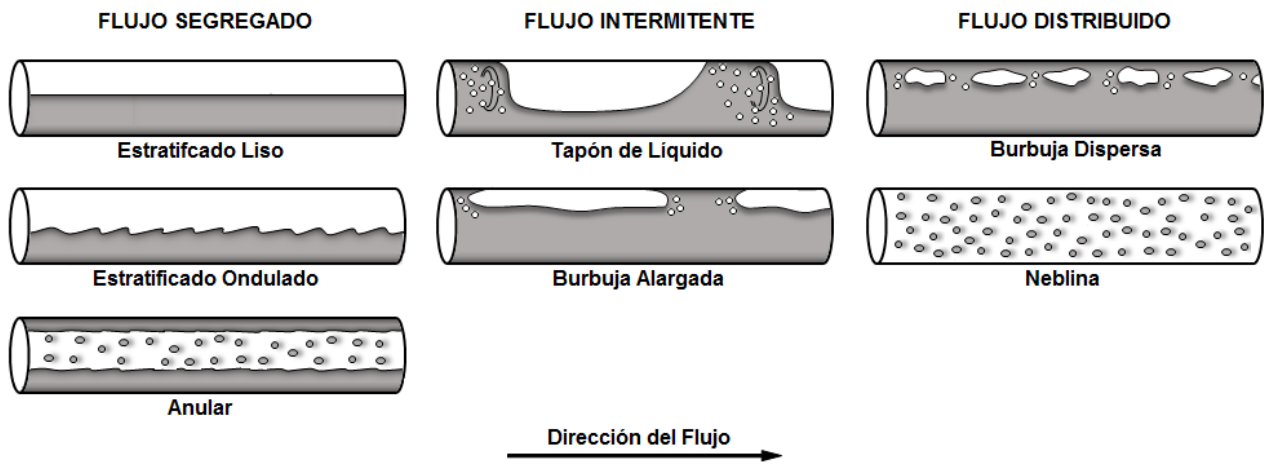


Figura 1.5 Patrones de flujo para sistemas gas-líquido en tuberías horizontales según Beggs y Brill. Adaptada de (Brill, y otros, 1991).

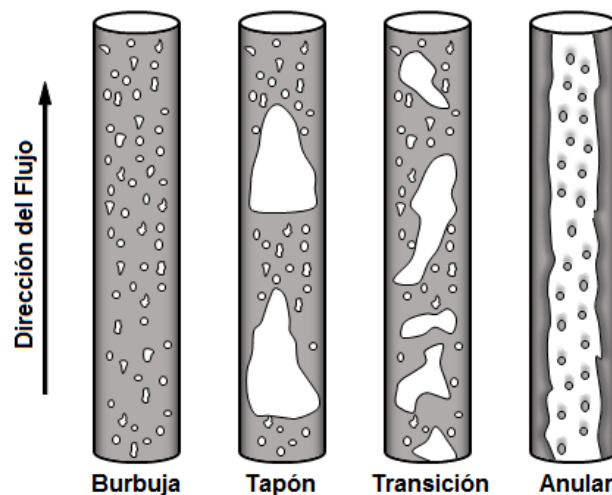


Figura 1.6 Patrones de flujo para sistemas gas-líquido en tuberías verticales según Beggs y Brill. Adaptada de (Brill, y otros, 1991).

Flujo intermitente.

Para este patrón la velocidad es moderada para la fase líquida oscilando entre moderada y alta en la fase gaseosa. Se caracteriza por un flujo intermitente de gas. Dentro de esta clasificación se encuentran el flujo tapón y burbuja alargada.

El flujo burbuja alargada como su nombre lo indica se caracteriza por tener burbujas grandes y alargadas de gas en la parte superior de la tubería. En el flujo tapón estas burbujas crecen y van formando una fase de gas casi continua interrumpida por tapones de líquido.

Flujo distribuido.

Tiene la característica de que una de las fases es predominante, dado que el flujo de una de ellas es mucho mayor y por ende su velocidad. Este grupo contiene a los flujos neblina y burbuja.

En un flujo burbuja la fase líquida es superior y el gas se distribuye en forma de pequeñas burbujas situadas en la parte superior del conducto. En un flujo neblina por el contrario, la fase gaseosa predomina con algunas gotas de líquido distribuidas por toda la tubería.

1.2.4 Modelos de correlación.

Debido a la gran cantidad de variables relacionadas con el flujo multifásico y a la complejidad de los fenómenos físicos asociados, basado en la observación de los patrones de flujo se han desarrollado modelos simplificados, tales como los modelos homogéneos, las correlaciones empíricas y los modelos mecanicistas, entre otros, para resolver los problemas relacionados a este tipo de flujo.

En los modelos homogéneos el flujo multifásico es supuesto como un fluido pseudo homogéneo, con una velocidad y propiedades físicas promedio de la mezcla. Entre los modelos homogéneos se encuentran los desarrollados por Wallis (Wallis, 1969) y Oliemans (Oliemans, 1976).

Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas asociados al flujo bifásico. Fueron desarrolladas a base de experimentos y considerando condiciones específicas de operación. Entre las correlaciones empíricas desarrolladas se encuentran las de Lockhart y Martinelli (Lockhart, y otros, 1949), Beggs y Brill Original y Revised (Beggs, y otros, 1973) y Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985).

Los modelos mecanicistas por su parte, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales como el de conservación de la masa, energía y cantidad de movimiento, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios de las propiedades y velocidades de los fluidos. Entre los modelos mecanicistas se destacan los desarrollados por (Taitel, y otros, 1976), (Xiao, y otros, 1990) y (Ouyang, 1998). Generalmente existen dos formas de identificar la presencia de uno u otro patrón de flujo de acuerdo a los métodos de cálculos utilizados. La primera es mediante mapas de régimen de flujo: representaciones gráficas del régimen desarrolladas por los investigadores, que relacionan la velocidad superficial del líquido contra la velocidad superficial del gas. La segunda es la propuesta por Andreussi y Bendiksen (Andreussi, y otros, 1989), donde el factor de fricción y el Hold Up de líquido son variables únicas y dependientes de cada patrón, por lo que su determinación posibilita determinar el patrón de flujo presente.

Sin embargo no existe un criterio que indique bajo qué condiciones de operación o patrón de flujo es conveniente utilizar un modelo en específico debido a que cada uno presenta sus particularidades y limitaciones. Los modelos homogéneos por su parte sólo consideran las propiedades físicas promedio de la mezcla y que las fases tienen la misma velocidad, por lo que desprecian el deslizamiento entre ellas en el cálculo de la fracción de líquido. Teniendo en cuenta lo anterior, las correlaciones empíricas son muy efectivas, pero solo para condiciones de frontera, parámetros de operación y propiedades físicas del crudo similares a con las que fueron desarrolladas. Finalmente los modelos mecanicistas, basados en las expresiones que modelan el flujo de fluido, tienden en algunos casos a ser muy generales. Estudios realizados para flujo multifásico en tuberías horizontales (García, 2004), (García, y otros, 2007), han demostrado que ciertos modelos mecanicistas presentan errores porcentuales promedio muy elevados en situaciones donde los modelos homogéneos tienen una predicción bastante buena, mientras que, en tuberías verticales el desempeño de los modelos mecanicistas mejora significativamente (Cravino, y otros, 2007).

Una buena solución si no se cuenta con un estudio previo, sería evaluar todos los que apliquen al caso de estudio y aceptar el de mejor ajuste. Basados en la literatura revisada de correlaciones aplicadas al transporte de crudo por tubería (Aziz, y otros, 1972), (Beggs, y otros, 1973), (Mukherjee, y otros, 1985), (Duns, y otros, 1963), (Oliemans, 1976), (Xiao, y otros, 1990) (Beniksen, y otros, 1990), se optará por los métodos de Beggs y Brill Original y

Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) y el método mecanicista de Xiao (Xiao, y otros, 1990) para realizar este trabajo, debido a que son los que más se aplican al caso de transporte de fluidos en sistemas de tuberías horizontales.

1.3 Sistema de transporte. Oleoducto.

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásico es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase. Por otra parte las ventajas de transportar la mezcla de gas y petróleo son considerables, debido a que disminuye la densidad y viscosidad de este último facilitando su transporte. La experiencia y las modalidades del transporte de crudos por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado.

1.3.1 Características de las tuberías.

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud. Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto. Es esencial el tipo o calidad de acero de los tubos. Según especificaciones del American Petroleum Institute (American Petroleum Institute API, 1980) la serie incluye desde el grado B que tiene un punto cedente mínimo de resistencia de 2531 kg/cm² (36000 lpca) hasta el grado X-70 cuyo punto cedente mínimo es de 4921 kg/cm² (70000 lpca). Esta resistencia denota la capacidad que tiene el material (acero) para resistir la deformación (elongación) bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele.

En resumen, la competencia de la tubería está indicada por la calidad o grado del acero con que es fabricada, su resistencia a fuerzas longitudinales, externas e internas, diámetros externo e interno, espesor y peso de la tubería por unidad lineal.

1.3.2 Diseño de las tuberías.

El diseño de oleoductos está basado en la topografía del terreno, las propiedades físicas de los fluidos y en las expresiones matemáticas que modelan el flujo de fluidos por tuberías.

Los diámetros de tuberías para oleoductos abarcan una serie muy variada, desde diámetro externo de 101,6 mm (4 pulgadas) hasta 1626 mm (64 pulgadas). Para cada diámetro externo hay una variedad de diámetros internos que permiten escoger la tubería del espesor deseado y, por ende, tubos de diferente peso por unidad lineal. Esta variedad de diámetros externos e internos, espesores y peso lineal de los tubos, permiten la selección adecuada de la tubería requerida para satisfacer volúmenes y presiones de bombeo, además de aquellas características físicas y de resistencia que debe tener la tubería. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

Las normas más utilizadas en el análisis de sistemas de tuberías son las normas conjuntas del American Stándar Institute y la American Society of Mechanical Engineers (ANSI/ASME). Cada uno de estos códigos recoge la experiencia de numerosas empresas especializadas, investigadores, ingenieros de proyectos e ingenieros de campo, en áreas de aplicación específicas.

Sin embargo, cada nuevo proyecto de oleoducto de por sí requiere un enfoque particular, un tratamiento adecuado y soluciones propias que algunas veces, pueden exigir métodos extraordinarios.

1.3.3 Mantenimiento de oleoductos.

En la pared interna del oleoducto se depositan capas de hidrocarburos y sedimentos finos que con el transcurso del tiempo reducen el diámetro del conducto. Tales obstrucciones derivan en incrementos innecesarios de la presión de bombeo y reducción del volumen bombeado. Por esto es necesario limpiar el oleoducto de tales sedimentos.

Otro aspecto del mantenimiento es cerciorarse de la competencia física del oleoducto, que aunque es un conducto de acero, está sujeto a fuerzas internas (bombeo, corrosión, erosión, fatiga) que a la larga pueden debilitar su resistencia y causar filtraciones o estallidos. Para evitar interrupciones inesperadas en el funcionamiento y tomar medidas preventivas

oportunamente, siempre es aconsejable conocer de antemano el estado físico del oleoducto, y esto se hace a través de observaciones visuales o exámenes de la tubería por rayos X u otros medios apropiados para luego proceder a las reparaciones debidas.

Por otra parte es muy importante todo lo relacionado con el mantenimiento de la ruta y del oleoducto para cuidar y mantener el ambiente. Si la ruta no está limpia, la maleza puede ser foco de incendios y si hay derrames se dificultan los trabajos de contingencia y reparación. Para evitar accidentes que puedan ser ocasionados por terceros, es necesario que cuando el oleoducto está enterrado se señalen debidamente aquellas partes de su ruta o cruces que puedan ser objeto de excavaciones o vayan a formar parte de algún proyecto.

1.4 Software de cálculo y modelación de flujo.

La tecnología informática ha tenido un gran desempeño en la industria petrolera, sobre todo en el desarrollo de softwares de cálculo y modelación de parámetros implicados en las diversas ramas de dicha industria (análisis de yacimientos, diseños de pozos, levantamiento artificial, análisis y diseño de redes de tubería, entre otros), con el objetivo de optimizar el diseño y aumentar la producción para reducir los costos. Estos incorporan las expresiones matemáticas que rigen el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y a través de todos los elementos que conforman el sistema de extracción, recolección y transporte de hidrocarburos. Algunos de los softwares disponibles en el mercado, se presentan a continuación:

- **PIPEPHASE:** ofrece una capacidad de modelado riguroso e integral para flujos multifásicos de estado continuo en redes de acopio de petróleo, gas y sistemas de tuberías.
- **SARFM (Software de Análisis de Redes de Flujo Multifásico):** es un programa de análisis y diseño de sistemas de producción.
- **OLGA:** es un modelo unidimensional y dinámico válido para régimen transitorio o variable de flujos multifásicos.
- **TACITE:** es un modelo composicional y una herramienta de simulación de flujo multifásico para el diseño y control de la producción de gas y petróleo en pozos y tuberías.

- PVTLIB™: petróleo negro/propiedades composicionales: es un programa que trabaja con gran precisión en la determinación de las propiedades físicas del gas, petróleo y agua utilizando dos ecuaciones de estado, Redlich-Kwong-Soave (Soave, 1972) y Peng-Robinson (Peng, y otros, 1976).

En este trabajo se utilizará el SARFM por las ventajas que ofrece en el campo de la modelación y el diseño de sistemas de tubería para flujos multifásicos en estado estacionario.

1.4.1 Generalidades del SARFM.

Es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario que se utiliza para el diseño y el análisis diagnóstico de sistemas de producción de petróleo y gas. Las herramientas del software modelan el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo. El software analiza además el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Este programa incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecanicistas (Anexo II, Tabla A2.4) que constituyen el estándar industrial de hoy en día y permite ajustar los datos de pozos medidos a estas correlaciones, con el fin de identificar la más apropiada para su análisis. El modelado preciso del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema, por lo tanto ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro o un rango de ecuaciones de estado (EOS) para modelos composicionales.

Para un análisis integral del sistema, el algoritmo de solución puede modelar redes de recolección, distribución e inyección y proporcionar el conocimiento detallado de los componentes termo-hidráulicos del sistema. Esto es esencial para el diseño de la línea de flujo y las cuestiones relacionadas con el aseguramiento del flujo, particularmente en el caso de sistemas multifásicos complejos.

1.5 Antecedentes de trabajos realizados.

En la actualidad numerosos trabajos se han realizado en el mundo con excelentes resultados, por citar algunos: María Victoria Ruiz Prada en Julio de 2004, presentó su Tesis de Maestría “Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías, empleando el simulador PIPESIM” (Prada, 2004); en la XVIII

Convención de Gas, en Mayo de 2008, Ruth Anselmi presentó un trabajo sobre la “Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico” utilizando los simuladores OLGA y TACITE (Anselmi, y otros, 2008); en la Universidad Industrial de Santander, Sandra Bedoya y Diana Fontecha presentaron su Tesis de Grado titulada “Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados” (Bedoya Ríos, y otros, 2010); Gustavo Oviedo Celis y Cesar Chaparro Parada presentaron en la Universidad de Santander, su Tesis de Grado titulada “Modelado y simulación del flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el método de Mukherjee & Brill” (Oviedo Celis, y otros, 2011).

Sin embargo en la EPEP-C, no se cuenta con ningún estudio previo y no existe ningún modelo de simulación que ayude a evaluar el comportamiento del flujo multifásico en los sistemas de transporte del crudo.

1.6 Conclusiones parciales.

1. En un flujo multifásico se presentan distribuciones espaciales de las fases dentro de la tubería conocidas como patrones de flujo.
2. Existen patrones de flujos horizontales y verticales pero en este trabajo solo se hará referencia a los primeros puesto que el sistema de tuberías considerado está dispuesto horizontalmente en su mayor parte.
3. Los patrones de flujo inciden en el gradiente de presión de la tubería y por tanto en la distribución de las presiones en el sistema.
4. A fin de determinar el gradiente de presión para flujo multifásico de gas y líquido, se han desarrollado métodos de cálculos basados en correlaciones empíricas y modelos mecanicistas.
5. Basados en la literatura consultada se escogieron las correlaciones empíricas presentadas por Beggs y Brill (Beggs, y otros, 1973), Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) y el método mecanicista de Xiao (Xiao, y otros, 1990), para calcular las variables de flujo multifásico horizontal presentes en el sistema de transporte analizado en este trabajo.

CAPÍTULO II. DISEÑO METODOLÓGICO

2.1 Descripción del proceso de medición del flujo y análisis de las presiones en la línea de transporte.

El flujo proveniente de los pozos, es transportado por los colectores y recibido en el Centro Colector. Una vez allí, el crudo transportado por el Colector Total pasa por el Separador Horizontal Total, cuyo objetivo es la separación inicial del gas y líquido. Luego este fluido es almacenado en el Separador Horizontal de Reserva en donde se cuantifica la producción. Para cuantificar la producción se mide la altura de la columna de líquido para sacar el volumen inicial del mismo. Luego este fluido se bombea hacia la planta de tratamiento y después de un tiempo (este tiempo se registra), se mide nuevamente la altura del líquido para calcular el volumen final después de bombear y la diferencia entre inicial y final será el volumen bombeado. El caudal de fluido del día será la suma del caudal de fluido bombeado más el nivel final del separador al momento del cierre del informe, menos el nivel final del separador al momento del cierre del día anterior. Por su parte el fluido proveniente del Colector de Medición se almacena en el Separador Horizontal de Medición cuyo objetivo es separar el gas del líquido y almacenar la producción del pozo que se esté midiendo. Para cuantificar la producción, se hacen paquetes por lo general de dos horas y se mide el nivel del separador al principio y al final, de modo que la diferencia entre los dos sea el volumen aportado en ese tiempo por el pozo al Separador Horizontal de Medición. La producción de gas por cada colector se mide con flujómetros en las líneas de transporte de gas a la salida de los separadores. Todo este proceso en el Centro Colector se realiza de forma continua y diaria durante todo el año.

En el sistema de producción y transporte de petróleo, el fluido es sometido a ciertas presiones válidas a considerar para un adecuado manejo del mismo (Figura 2.1). Los patrones de flujo determinan la distribución de las presiones en la tubería y por consiguiente el gradiente de presión ΔP_3 (Figura 2.1). O sea, si para el crudo de un mismo pozo, existieran en los colectores de Medición y Total patrones de flujo diferentes, entonces la presión en la boca del pozo (P_b) sería diferente cuando el fluido tributara a uno u otro colector teniendo en cuenta que la presión en el separador es manejada y regulada para lograr una mayor eficiencia en el proceso

de separación. Esto traería como consecuencia una variación de la presión en el fondo del pozo (P_f) y a su vez en el ΔP_1 que es la encargada de regular la afluencia de caudal del yacimiento al pozo, lo que se traduce en diferencias en la producción cuando el pozo se conecta al Colector Total o al de Medición.

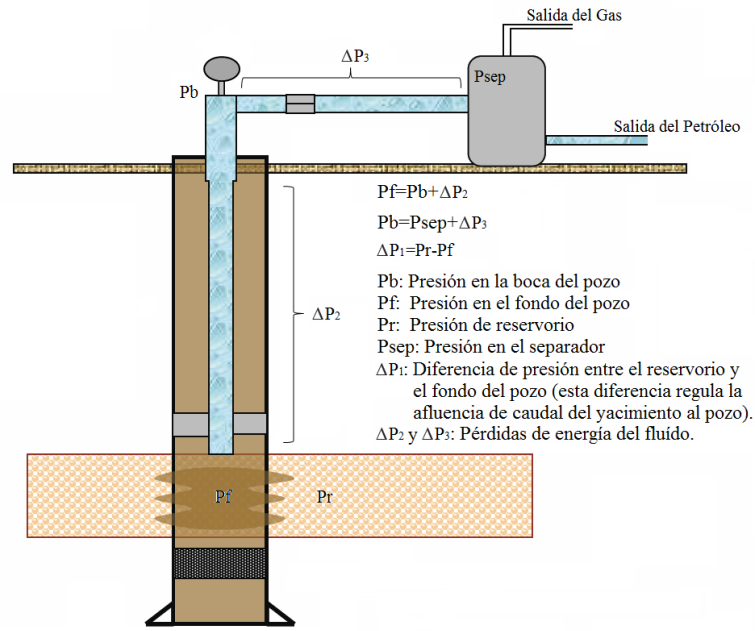


Figura 2.1 Esquema de las presiones en el sistema de producción y transporte de crudo. Adaptada de (Schlumberger).

2.2 Estrategia investigativa.

2.2.1 Tipo de investigación.

Se trata de una Investigación Descriptiva, que comprende el análisis e interpretación actual de los fenómenos de transporte presente en las redes del CC-11.

2.2.2 Diseño de investigación.

Esta investigación se divide en dos partes. La primera comprende la validación de la herramienta de simulación. En la segunda, se realiza la modelación del comportamiento del flujo con la herramienta validada.

Para validar un modelo de correlación a las condiciones reales del crudo transportado por las redes antes mencionadas, la investigación se divide en dos etapas.

La etapa inicial de la primera parte consiste en hacer un ajuste teniendo en cuenta los parámetros de flujo, propios del crudo en cuestión, a los modelos escogidos de la literatura y comprobar mediante la simulación del flujo en los colectores con el modelo de trabajo Pipe, cuál de estos, por sus características, es el de mejores resultados de acuerdo a las condiciones de fronteras reales medidas en el campo. Por lo que en este caso la investigación se identifica como no experimental.

La segunda etapa de la primera parte consiste en realizar un análisis de sensibilidad al modelo de correlación seleccionado y en este caso la investigación se define como experimental. No obstante, se aclara que esta tarea solo se realiza con el objetivo de observar la respuesta del modelo en la variable dependiente, frente a cambios introducidos en las variables independientes, y no para obtener información que incida en los resultados finales de la investigación. Por lo que no es necesario realizar un diseño estadístico de experimentos.

La segunda parte de la investigación comprende la simulación del flujo en la red de transporte una vez la herramienta haya sido validada. En esta ocasión se observa el fenómeno tal y como ocurre, por lo que nuevamente la investigación se identifica como no experimental.

2.2.3 Variables.

Para el análisis del comportamiento del flujo multifásico en los colectores de Medición y Total, a fin de determinar los patrones de flujo y gradientes de presión presentes en ambos conductos, las variables a tomar en consideración serán las siguientes:

Variable Independiente.

- Caudal de fluido (Q_f).
- Presión de salida. Identificada en los registros como presión de entrada al Separador Horizontal Total (P.ent SHT) y presión de entrada al Separador Horizontal Total (P.ent SHM).
- Relación gas-petróleo (GOR).
- API.
- Porcentaje de agua de la mezcla (BSW).

Variable Dependiente.

- Presión de entrada. Identificada en los registros como presión en el Manifold (P.Mnf).

2.3 Recopilación de datos.**2.3.1 Técnica instrumental y registro de los datos.**

Las trayectorias de las líneas de producción de los pozos y los colectores de Medición y Total formaron parte de una investigación documental realizada en el CC-11, cuyo personal realizó el levantamiento (Figura 2.2 y 2.3).

Los datos de los parámetros de flujo pertenecen a los partes de producción y control del CC-11 (Centro Colector 11) y fueron suministrados por la dirección de dicho centro. Estos datos son recolectados por los operadores diariamente mediante la observación directa en el campo de instrumentos digitales y registrados en dichos partes de forma manual.

2.3.2 Población y muestra.

La población comprende los registros diarios en cada colector de caudal de fluido (Q_f) y gas, relación gas-petróleo, API, BSW, presión en el Manifold y presión a la entrada del SHT y SHM, todo en el periodo comprendido entre enero del 2014 y abril del propio año. No obstante en el pozo P-A, solo se cuenta con dos mediciones en el tiempo establecido por problemas de reparación en el mismo.

Para la muestra se identificaron los registros de población según el pozo en medición y para ambos colectores, esto se hizo con el objetivo de identificar si los parámetros hidráulicos del fluido de los pozos varían cuando tributan a uno u otro colector. O sea, cuando en los registros del comportamiento del fluido en el Colector Total se identifique el pozo en medición, significa que a dicho colector tributarán los pozos restantes del campo. Aunque dicha muestra presenta un carácter probabilístico y se corresponde con un muestreo aleatorio simple, se tomó como referencia el Colector de Medición y se escogieron 5 mediciones de pozos, tratando de representar cada mes del período comprendido. En el Colector Total se hicieron coincidir las fechas de mediciones con las del Colector de Medición, para observar las diferencias en el comportamiento del flujo que existen en ambos colectores el mismo día (Anexo II, Tablas de la A2.5 a la A2.19). Se aclara que el caso del pozo P-H tributando al Colector de Medición no

se tomó como muestra, puesto que los registros de mediciones de presión de entrada (P.Mnf) no son representativos del comportamiento real del flujo (Figura 2.2).

2.4 Procesamiento y ejecución de los datos.

2.4.1 Construcción del modelo de simulación.

El software utilizado para la construcción del modelo de simulación (SARFM) está especializado y certificado internacionalmente en el análisis, diseño, cálculo y modelación de redes para flujo multifásico.

Para la construcción de dicho modelo se inició con la inserción de las características físicas de los colectores de medición y total, según el levantamiento de redes realizado. O sea: diámetro externo y espesor del conducto, longitud, temperatura ambiente (25°C) y profundidad de enterramiento para los casos de tramos de tuberías soterrados (Figura 2.3).

Luego se configuró el software para un modelo de petróleo negro y se establecieron las propiedades físicas del fluido: BSW, GOR, API y las correlaciones empíricas para determinar otras como viscosidad, punto de burbujeo y gas en solución. En este último caso se utilizaron las correlaciones de De Ghetto (De Ghetto, y otros, 1995) para calcular las propiedades físicas anteriores, puesto que estos métodos de cálculo se aplican a petróleos pesados y extrapesados como es el caso de estudio, o sea $^{\circ}\text{API} < 10$.

Por último se definen los modelos empíricos y mecanicistas para realizar la simulación del flujo, así como los parámetros de circulación: caudal de fluido, presión de salida y temperatura (35°C). Las correlaciones de Beggs y Brill Original y Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) y el método mecanicista de Xiao (Xiao, y otros, 1990), fueron las escogidas por su aplicación en flujos multifásico horizontales de gas y petróleo, como es el caso.

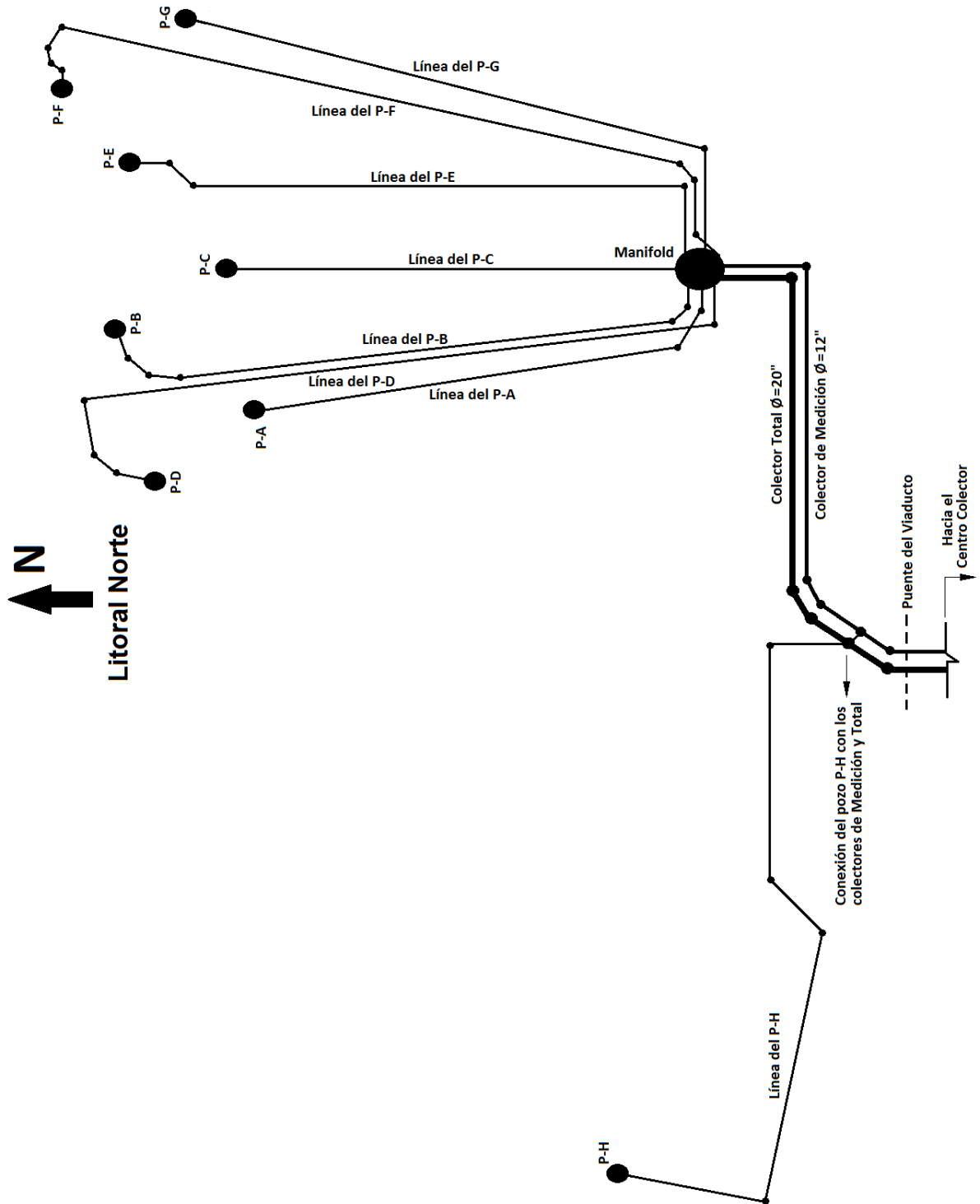


Figura 2.2 Esquema general del campo de pozos.

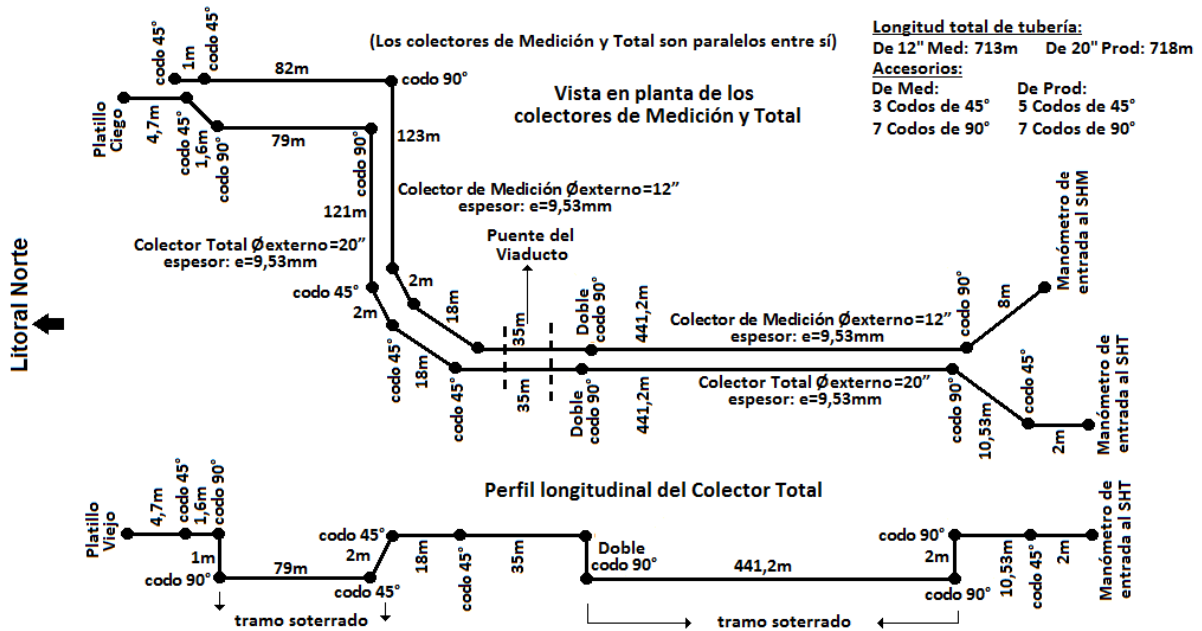


Figura 2.3 Esquema de la trayectoria de los Colectores de Medición y Total.

2.4.2 Simulación de los modelos de correlación.

La simulación para ajustar el modelo de correlación se realizará para toda la muestra, en la plataforma de trabajo Pipe y para los dos colectores por separados, puesto que constituyen los tramos de tubería de mayor longitud, existen los registros de las mediciones de las presiones de entrada y salida y los diámetros difieren de 20 pulgadas para el Colector Total y de 12 pulgadas para el de Medición.

Definida la presión de salida y las correlaciones de flujo multifásico a utilizar en el software, se procede a realizar la simulación del fluido en ambos colectores en el modelo de trabajo Pipe. El programa, fijando esta presión de salida y basándose en las expresiones matemáticas incorporadas de los modelos empíricos y mecanicistas seleccionados, determina la presión de entrada mediante un proceso iterativo.

Una vez determinadas las presiones de entrada del sistema por cada modelo de correlación, se procede a calcular los errores que existen entre la real medida en el campo y la calculada por el programa, para luego realizar un análisis comparativo y seleccionar de estos modelos, el de mejor ajuste en la predicción de las condiciones reales de circulación del crudo del CC-11.

El error porcentual promedio (E_1) y el error porcentual promedio absoluto (E_2), se calcularon según las expresiones siguientes:

$$E_1 = \frac{1}{n} \sum \left[\left(\frac{p_c - p_m}{p_m} \right) \times 100 \right] \quad (2.1)$$

$$E_2 = \frac{1}{n} \left| \sum \left[\left(\frac{p_c - p_m}{p_m} \right) \times 100 \right] \right| \quad (2.2)$$

Donde:

E_1 = Error porcentual promedio.

E_2 = Error porcentual promedio absoluto.

p_c = Presión calculada.

p_m = Presión medida.

n = N° de mediciones.

El análisis comparativo se realizó siguiendo los valores calculados por E_2 , puesto que los errores positivos y negativos no se cancelan entre sí, y brinda una idea real de la diferencia que existe entre los parámetros calculados y medidos.

2.4.3 Sensibilidad del modelo de correlación seleccionado.

Seleccionado el modelo de correlación de acuerdo a los resultados obtenidos en la comparación del error, se tomó al azar 1 día de mediciones de cada tabla de muestra para realizarle un análisis de sensibilidad a dicho modelo. El objetivo de este análisis es observar mediante la simulación, los cambios que puedan presentarse en la presión de entrada frente a modificaciones de las propiedades de los fluidos, evaluando así la funcionalidad del modelo.

Las variables modificadas fueron el caudal de fluido (Qf) y relación gas-petróleo (GOR), debido a que son los parámetros que varían con más frecuencia en las mediciones y los de mayor incidencia en la presión de entrada. Se eligieron 3 valores de Qf y GOR atendiendo al intervalo de fluctuación de estos parámetros observados en las mediciones. Tomando como referencia el valor medido, en el Colector Total el intervalo será de $\pm 200 \text{ m}^3/\text{d}$ para Qf y de ± 10 para GOR, mientras que en el Colector de Medición será de $\pm 40 \text{ m}^3/\text{d}$ y ± 5 para Qf y GOR respectivamente.

2.4.4 Determinación de los parámetros de flujo.

Validada la herramienta de simulación se procede a modelar el comportamiento del flujo para toda la muestra, en los colectores de Medición y Total con el modelo de trabajo Pipe. Con esto

se determinan los patrones de flujo presentes en ambos colectores y se formulan criterios sobre el comportamiento del flujo en la red de transporte de los pozos.

CAPÍTULO III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Selección del modelo de correlación.

Para seleccionar el modelo de correlación se procesó toda la muestra, o sea 69 datos, por los métodos de Beggs y Brill Original y Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) y el método mecanicista de Xiao (Xiao, y otros, 1990). Luego se calculó el error que existe entre los valores de las presiones calculadas por estos métodos y las reales medidas en el campo. Estos resultados se muestran a continuación.

3.1.1 Presiones calculadas en el Colector de Medición.

Las presiones calculadas en el Colector de Medición se deben a las propiedades del flujo que en ese momento tributa hacia él, identificada en la muestra correspondiente a los registros representativos del comportamiento del flujo en dicho colector para cada pozo. Estos resultados se ilustran a continuación de forma gráfica y tabular para todos los pozos, excepto para el pozo P-H por la condición que presenta, explicada en el capítulo anterior (Epígrafe 2.3).

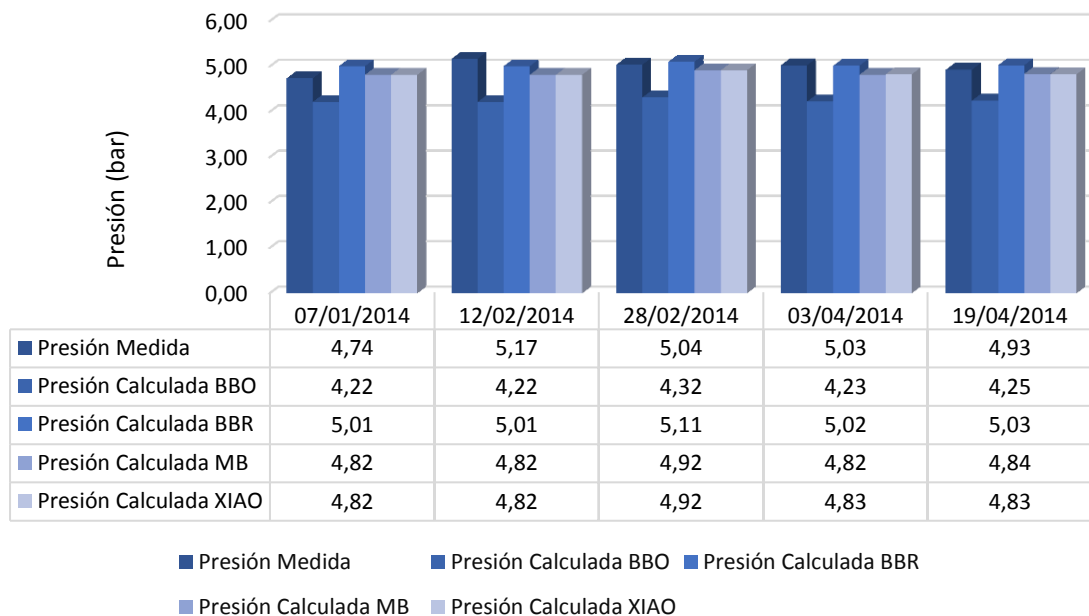


Figura 3.1 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-C tributa hacia él.

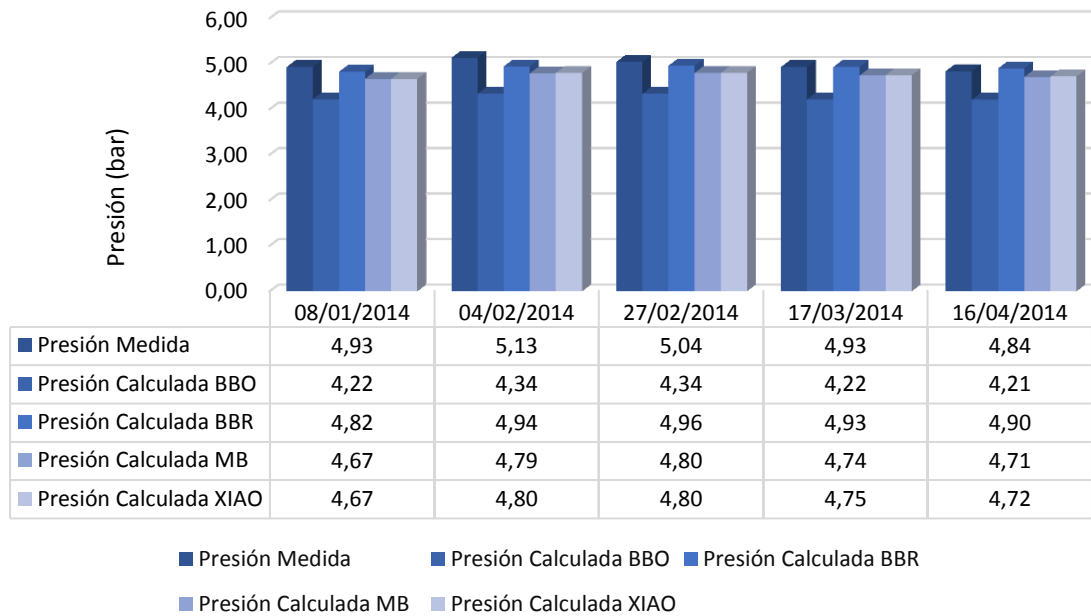


Figura 3.2 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-E tributa hacia él.

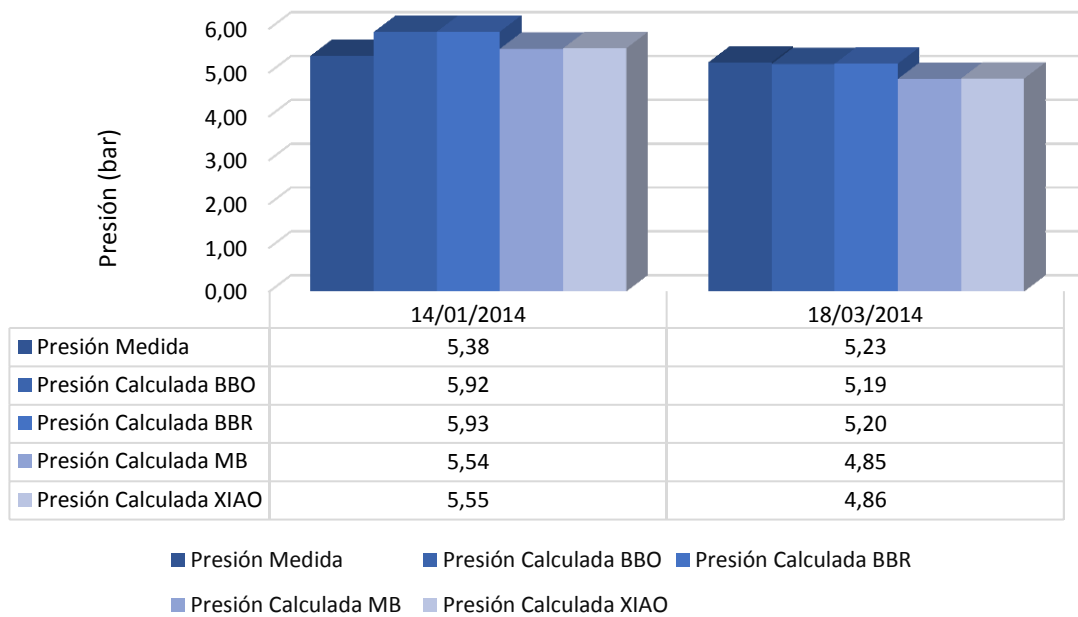


Figura 3.3 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-A tributa hacia él.

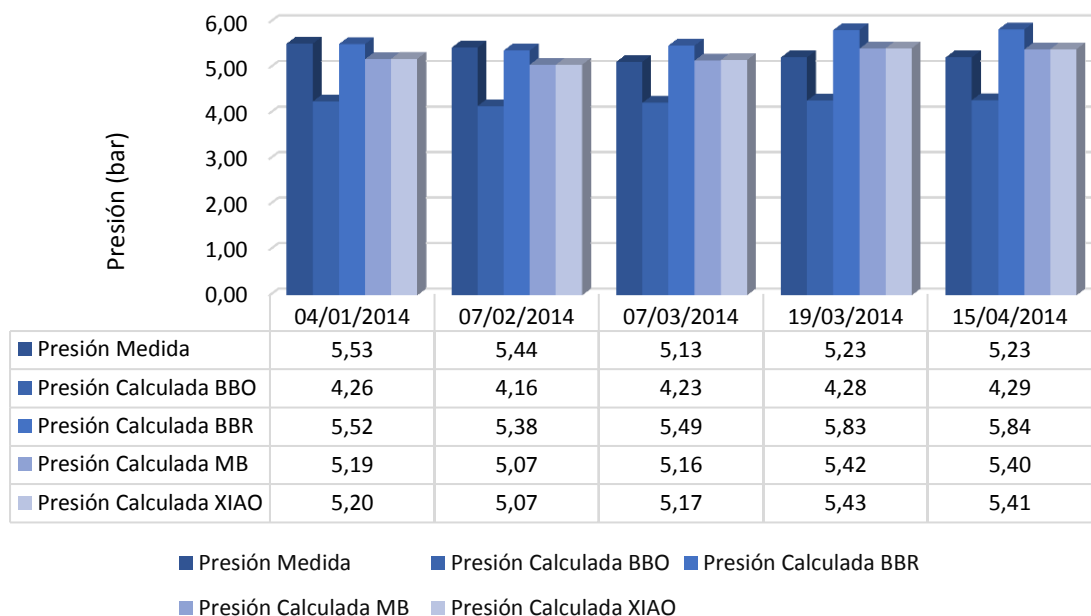


Figura 3.4 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-G tributa hacia él.

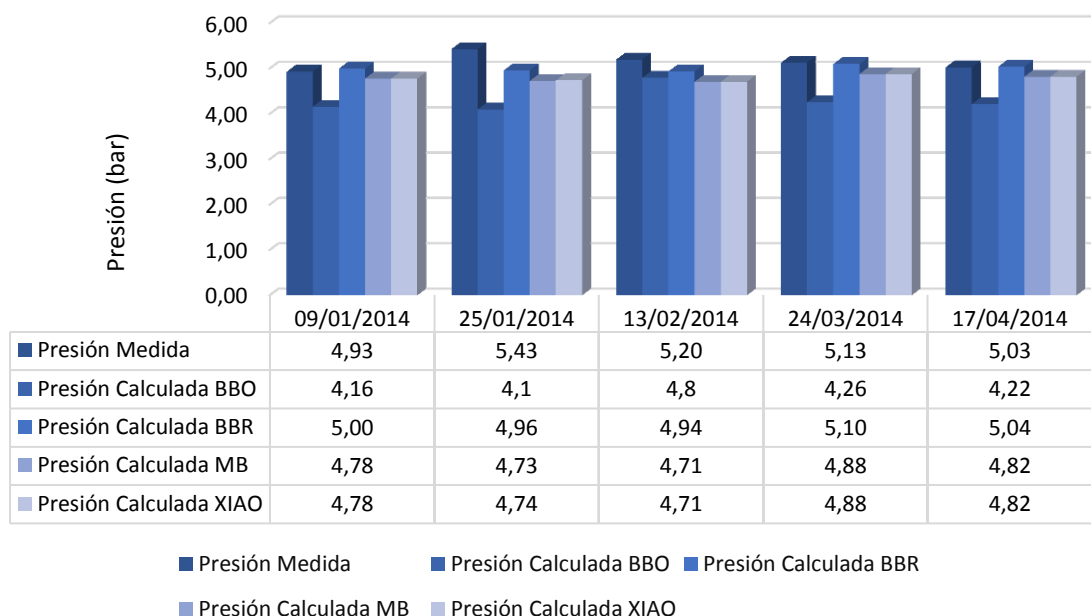


Figura 3.5 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-B tributa hacia él.

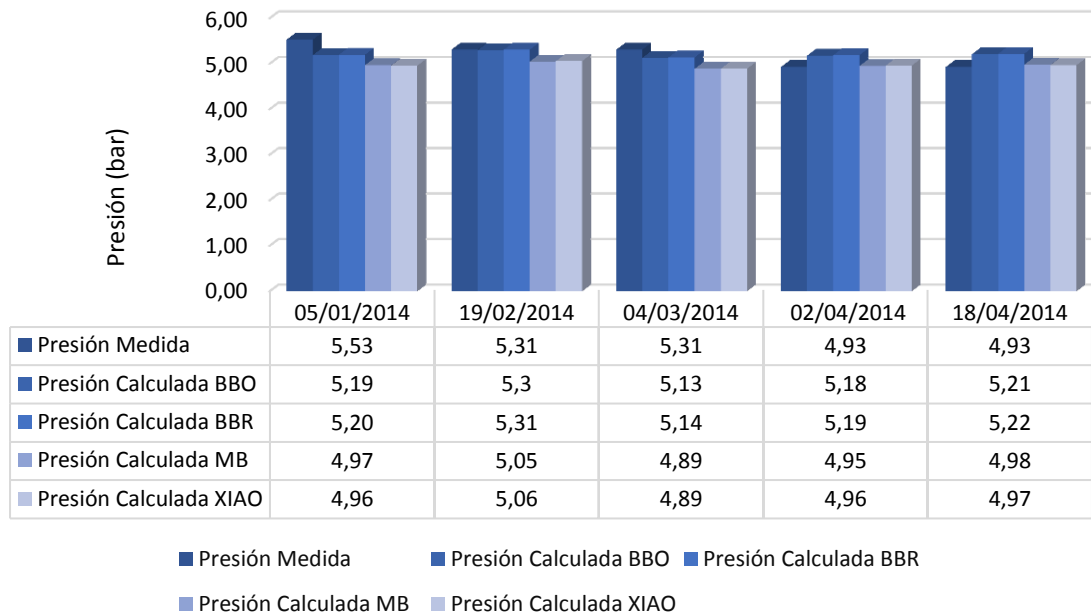


Figura 3.6 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-F tributa hacia él.

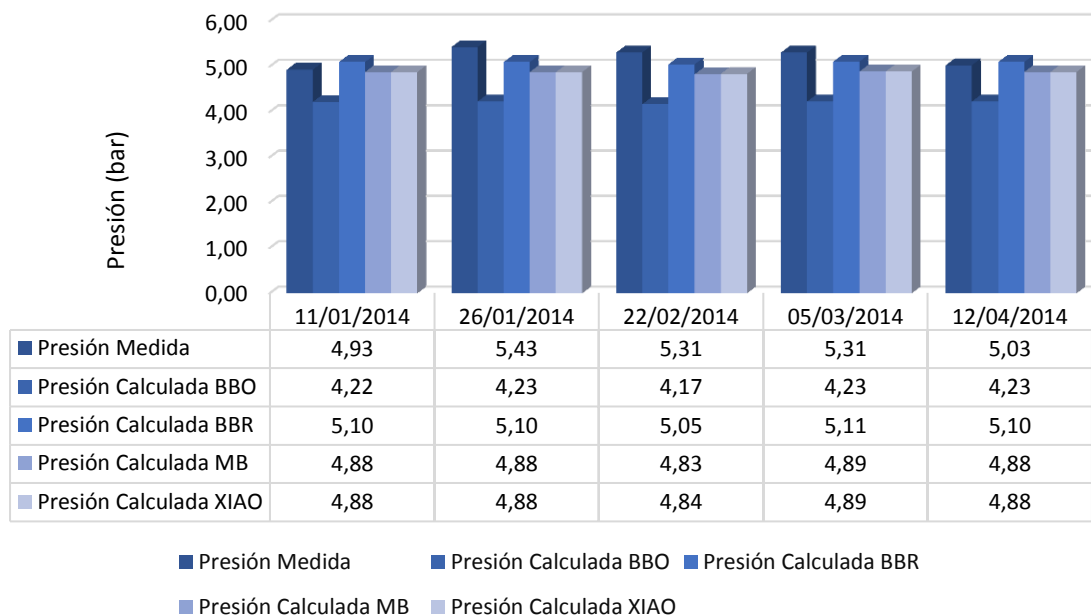


Figura 3.7 Presiones calculadas en el Colector de Medición cuando el pozo P-D tributa hacia él.

Una vez revisados los resultados anteriores se puede comprobar que en la mayoría de los casos la presión medida es relativamente mayor a las calculadas por los modelos de correlación. Además, se observa que el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), es el que brinda de manera general mejores resultados de entre todos los seleccionados, con una diferencia máxima entre las presiones medidas y calculadas de 0,55 bar correspondiente al pozo P-A el día 14/1/2014.

3.1.2 Presiones calculadas en el Colector Total.

Por su parte en el Colector Total, las presiones calculadas se deben a las propiedades del flujo transportado por este, que no es más que la suma de los fluidos de todos los pozos del campo, menos el identificado como en medición en la muestra correspondiente a los registros representativos del comportamiento del flujo en dicho colector. De esta forma se logra una representación del crudo de todos los pozos en el Colector Total puesto que, si el pozo P-D (por poner un ejemplo) está en medición en una determinada fecha, al día siguiente otro pozo ocupa su lugar por lo que el anterior se incorpora al grupo de pozos que tributan al referido colector. Estos resultados, al igual que en el caso anterior, se ilustran a continuación de forma gráfica y tabular identificados según el pozo en medición.

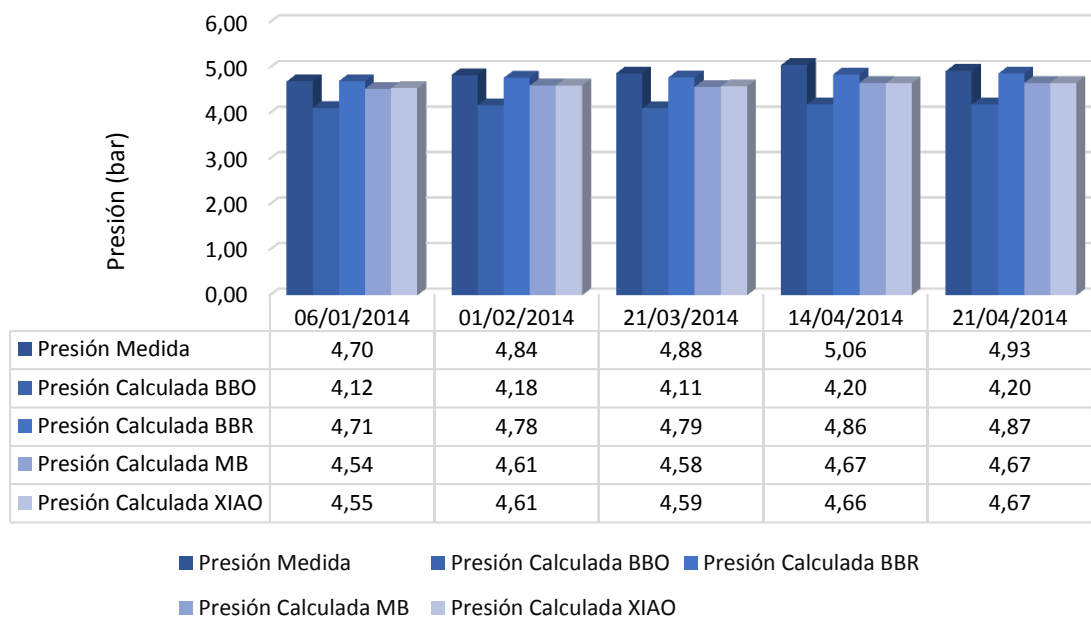


Figura 3.8 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-H está en medición.

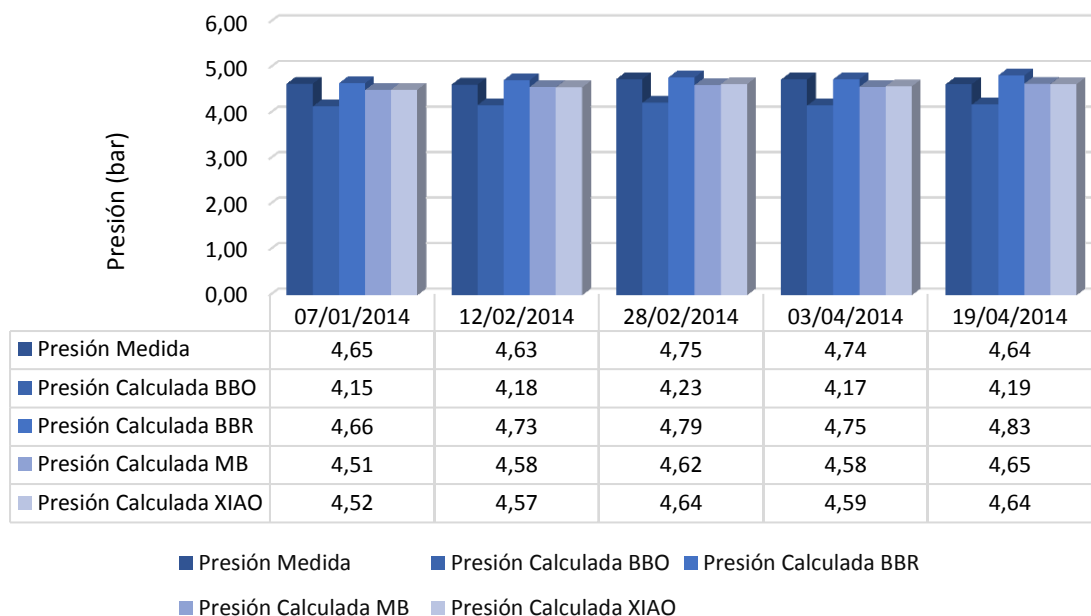


Figura 3.9 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-C está en medición.

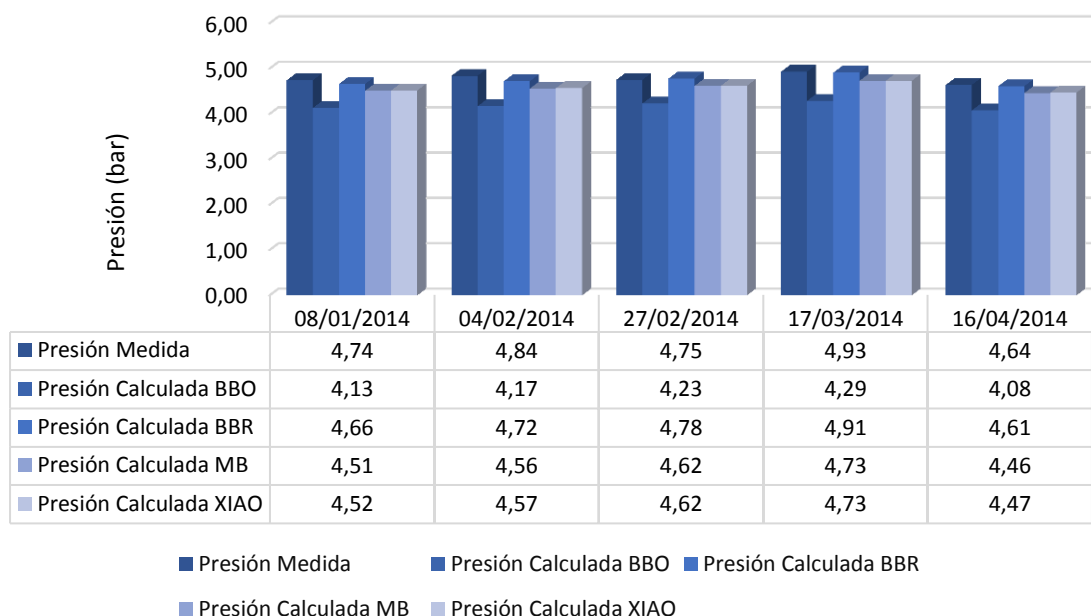


Figura 3.10 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el Pozo P-E está en medición.

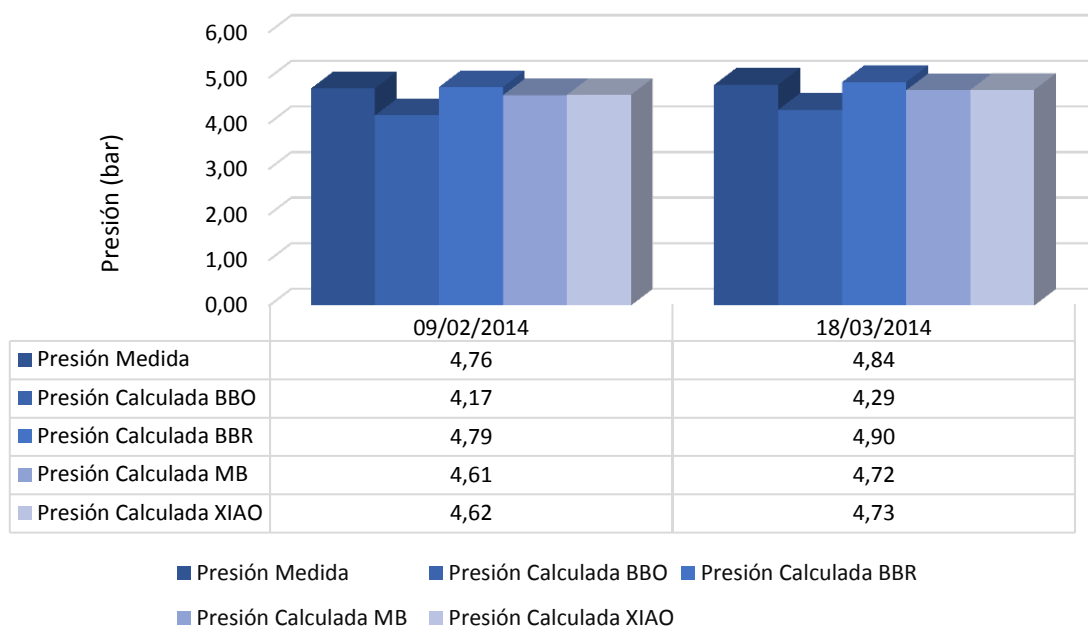


Figura 3.11 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-A está en medición.

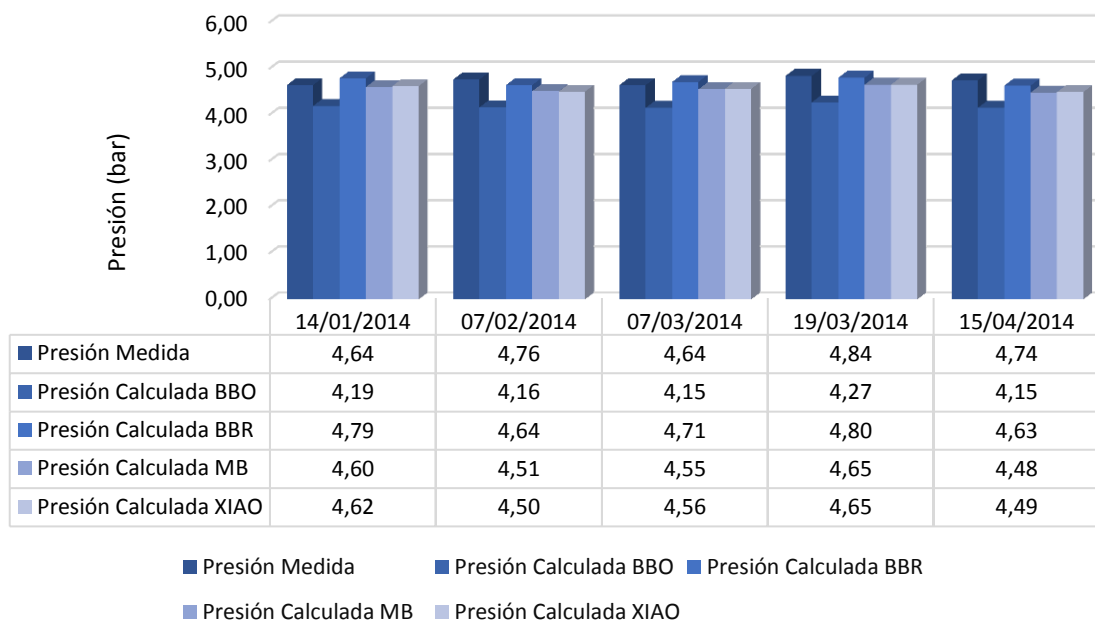


Figura 3.12 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-G está en medición.

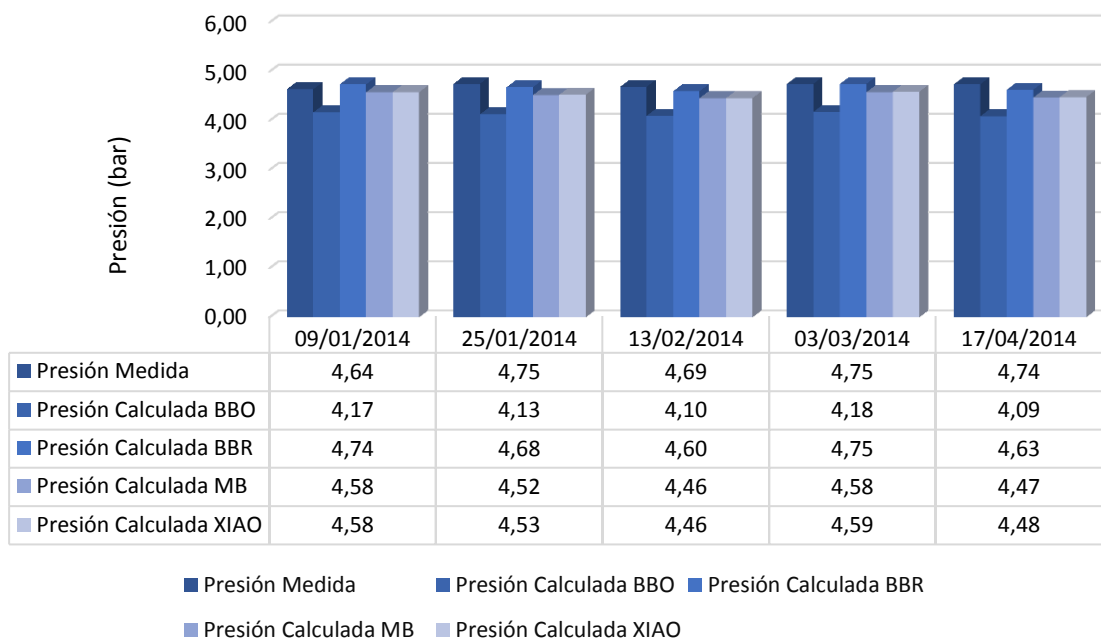


Figura 3.13 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-B está en medición.

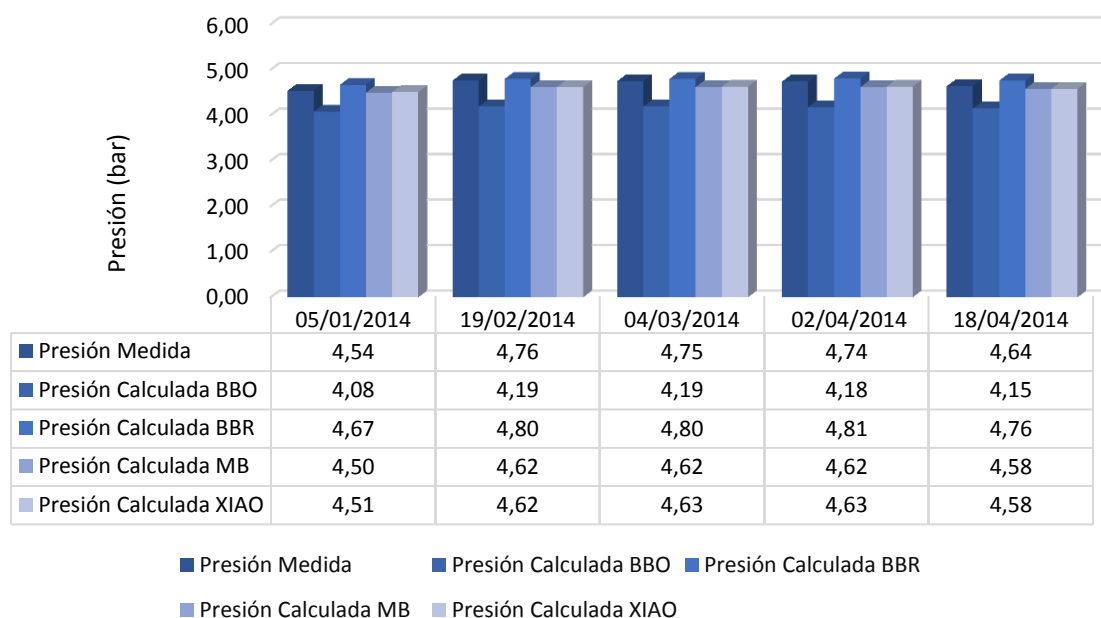


Figura 3.14 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-F está en medición.

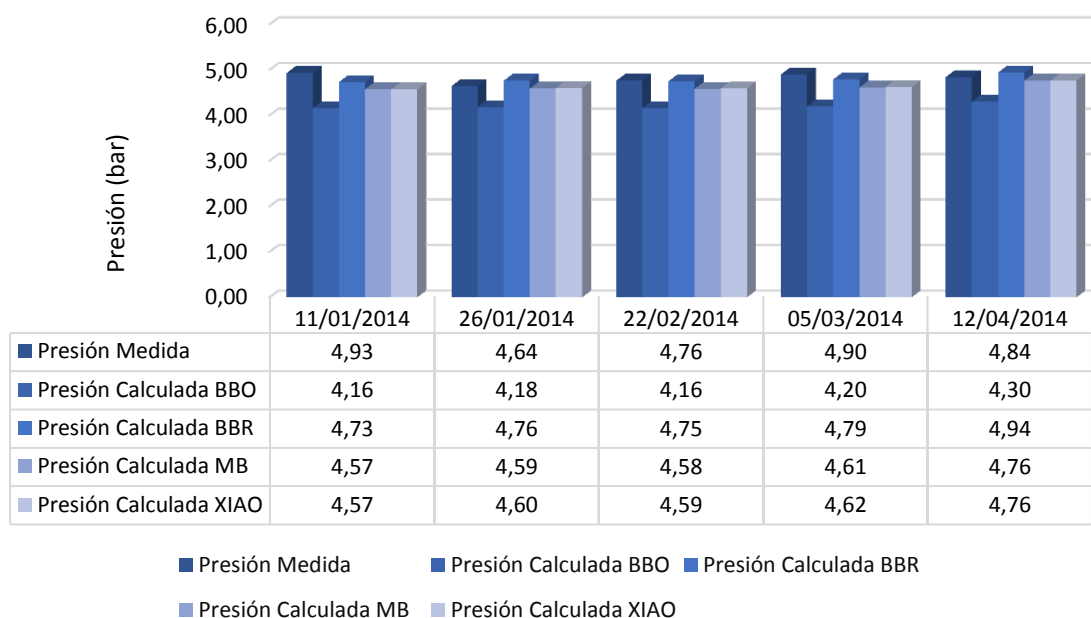


Figura 3.15 Presiones calculadas en el Colector Total cuando el pozo P-D está en medición.

En los resultados anteriores se observa que la presión medida es relativamente similar a la calculada por el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), por lo que en un primer acercamiento este modelo de correlación es el que brinda mejores resultados con respecto a los demás, con una diferencia máxima entre ambos valores de presión de 0,2 bar los días 11/1/2014 y 14/4/2014.

3.1.3 Análisis del error y selección de modelo.

Para definir finalmente el modelo de correlación a seleccionar, se calculó el error porcentual promedio absoluto en ambos colectores (ver Anexo II, Tablas A2.20 y A2.21) según se indica en el capítulo anterior (Epígrafe 2.4.2).

En el Colector de Medición los mejores resultados los brinda el modelo de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973) con un error de 3,72%. A continuación le siguen Xiao (Xiao, y otros, 1990) y Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) con un error de 5% y 5,02% respectivamente. Por último el método de Beggs y Brill Original (Beggs, y otros, 1973) con un error de 14,09% posee una diferencia considerable en relación con los anteriores.

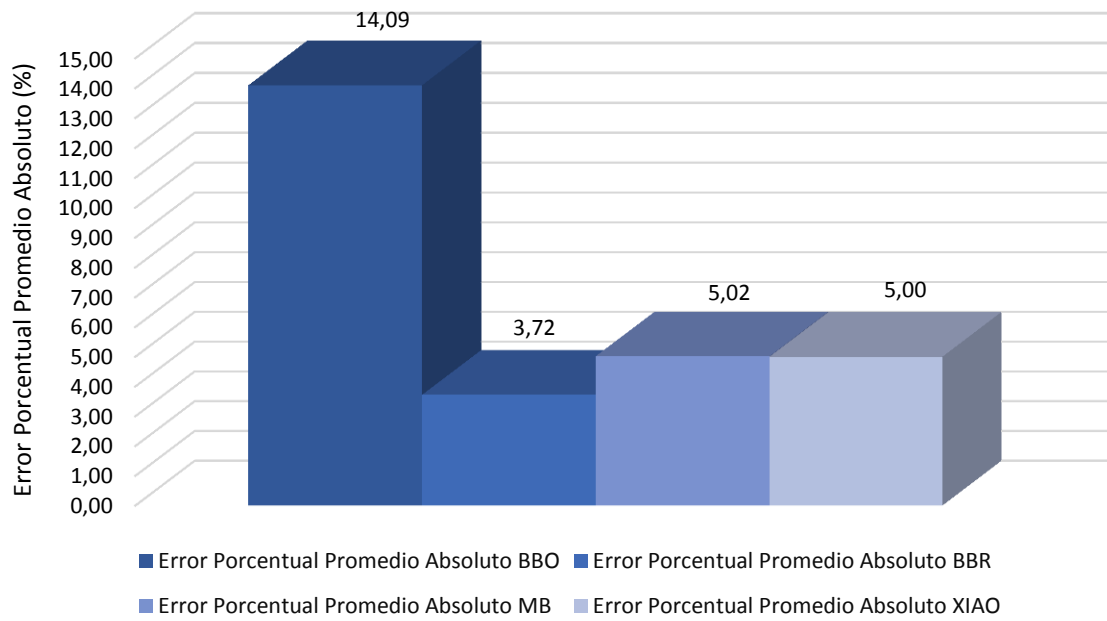


Figura 3.16 Error porcentual promedio absoluto en el Colector de Medición.

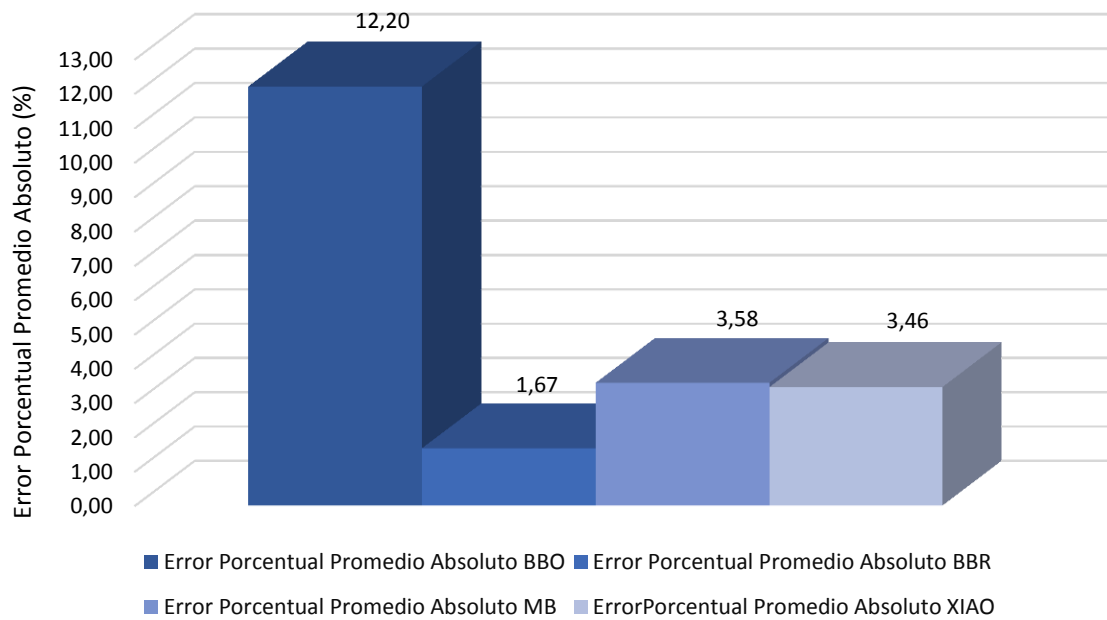


Figura 3.17 Error porcentual promedio absoluto en el Colector Total.

De igual forma en el Colector Total los resultados más satisfactorios vienen dados por el modelo de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), seguido de Xiao (Xiao, y otros, 1990) y Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) con un error calculado de 1,67%, 3,46% y 3,58% respectivamente. Por último el método de Beggs y Brill Original (Beggs, y otros, 1973) difiere significativamente de los anteriores con un error de 12,20%.

A modo de resumen se puede afirmar que a excepción del método de Beggs y Brill Original (Beggs, y otros, 1973), los restantes presentan buenos resultados en la predicción del comportamiento del flujo en ambos colectores. Sin embargo, basados en los resultados anteriores se observa que el modelo de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973) es el más confiable y por tal motivo se selecciona para realizar la investigación.

3.2 Análisis de sensibilidad del modelo de correlación.

Seleccionado en definitiva el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973), se precede a realizar el análisis de sensibilidad. Con esto se pretende comprobar la funcionalidad del modelo, observando si existen diferencias en el cálculo de la presión de entrada para ambos colectores debido a variaciones de los parámetros hidráulicos del flujo, en este caso Q_f y GOR.

3.2.1 Sensibilidad del modelo en el Colector de Medición.

En este colector se escogió para realizar el análisis un día al azar, representativo de cada pozo que esté en medición, por lo que en total se efectuaron 7 análisis. Los valores de Q_f y GOR se seleccionaron de forma tal que estuvieran dentro del rango de mediciones máximas y mínimas de dichos parámetros, siendo de ± 5 y $\pm 40\text{m}^3/\text{d}$ a partir del valor medido para GOR Q_f respectivamente. Seguidamente se presentan 2 ejemplos gráficos de variación de la presión de entrada para las diferentes combinaciones de datos, pertenecientes a los pozos P-C y P-D, los restantes resultados se muestran de manera tabular en el Anexo II, Tabla A2.22.

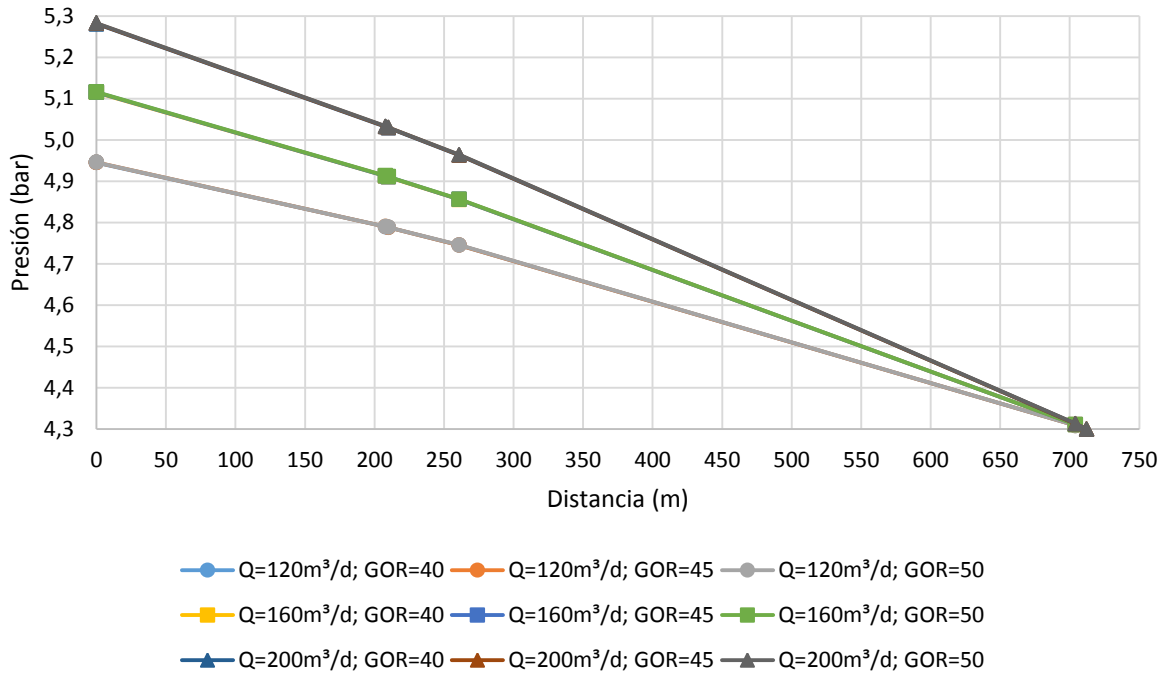


Figura 3.17 Pozo P-C tributando al Colector de Medición el día 28/2/2014.

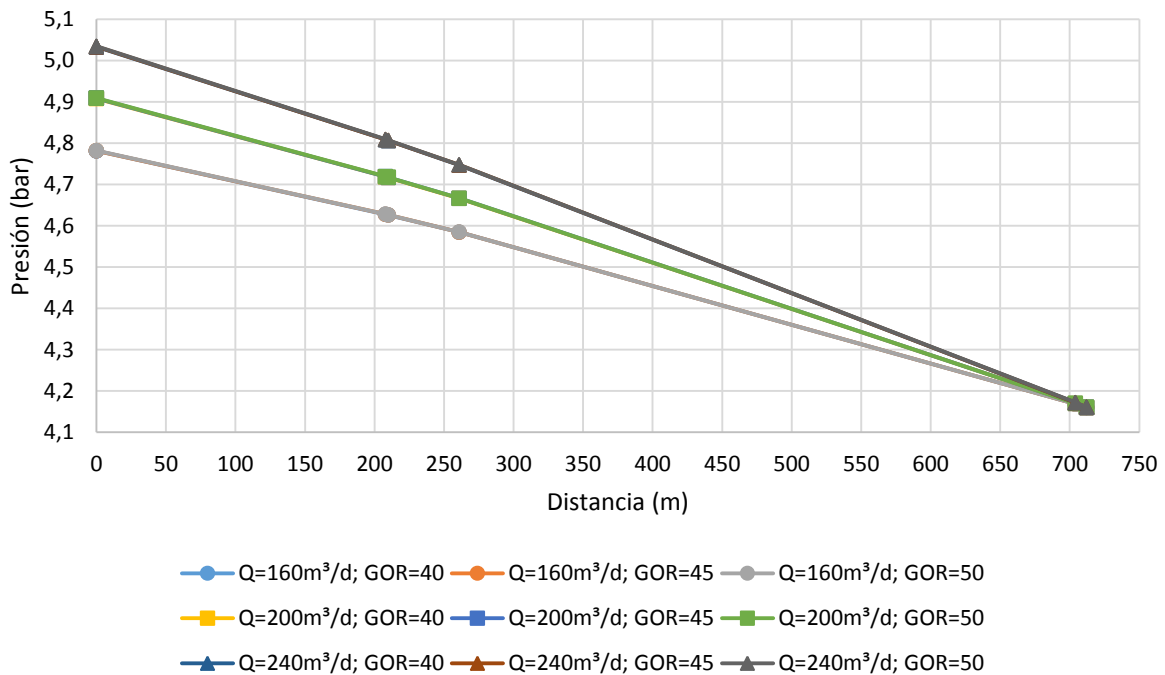


Figura 3.18 Pozo P-E tributando al Colector de Medición el día 17/3/2014.

En los resultados anteriores se observa que a pesar de existir 9 series de datos, solo 3 son considerables. Esto sucede porque la variación de la presión de entrada se debe en mayor medida a cambios en el Q_f , por lo que se puede afirmar que este parámetro es el de mayor influencia en la distribución de las presiones a lo largo del conducto. De esta forma se demuestra que el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973) sí responde a cambios, por lo que queda validado el modelo de simulación en el Colector de Medición.

3.2.2 Sensibilidad del modelo en el Colector Total.

De manera similar al caso anterior, para realizar el análisis de sensibilidad en el Colector Total se escogió 1 día al azar representativo del comportamiento del flujo en dicho colector, identificado en la muestra según el pozo en medición (o sea que no tributa hacia él) como se explicó anteriormente. En esta ocasión se toman en cuenta los registros cuando el P-H está en medición por lo que en total se realizaron 8 análisis. Los valores de Q_f y GOR se seleccionaron de forma tal que estuvieran dentro del rango de mediciones máximas y mínimas de dichos parámetros, siendo de ± 10 y $\pm 200\text{m}^3/\text{d}$ a partir del valor medido para GOR y Q_f respectivamente. Las figuras 3.24 y 3.25 muestran ejemplos gráficos de la variación de la presión de entrada para las diferentes combinaciones de datos, pertenecientes a los pozos P-H y P-C respectivamente, los restantes resultados se presentan de manera tabular en el Anexo II, Tabla A2.23.

En el Colector Total tal y como sucedió con el de Medición, solo 3 curvas muestran una diferencia considerable a pesar de existir 9 series de datos e igualmente, esto sucede porque la variación de la presión de entrada se debe en mayor medida a cambios en el Q_f , por lo que se puede afirmar que este parámetro es el de mayor influencia en la distribución de las presiones a lo largo del conducto. Definido lo anterior se puede afirmar que en el Colector Total el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973) responde a cambios, quedando validado el modelo de simulación en dicho colector.

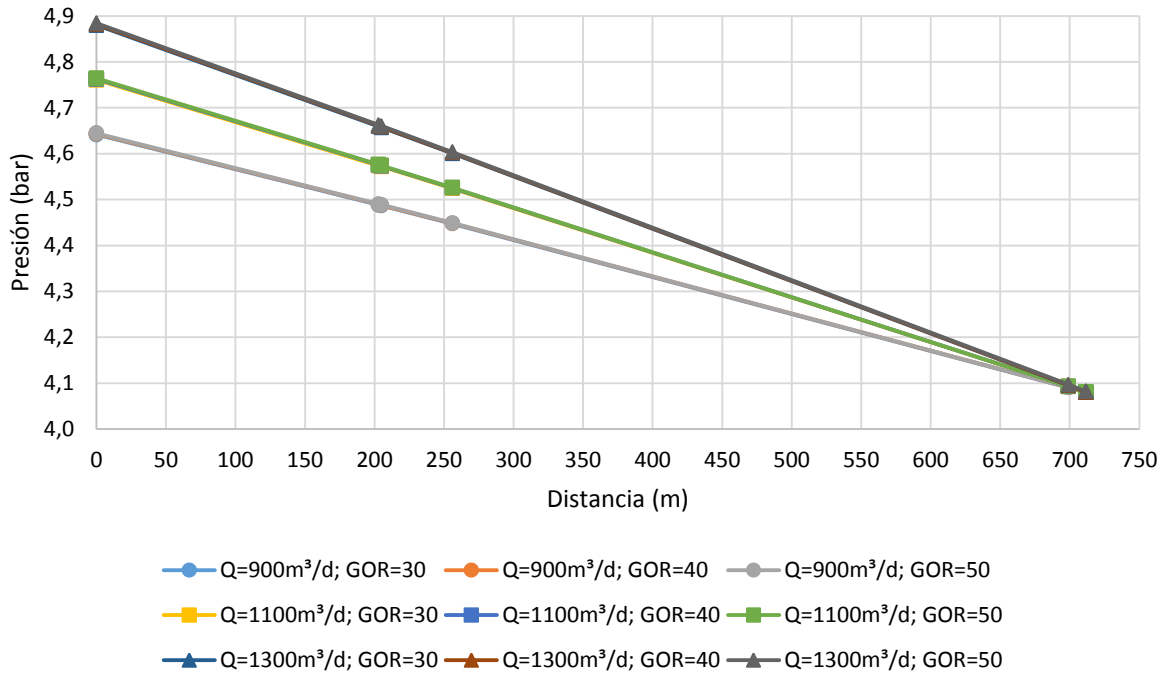


Figura 3.24 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-H en medición el día 1/2/2014.

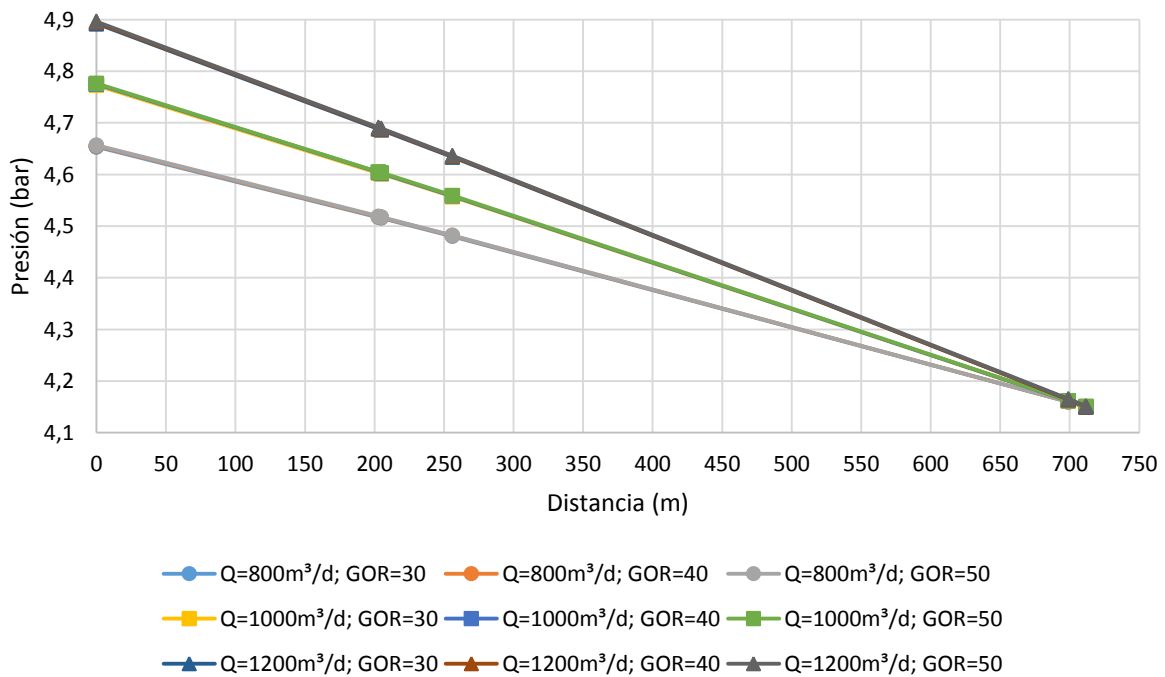


Figura 3.25 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-C en medición el día 28/2/2014.

3.3 Análisis del comportamiento del flujo.

Validado el modelo de simulación, se realizó el análisis de toda la muestra (Ver Anexo II, Tablas de la A2.5 a la A2.19) para determinar los parámetros definitivos del comportamiento hidráulico del crudo en ambos colectores. Se definieron nuevamente las presiones de entrada (P.Mnf), que no son otras que las calculadas por el método de Beggs y Brill Revised (Beggs, y otros, 1973) en los epígrafes 3.1.1 y 3.1.2. Además se determinaron los patrones de flujo para cada registro de medición del fluido que existe en la muestra representativa de cada colector.

3.3.1 Comportamiento del flujo en el Colector de Medición. Patrones de flujo.

En el Colector de Medición se analizaron 32 registros y por tanto se determinó igual número de patrones de flujo. Cabe destacar que en los días analizados para cada pozo las velocidades superficiales de líquido y gas (V_{sl} y V_{sg} respectivamente) que definen el punto de operación para señalar a que patrón pertenece el crudo son similares. Por último se confirma que en Colector de Medición el patrón de flujo es segregado para el crudo de todos los pozos en el período comprendido. El siguiente gráfico en escala logarítmica de base 10, muestra el valor promedio de los puntos de operación del flujo de cada pozo tributando al Colector de Medición. Los valores puntuales en el período comprendido se presentan en el Anexo II, Tabla A2.24.

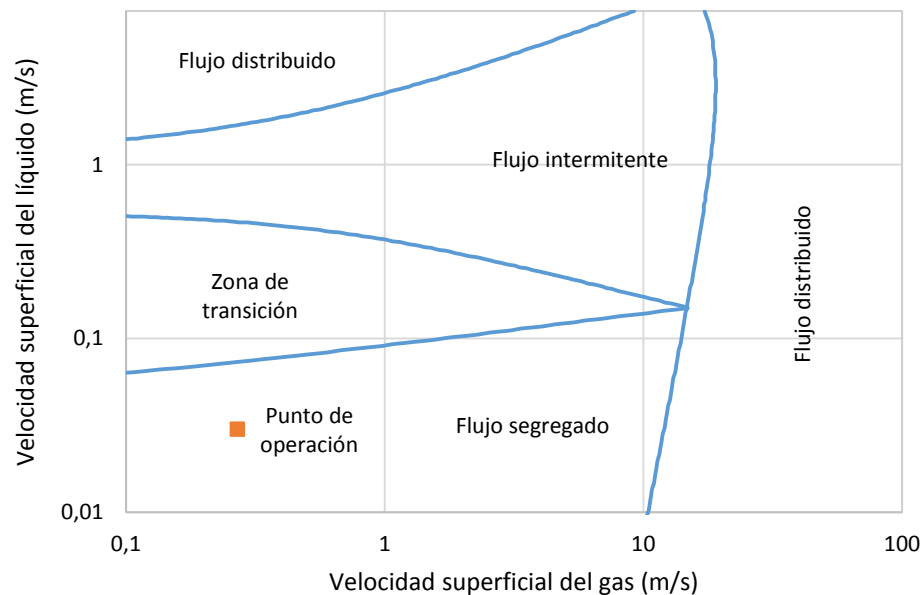


Figura 3.32 Patrón de flujo promedio en el Colector de Medición.

3.3.2 Comportamiento del flujo en el Colector Total. Patrones de flujo.

En el Colector Total se determinaron 37 patrones de flujo derivados de igual número de registros de muestras procesadas. Se observa que en los días analizados para cada pozo las velocidades superficiales de líquido y gas (V_{sl} y V_{sg} respectivamente) que definen el punto de operación para señalar a que patrón pertenece el crudo son similares. Estas velocidades son ligeramente superiores a las registradas en el Colector de Medición. No obstante se confirma que en Colector Total el patrón de flujo es segregado para el crudo de todos los pozos en el período comprendido y la diferencia entre puntos de operación respecto a los definidos en medición, es relativamente pequeña. El siguiente gráfico en escala logarítmica de base 10, muestra el valor promedio de los puntos de operación del flujo de cada pozo tributando al Colector Total. Los valores puntuales en el período comprendido se presentan en el Anexo II, Tabla A2.24.

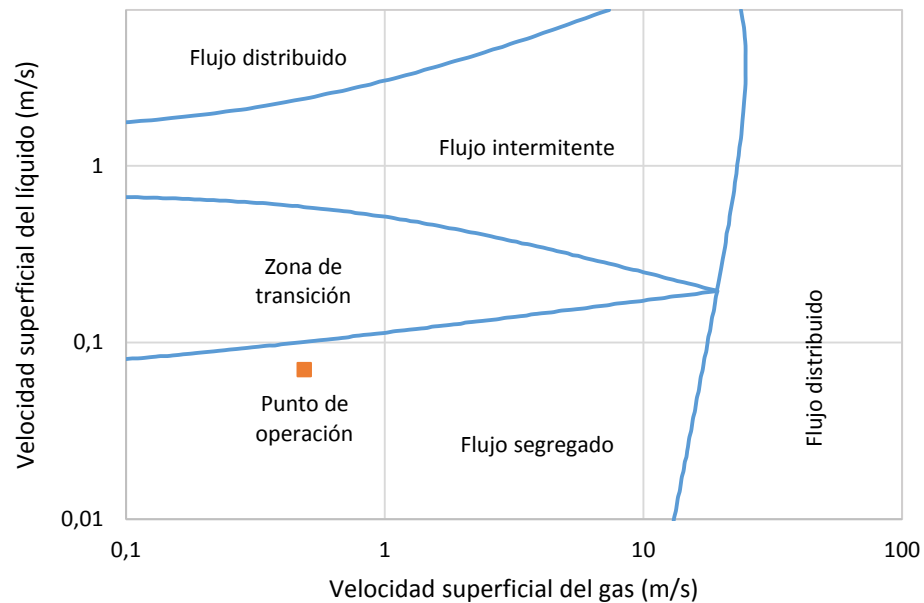


Figura 3.39 Patrón de flujo promedio en el Colector Total.

3.3.3. Resultado final.

Concluido el cálculo de los patrones de flujo se observa que el mismo es segregado para los colectores de medición y total. Por otra parte las velocidades superficiales de líquido y gas difieren ligeramente en ambos colectores, pero distan demasiado de ocasionar otro patrón (ver V_{sg} y V_{sl} en los gráficos para los patrones adyacentes) dado el caso de un flujo extremo que

pueda presentarse en cada pozo y lo más probable es que sigan siendo segregados. Esto contradice lo esperado en la hipótesis inicial para esta investigación en particular, pues si el patrón de flujo es el mismo en los dos colectores, el gradiente de presión será similar y no existirá una diferencia de presión en la boca del pozo cuando este tribute a uno u otro colector, capaz de ocasionar las desviaciones mayores del 15% registradas en la cuantificación de la producción por cada pozo y la total registrada por el Centro Colector 11 al cierre del día. Por lo que se concluye que los patrones de flujo no son los causantes de las diferencias registradas en las mediciones del Centro Colector 11.

CONCLUSIONES

1. El modelo de correlación de Beggs y Brill Revised es el de mejor ajuste en la predicción del comportamiento del flujo de acuerdo a las características del crudo.
2. Se validó la herramienta de simulación capaz de predecir el comportamiento del flujo multifásico en los colectores de Medición y Total del Centro Colector 11.
3. Los patrones de flujo en los colectores de Medición y Total son segregados en ambos casos.
4. Los patrones de flujo no son los causantes de las diferencias en las mediciones del Centro Colector 11.

RECOMENDACIONES

1. Tomar en cuenta el modelo de simulación creado para futuros criterios de diseño de tuberías que transporten un crudo de similares características.
2. Utilizar el modelo de simulación para desarrollar una nueva herramienta de control de parámetros hidráulicos en las tuberías.
3. Hacer un estudio aguas arriba del Manifold para determinar el origen de las diferencias en las mediciones.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Marhoun, Muhammad. A. 1992.** *New Correlations for Formation Volumen Factor of Oil and Gas Mixtures.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. JPT. Vol 31. No 3., 1992.
- . **1988.** *PVT Correlations for Middle East Crude Oils.* s.l. : Society of Petroleum Engineers. SPE 17718, 1988.
- American Petroleum Institute API. 1980.** *Specification for Line Pipe.* Dallas, Texas. : API Spec 5L, 31th Edition, 1980.
- Andreussi, P y Bendiksen, K. 1989.** *An investigation of void fraction in slugs for horizontal and inclined gas-liquid pipe flow.* s.l. : Int.J. Multiphase Flow, 15(6): 937-946, 1989.
- Anselmi, Ruth, Baumeister, J. Alberto y Márquez, C. Katiuska. 2008.** *Informe. Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico.* Caracas, Venezuela : XVIII Convención de Gas, AVPG, 2008.
- . **2008.** *Revisión de los métodos y correlaciones para el análisis en líneas de transporte con flujo multifásico.* Caracas, Venezuela : XVIII Convención de Gas, AVPG, 2008.
- ASME, Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos. 1999.** *Sistemas de Tubería para transporte y distribución de gas.* s.l. : Codigo de ASME para Tuberías a Presión. ASME B31.8. Edición 1999, 1999.
- Aziz, K, Govier, G.W y and Fogarasi, M. 1972.** *Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas.* s.l. : J. Cdn. Pet. Tech. 38-48, 1972.
- Beal, C. 1946.** *The viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils and its Associated Gases at Oil Fiel Temperatures and Pressures.* s.l. : Trans AIME 165, 94-113, 1946.
- Bedoya Ríos, Sandra Viviana y Fontecha Calderón, Diana Carolina. 2010.** *Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados.* Bucaramanga, Colombia : Facultad de Físico-Química. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- . **2010.** *Tesis de Grado. Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados.* Bucaramanga, Colombia : Facultad de Físico-Química. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- Beggs, D.H y Robinson, J.R. 1975.** *Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. SPE 5434, 1975.
- Beggs, H. D y Brill, J. P. 1973.** *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. 25(5), 607-617, 1973.
- Beniksen, K.H, y otros. 1990.** *The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application.* s.l. : SPE 19451, 1990.
- Brill, J.P y & Beggs, H.D. 1991.** *Two Phase Flow in Pipes.* s.l. : Sixth Edition, 1991.
- Centro Colector 11.** *Parte de Producción y Control .Enero 2014 - Abril 2014.*
- Chew, J y Connally, C.A. 1959.** *A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils.* s.l. : Trans AIME. 216, 1959.
- Colebrook, C.F y White, C.M. 1937.** *Experiments with Fluid Friction in Roughened Pipe.* London. England : Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences. 161(906), 1937.

- Cravino, A y Pérez, A. 2007.** *Evaluación de modelos homogéneos, de correlación y mecanicistas en la predicción de la caída de presión de flujo bifásico de gas y de líquido en tuberías verticales. Trabajo Especial de Grado*. Caracas. Venezuela : Facultad de Mecánica. Universidad Central de Venezuela., 2007.
- De Ghetto, Giambattista. 1994.** *Artículo. Reliability Analysis on PVT Correlation*. Alberta. Canadá : Society of Petroleum Engineers. SPE-28904, 1994.
- De Ghetto, Giambattista, Paone, Francesco y Villa, Marco. 1995.** *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils*. Alberta. Canadá : Society of Petroleum Engineers. SPE-30316, 1995.
- Duns, H y and Ros, N.C.J. 1963.** *Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells*. s.l. : 6th World Pet. Congres, 1963.
- Egbogah, E.O y Jack, T.Ng. 1990.** *An Improved Temperature-Viscosity Correlations for Crude Oil Systems*. s.l. : Journal of Petroleum Science and Engineering, 1990.
- Fanchi, J.R. 1985.** *Calculation of Parachors for Composition Simulation*. s.l. : Journal of Petroleum Technology. JPT 2049-2050, 1985.
- García, F. 2004.** *Factor de fricción para flujo bifásico de gas y líquido en tuberías horizontales para régimen laminar y turbulento. Tesis Doctoral*. Caracas. Venezuela : Universidad Central de Venezuela, 2004.
- García, F, y otros. 2007.** *Friction factor improved correlations for laminar and turbulent gas-liquid flow in horizontal pipeline*. s.l. : International Journal of Multiphase Flow 33(12). 1320-1336, 2007.
- Glaso, Oistein. 1980.** *Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations*. s.l. : Journal of Petroleum Technology. JPT, 1980.
- Guo, Boyun, Lyons, William C y Ghalambor, Ali. 2007.** *Petroleum Production Engineering*. s.l. : Elsevier Science & Technology Books. ISBN 0750682701, 2007.
- Hossain, M.S, Sarica, C y Zhang, H.Q. 2005.** *Assessment and Development of Heavy-Oil Viscosity Correlations*. s.l. : Canadian Heavy Oil Association. PS2005-407, 2005.
- Kartoatmodjo, Trijana y Schmidt, Zelimir. 1994.** *Large Databank Improves Crude Physical Property Correlations*. s.l. : Oil and Gas Journal. 51, 1994.
- . 1991.** *New Correlations for Crude Oils Physical Properties*. s.l. : Society of Petroleum Engineers. SPE 23556, 1991.
- Lockhart, R y Martinelli, R. 1949.** *Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase Two Component Flow in Pipes*. s.l. : Chem. Eng. Prog. 45, pp. 39-48, 1949.
- Lyons, William C. y Plisga, Gary J. 2005.** *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. Second Edition*. s.l. : Gulf Professional Publishing, 2005.
- McCain, W. D, Rollins, B y Villena, A. J. 1988.** *The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubble Point*. s.l. : SPERE , 1988.
- Melo, Rafael y González, Juan Anibal. 1998.** *Formulación del conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que modelan dinámicamente el flujo multifásico en las líneas de transporte de hidrocarburos*. Campeche. México : Tecnol. Ciencia Ed. (IMIQ), 13(1-2):20-27, 1998.
- Moody, L.F. 1944.** *Friction Factors for Pipe Flow*. s.l. : Trans. ASME. V.66, 1944.
- Mukherjee, H y Brill, J. 1985.** *Empirical Equations to Predict Flow Patterns in Two-Phase Inclined Flow*. s.l. : Int. Multiphase Flow. 11(3), 299-315, 1985.
- Oliemans, R. 1976.** *Two Phase Flow in Gas-Transmission Pipelines*. Mexico : ASME paper 76-Pet-25, presented at Pet. Div. ASME Meeting., 1976.

- Ouyang, L. 1998.** *Single Phase and Multiphase Fluid Flow in Horizontal Well. PhD Dissertation Thesis.* s.l. : Department of Petroleum Engineering. Stanford University. CA 248., 1998.
- Oviedo Celis, Gustavo Eduardo y Chaparro Parada, Cesar Augusto. 2011.** *Modelado y Simulación de flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el Método de Mukherjee & Brill.* Bucaramanga. Colombia. : Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander, 2011.
- . **2011.** *Tesis de Grado. Modelado y Simulación de flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el Método de Mukherjee & Brill.* Bucaramanga. Colombia. : Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander, 2011.
- Paris, Magdalena. 2010.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* s.l. : Edición Especial. Goajiro Blanco, 2010.
- Peng, D.Y y Robinson, D.B. 1976.** *A New Two-Constant Equation of State.* s.l. : Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals 59-64, 1976.
- Petrosky, G.E y Farshad, F.F. 1993.** *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils.* s.l. : Society of Petroleum Engineers.SPE 26644, 1993.
- Prada, María Victoria Ruiz. 2004.** *Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías empleando el simulador PIPESIM 2000.* Maracaibo, Venezuela : Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia., 2004.
- . **2004.** *Tesis de Maestría. Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías empleando el simulador PIPESIM 2000.* Maracaibo, Venezuela : Facultad de Ingeniería, Universidad de Zulia., 2004.
- Schlumberger.** *Well Performance Manual.*
- Soave, G. 1972.** *Equilibrium constants for a modified Redlich-Kwong equation of state.* s.l. : Chem. Eng. Sci. 27, 1972.
- Standing, M.B. 1977.** *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems.* Dallas. Texas : Society of Petroleum Engineers of AIME., 1977.
- Standing, M.B. 1947.** *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases.* s.l. : Drill & Prod. Pract. American Petroleum Institute. API. 275-286, 1947.
- Sugden, S. 1924.** *The Variatio of Surface Tension Temperature and Some Related Functions.* s.l. : J. Chem. Soc 125,32, 1924.
- Taitel, Y y Dukler, A. 1976.** *A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal Gas-Liquid Flow.* s.l. : AIChE Jour. 22(1), 47-55, 1976.
- Vásquez, Milton y Beggs, Dale. 1980.** *Correlations for Fluid Physical Properties Prediction.* s.l. : Journal of Petroleum Technology., 1980.
- Wallis, G. B. 1969.** *One Dimensional Two Phase Flow.* New York : McGraw-Hill Book Co. Inc. p. 409, 1969.
- Weinaug, C y Katz, D.L. 1943.** *Surface Tension of Methane-Propane Mixtures.* s.l. : Ind. & Eng. Chem. Vol 25, 35, 1943.
- Xiao, J, Shoham, O y Brill, J. 1990.** *A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines.* s.l. : In The 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20631, 1990.

SIMBOLOGÍA

A : Ángulo de inclinación de la línea con respecto a la horizontal.	M_o : Peso molecular aparente de la fase petróleo.
B_o : Factor volumétrico del petróleo a $p > P_b$, [BY/BN].	M_g : Peso molecular aparente de la fase gas.
B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a $p \leq P_b$, [BY/BN].	m_G : Masa de la fase gaseosa.
BN: Barriles normales.	m_L : Masa de la fase líquida.
BY: Barriles de yacimientos.	N_R : N° de Reynolds, [adimensional].
BSW: Por ciento de agua en la mezcla de hidrocarburos [%].	n : N° de separadores.
C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, [lpca ⁻¹].	p : Presión del sistema, [lpca].
cp: Centipoise.	P_b : Presión de burbujeo, [lpca].
D : Diámetro interior de la tubería, [ft].	P_{ch} : Parámetro adimensional de cada componente puro denominado parachor.
E_{i_G} : Energía interna de la fase gaseosa.	PCN: Pies cúbicos normales
E_{i_L} : Energía interna de la fase líquida.	P.ent SHT: Presión de entrada al Separador Horizontal Total [bar].
f : Factor de fricción de Darcy.	P.ent SHM: Presión de entrada al Separador Horizontal de Medición [bar].
g : Constante gravitacional.	P.Mnf: Presión en el Manifold [bar].
$g_c = 32,17 \text{ ft.lb/lb.s}^2$	P_{sep} : Presión del separador [lpca]
GOR: Relación gas-petróleo.	Q : Calor transferido del sistema.
H_L : Entalpía de la fase líquida.	Qf: Caudal de fluido [m ³ /d].
H_G : Entalpía de la fase gaseosa.	Qg: Caudal de gas [m ³ /d].
L : Longitud de la tubería, [ft].	R_{sep} : Relación gas-petróleo en el separador, [PCN/BN].
M : Peso molecular del componente puro.	R_{st} : Relación gas-petróleo en el tanque en PCN/BN.
M_i : Peso molecular del componente i.	R_s : Razón gas-petróleo, [PCN/BN].

T : Temperatura del sistema, [°F]. °F=°R-460	v_G : Velocidad del gas.
T_{sep} : Temperatura del separador [°F]	W : Trabajo mecánico transferido del sistema.
V : Volumen, [ft ³].	x_i : Fracción molar del componente i en la fase petróleo.
v : Velocidad del fluido, [ft/s].	y_i : Fracción molar del componente i en la fase gas.
v_L : Velocidad del líquido.	
α : Fracción volumétrica del gas.	ρ_w : Densidad del agua.
β : Fracción volumétrica del líquido.	ρ_L : Densidad del líquido.
γ_o : Gravedad específica del petróleo.	ρ_G : Densidad del gas.
γ_{sep} : Gravedad del gas en el separador.	ρ_{ob} : Densidad del petróleo a $p = P_b$, [lb/ft ³].
γ_{st} : Gravedad del gas en condiciones de tanque.	ρ_L : Densidad del líquido, [gr/cm ³].
γ_{gs} : Gravedad específica del gas a la presión de referencia del separador.	ρ_V : Densidad del vapor, [gr/cm ³].
γ_g : Gravedad específica del gas	σ : Densidad del fluido, [lb/ft ³]. (Ec 1.24)
γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua=1).	σ : Tensión superficial, [dina/cm] (Ec 1.23)
γ_{gd} : Gravedad específica del gas, (aire=1).	σ_o : Densidad de la fase petróleo, [lb/ft ³].
μ : Viscosidad dinámica del fluido, [lb/ft.s].	σ_g : Densidad de la fase gas, [lb/ft ³].
μ_{od} : Viscosidad del petróleo muerto, [cp]	$\frac{g}{g_c} \rho_{sen\theta}$: Gradiente de presión por elevación y cambios de Energía Potencial.
μ_{ob} : Viscosidad del petróleo saturado, [cp]	$\frac{\rho f v^2}{2g_c D}$: Gradiente de presión por pérdidas por fricción.
μ_o : Viscosidad del petróleo no saturado, [cp]	$\frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dL}$: Gradiente de presión por aceleración y cambios en la energía cinética.
ρ_o : Densidad del petróleo, [lb/ft ³].	

ANEXOS

Anexo I: Figuras.

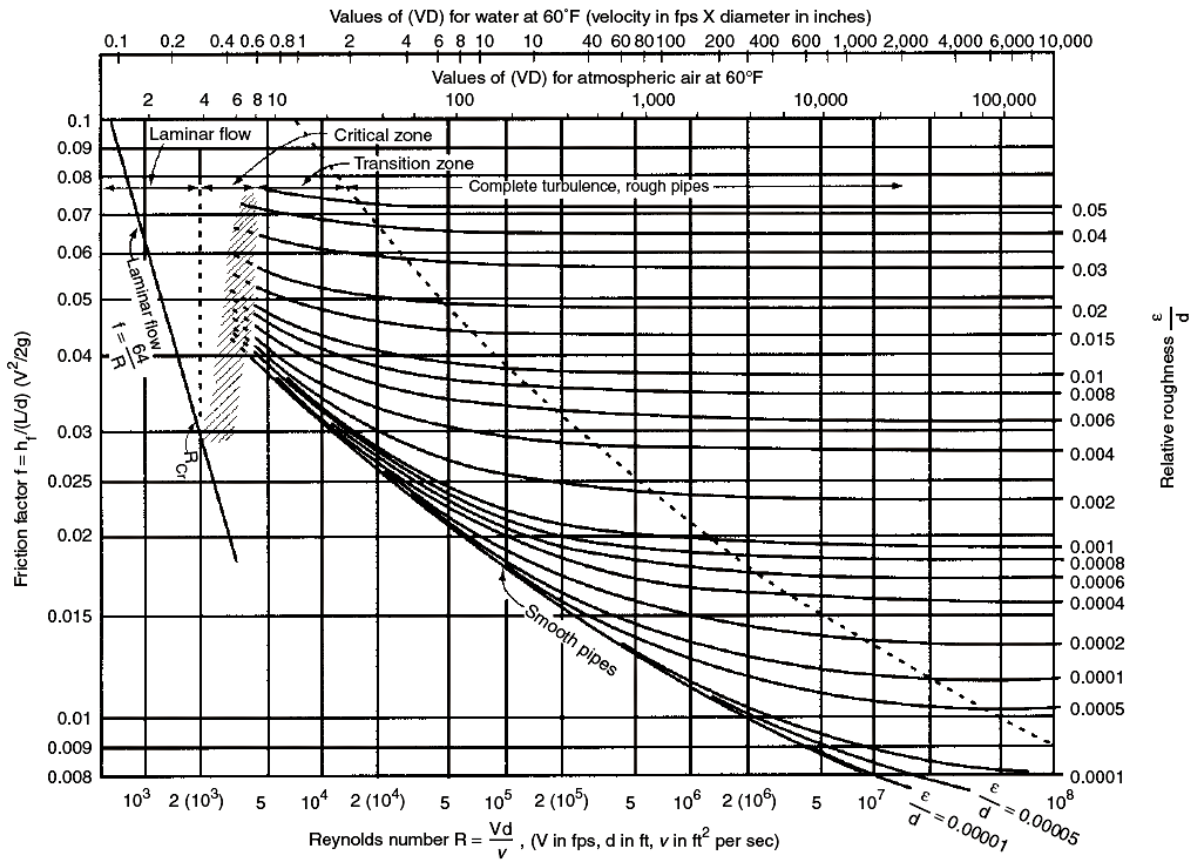


Figura A1.1 Diagrama de Moody. Tomada de (Lyons, y otros, 2005).

Anexo II. Tablas.

Tabla A2.1 Rango de aplicación de las correlaciones. Adaptada de (Standing, 1977), (Vásquez, y otros, 1980), (Kartoatmodjo, y otros, 1991), (Petrosky, y otros, 1993), (Beggs, y otros, 1975), (Chew, y otros, 1959), (Glaso, 1980), (Al-Marhoun, 1988) y (Al-Marhoun, 1992).

Parámetros	Petrosky y Farshad	Chew y Connally	Beggs y Robinson	Kartoatmodjo y Schmidt	Standing	Vásquez & Beggs		Glaso	Al-Marhoun
						°API ≤ 30	°API > 30		
Presión de Burbujeo (lpca)	1574 - 6523			14,7 - 6054,7	130 - 7000	15 - 4572	15 - 6055	165 - 7142	130 - 3573
Presión (lpca)	1700 - 10692	132 - 5645	15 - 5265						20 - 3573
Temperatura (°F)	114 - 288	72 - 292	70 - 295	75 - 320	100 - 258	162	180	80 - 280	74 - 240
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,118 - 1,623			1,007 - 2,144	1,024 - 2,15	1,042 - 1,545	1,028 - 2,226	1,025 - 2,588	1,032 - 1,997
Razón gas disuelto-petróleo (PCN/BN)	217 - 1406	51 - 3544	20 - 2070	0,0 - 2890	20 - 1425	0 - 831	0 - 2199	90 - 2637	26 - 1602
Gravedad del petróleo (°API)	16,3 - 45,0		16 - 58	14,4 - 58,9	16,5 - 63,8	5,3 - 30	30,6 - 59,5	22,3 - 48,1	19,4 - 44,6
Gravedad específica del gas (aire=1)	0,578 - 0,852			0,379 - 1,709	0,59 - 0,95	0,511 - 1,351	0,53 - 1,259	0,65 - 1,276	0,752 - 1,367
Temperatura del separador (°F)				65 - 186	100			125	
Presión del separador (lpca)				14,7 - 514,7					
Primera etapa					265 - 465			415	
Segunda etapa					14,7			125	
Factor volumétrico total (BY/BN)									1,032 - 6,982
N2 en gases de superficie (% molar)	0,0 - 3,72								0,0 - 3,89
CO2 en gases de superficie (% molar)	0,0 - 0,79								0,0 - 16,38
H2S en gases de superficie (% molar)									0,0 - 16,13
Compresibilidad del petróleo x 10 ⁻⁶ (lpca ⁻¹)	3,507 - 24,64								

Tabla A2.2 Rango de aplicación de la correlación de Vásquez y Beggs para determinar B_o y μ_o . Adaptada de (Vásquez, y otros, 1980).

Parámetros	Vásquez & Beggs
Presión (lpca)	141 - 9515
Temperatura (°F)	72 - 292
Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	1,066 - 2,226
Razón gas disuelto-petróleo (PCN/BN)	9,3 - 2199
Gravedad del petróleo (°API)	15,3 - 59,5
Gravedad específica del gas (aire=1)	0,511 - 1,351
Viscosidad (cp)	117 - 148

Tabla A2.3 Rango de aplicación de la correlación de Hussain y colaboradores para determinar la viscosidad de crudos pesados. Adaptada de (Hossain, y otros, 2005).

Parámetros	Chevron	De Ghetto	Kartoatmodjo & Schmidt
Presión de Burbujeo (lpca)	222 - 1458	121 - 6272	222 - 1448
Presión (lpca)	300 - 5000	2671 - 6400	754 - 5015
Temperatura (°F)	124 - 200	118 - 218	124 - 175
Razón gas disuelto-petróleo (PCN/BN)	24 - 182	82 - 493	19 - 182
Gravedad del petróleo (°API)	15,8 - 22,3	7,1 - 21,8	16 - 21,7
Viscosidad del petróleo muerto (cp)	22 - 415	12 - 451	22 - 415
Viscosidad del petróleo saturado (cp)	3,6 - 161	4,1 - 360	8 - 178
Viscosidad del petróleo no saturado (cp)	3 - 517	9 - 228	8,8 - 426

Tabla A2.4 Correlaciones integradas en el software y rango de aplicación.

Correlaciones	Pozos verticales de petróleo	Pozos inclinados de petróleo	Pozos verticales de gas condensado	Tuberías de petróleo	Tuberías de gas condensado
Duns & Ros	si	si	si	si	si
Orkiszewski	si	no	si	no	no
Hagedorn & Brown	si	no	si	no	no
Beggs & Brill Revised	si	si	si	si	si
Beggs & Brill Original	si	si	si	si	si
Mukherjee & Brill	si	si	si	si	si
Govier, Aziz & Fogarasi	si	si	si	si	si
NoSlip	si	si	si	si	si
OLGAS-89	si	si	si	si	si
OLGAS-92	si	si	si	si	si
Ansari	si	no	si	no	no
BJA for Condensates	no	no	si	no	si
AGA & Flanigan	no	no	no	no	si
Oliemans	no	no	no	si	si
Gray	no	no	si	no	no
Xiao	no	no	no	si	si

Tabla A2.5 Pozo P-C tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-C	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM							
	Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
	07/01/2014	159,16	6505,51	44,19	9,60	7,50	4,74	4,20
	12/02/2014	158,88	6739,95	45,61	9,60	7,00	5,17	4,20
	28/02/2014	159,49	6418,58	43,27	9,60	7,00	5,04	4,30
	03/04/2014	161,25	7138,02	48,64	9,60	9,00	5,03	4,20
	19/04/2014	159,25	7211,33	49,22	9,60	8,00	4,93	4,22

Tabla A2.6 Pozo P-E tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-E	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
08/01/2014	167,23	7737,21	46,41	10,00	0,30	4,93	4,18
04/02/2014	166,85	7609,15	45,65	10,00	0,10	5,13	4,30
27/02/2014	174,20	7644,37	44,01	10,00	0,30	5,04	4,30
17/03/2014	206,88	9737,29	47,11	10,00	0,10	4,93	4,16
16/04/2014	200,96	10132,34	50,72	10,00	0,60	4,84	4,15

Tabla A2.7 Pozo P-A tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-A	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
14/01/2014	167,16	4764,58	47,58	8,70	40,10	5,38	4,30
18/03/2014	143,00	5227,52	60,93	8,70	40,00	5,23	3,75

Tabla A2.8 Pozo P-G tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-G	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
04/01/2014	232,77	8912,61	38,34	9,40	0,13	5,53	4,20
07/02/2014	225,41	9705,64	43,21	9,40	0,35	5,44	4,10
07/03/2014	235,03	9645,23	41,16	9,40	0,30	5,13	4,16
19/03/2014	309,00	13420,02	43,58	9,40	0,35	5,23	4,15
15/04/2014	307,41	14640,00	47,81	9,40	0,40	5,23	4,15

Tabla A2.9 Pozo P-B tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-B	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
09/01/2014	211,58	9397,22	44,55	9,80	0,30	4,93	4,10
25/01/2014	213,54	8173,53	38,39	9,80	0,30	5,43	4,05
13/02/2014	215,09	9346,19	43,71	9,80	0,60	5,20	4,02
24/03/2014	211,48	9383,82	44,96	9,80	1,30	5,13	4,20
17/04/2014	207,32	10133,16	49,93	9,80	2,10	5,03	4,15

Tabla A2.10 Pozo P-F tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-F	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
05/01/2014	113,48	4276,28	39,25	9,00	4,00	5,53	4,20
19/02/2014	124,81	4639,20	41,30	9,00	10,00	5,31	4,25
04/03/2014	120,68	4614,20	41,11	9,00	7,00	5,31	4,10
02/04/2014	112,52	4853,03	45,88	9,00	6,00	4,93	4,20
18/04/2014	117,46	4940,57	45,15	9,00	6,83	4,93	4,20

Tabla A2.11 Pozo P-D tributando al Colector de Medición.

Mediciones pozo P-D	Comportamiento del fluido en el Colector de Medición desde el Manifold hasta la entrada al SHM						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
11/01/2014	162,98	6809,64	43,52	9,50	4,00	4,93	4,20
26/01/2014	163,13	7678,80	49,03	9,50	4,00	5,43	4,20
22/02/2014	163,70	6817,56	43,38	9,50	4,00	5,31	4,15
05/03/2014	164,99	6944,90	43,85	9,50	4,00	5,31	4,20
12/04/2014	161,76	7393,95	47,61	9,50	4,00	5,03	4,20

Tabla A2.12 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-H en medición.

Pozo en medición: P-H	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
06/01/2014	1075,09	36545,11	36,95	8,00	9,30	4,70	4,04
01/02/2014	1132,64	40463,36	40,14	11,00	9,30	4,84	4,08
21/03/2014	1269,43	44528,53	38,98	10,00	9,30	4,88	4,00
14/04/2014	1258,16	47927,82	41,83	8,94	9,30	5,06	4,08
21/04/2014	1270,83	51908,73	44,04	7,26	9,30	4,93	4,08

Tabla A2.13 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-C en medición.

Pozo en medición: P-C	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
07/01/2014	931,80	33825,10	39,89	9,00	9,30	4,65	4,08
12/02/2014	1001,91	38451,87	41,72	8,00	9,30	4,63	4,10
28/02/2014	1024,32	40391,42	41,95	6,00	9,30	4,75	4,15
03/04/2014	1078,51	45613,98	47,20	10,40	9,30	4,74	4,08
19/04/2014	1212,59	49393,67	44,18	7,79	9,30	4,64	4,08

Tabla A2.14 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-E en medición.

Pozo en medición: P-E	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
08/01/2014	965,14	34532,79	39,32	9,00	9,30	4,74	4,06
04/02/2014	998,45	36910,93	42,01	12,00	9,30	4,84	4,10
27/02/2014	1004,17	38647,92	40,94	6,00	9,30	4,75	4,15
17/03/2014	1136,76	41890,12	39,62	7,00	9,30	4,93	4,20
16/04/2014	984,65	40723,66	44,87	7,82	9,30	4,64	4,00

Tabla A2.15 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-A en medición.

Pozo en medición: P-A	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
14/01/2014	1142,77	45209,20	43,00	8,00	9,30	4,76	4,08
18/03/2014	1126,97	45529,00	44,89	10,00	9,30	4,84	4,20

Tabla A2.16 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-G en medición.

Pozo en medición: P-G	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
04/01/2014	1107,15	37971,00	38,11	10,00	9,30	4,64	4,10
07/02/2014	855,36	33708,01	44,78	12,00	9,30	4,76	4,10
07/03/2014	1012,48	36186,77	38,02	6,00	9,30	4,64	4,08
19/03/2014	968,28	36002,40	41,31	10,00	9,30	4,84	4,20
15/04/2014	874,54	37181,00	46,70	8,97	9,30	4,74	4,08

Tabla A2.17 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-B en medición.

Pozo en medición: P-B	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
09/01/2014	1029,64	35035,78	37,39	9,00	9,30	4,64	4,10
25/01/2014	1016,82	38695,47	43,24	12,00	9,30	4,75	4,05
13/02/2014	888,37	33497,47	40,99	8,00	9,30	4,69	4,04
24/03/2014	1036,87	38471,03	39,47	6,00	9,30	4,75	4,10
17/04/2014	990,38	41471,84	45,42	7,80	9,30	4,74	4,01

Tabla A2.18 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-F en medición.

Pozo en medición: P-F	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
05/01/2014	1078,77	39742,59	40,04	8,00	9,30	4,54	4,00
19/02/2014	1119,45	42816,80	41,13	7,00	9,30	4,76	4,10
04/03/2014	1121,04	42959,80	40,34	5,00	9,30	4,75	4,10
02/04/2014	1169,40	49863,97	47,59	10,40	9,30	4,74	4,08
18/04/2014	1131,80	46992,43	45,03	7,80	9,30	4,64	4,05

Tabla A2.19 Pozos tributando al Colector Total con pozo P-D en medición.

Pozo en medición: P-D	Comportamiento del fluido en el Colector Total desde el Manifold hasta la entrada al SHT						
Fecha	Qf (m ³ /d)	Qg (m ³ /d)	GOR	°API	BSW (%)	P.Mnf (bar)	P.ent SHM (bar)
11/01/2014	1046,68	37580,36	39,46	9,00	9,30	4,93	4,08
26/01/2014	1060,58	38720,20	41,49	12,00	9,30	4,64	4,10
22/02/2014	1076,02	40919,46	40,89	7,00	9,30	4,76	4,08
05/03/2014	1068,14	39723,10	39,15	5,00	9,30	4,90	4,12
12/04/2014	1208,32	49403,05	44,82	8,77	9,30	4,84	4,20

Tabla A2.20 Errores de la presión de entrada en el Colector de Medición.

Pozos	Fecha de mediciones	Error porcentual (%)				Error porcentual absoluto (%)			
		BBO	BBR	MB	XIAO	BBO	BBR	MB	XIAO
P-C	07/01/2014	-10.97	5.70	1.69	1.69	10.97	5.70	1.69	1.69
	12/02/2014	-18.38	-3.09	-6.77	-6.77	18.38	3.09	6.77	6.77
	28/02/2014	-14.29	1.39	-2.38	-2.38	14.29	1.39	2.38	2.38
	03/04/2014	-15.90	-0.20	-4.17	-3.98	15.90	0.20	4.17	3.98
	19/04/2014	-13.79	2.03	-1.83	-2.03	13.79	2.03	1.83	2.03
P-E	08/01/2014	-14.40	-2.14	-5.27	-5.27	14.40	2.14	5.27	5.27
	04/02/2014	-15.40	-3.66	-6.63	-6.43	15.40	3.66	6.63	6.43
	27/02/2014	-13.89	-1.59	-4.76	-4.76	13.89	1.59	4.76	4.76
	17/03/2014	-14.40	0.00	-3.85	-3.65	14.40	0.00	3.85	3.65
	16/04/2014	-13.02	1.24	-2.69	-2.48	13.02	1.24	2.69	2.48
P-A	14/01/2014	10.04	10.22	2.97	3.16	10.04	10.22	2.97	3.16
	18/03/2014	-0.76	-0.57	-7.27	-7.07	0.76	0.57	7.27	7.07
P-G	04/01/2014	-22.97	-0.18	-6.15	-5.97	22.97	0.18	6.15	5.97
	07/02/2014	-23.53	-1.10	-6.80	-6.80	23.53	1.10	6.80	6.80
	07/03/2014	-17.54	7.02	0.58	0.78	17.54	7.02	0.58	0.78
	19/03/2014	-18.16	11.47	3.63	3.82	18.16	11.47	3.63	3.82
	15/04/2014	-17.97	11.66	3.25	3.44	17.97	11.66	3.25	3.44
P-B	09/01/2014	-15.62	1.42	-3.04	-3.04	15.62	1.42	3.04	3.04
	25/01/2014	-24.49	-8.66	-12.89	-12.71	24.49	8.66	12.89	12.71
	13/02/2014	-7.69	-5.00	-9.42	-9.42	7.69	5.00	9.42	9.42
	24/03/2014	-16.96	-0.58	-4.87	-4.87	16.96	0.58	4.87	4.87
	17/04/2014	-16.10	0.20	-4.17	-4.17	16.10	0.20	4.17	4.17
P-F	05/01/2014	-6.15	-5.97	-10.13	-10.31	6.15	5.97	10.13	10.31
	19/02/2014	-0.19	0.00	-4.90	-4.71	0.19	0.00	4.90	4.71
	04/03/2014	-3.39	-3.20	-7.91	-7.91	3.39	3.20	7.91	7.91
	02/04/2014	5.07	5.27	0.41	0.61	5.07	5.27	0.41	0.61
	18/04/2014	5.68	5.88	1.01	0.81	5.68	5.88	1.01	0.81
P-D	11/01/2014	-14.40	3.45	-1.01	-1.01	14.40	3.45	1.01	1.01
	26/01/2014	-22.10	-6.08	-10.13	-10.13	22.10	6.08	10.13	10.13
	22/02/2014	-21.47	-4.90	-9.04	-8.85	21.47	4.90	9.04	8.85
	05/03/2014	-20.34	-3.77	-7.91	-7.91	20.34	3.77	7.91	7.91
	12/04/2014	-15.90	1.39	-2.98	-2.98	15.90	1.39	2.98	2.98
Promedio		-12.79	0.55	-4.17	-4.10	14.09	3.72	5.02	5.00

Tabla A2.21 Errores de la presión de entrada en el Colector Total.

Pozos en medición	Fecha de mediciones	Error porcentual (%)				Error porcentual absoluto (%)			
		BBO	BBR	MB	XIAO	BBO	BBR	MB	XIAO
P-H	06/01/2014	-12.34	0.21	-3.40	-3.19	12.34	0.21	3.40	3.19
	01/02/2014	-13.64	-1.24	-4.75	-4.75	13.64	1.24	4.75	4.75
	21/03/2014	-15.78	-1.84	-6.15	-5.94	15.78	1.84	6.15	5.94
	14/04/2014	-17.00	-3.95	-7.71	-7.91	17.00	3.95	7.71	7.91
	21/04/2014	-14.81	-1.22	-5.27	-5.27	14.81	1.22	5.27	5.27
P-C	07/01/2014	-10.75	0.22	-3.01	-2.80	10.75	0.22	3.01	2.80
	12/02/2014	-9.72	2.16	-1.08	-1.30	9.72	2.16	1.08	1.30
	28/02/2014	-10.95	0.84	-2.74	-2.32	10.95	0.84	2.74	2.32
	03/04/2014	-12.03	0.21	-3.38	-3.16	12.03	0.21	3.38	3.16
	19/04/2014	-9.70	4.09	0.22	0.00	9.70	4.09	0.22	0.00
P-E	08/01/2014	-12.87	-1.69	-4.85	-4.64	12.87	1.69	4.85	4.64
	04/02/2014	-13.84	-2.48	-5.79	-5.58	13.84	2.48	5.79	5.58
	27/02/2014	-10.95	0.63	-2.74	-2.74	10.95	0.63	2.74	2.74
	17/03/2014	-12.98	-0.41	-4.06	-4.06	12.98	0.41	4.06	4.06
	16/04/2014	-12.07	-0.65	-3.88	-3.66	12.07	0.65	3.88	3.66
P-A	14/01/2014	-12.39	0.63	-3.15	-2.94	12.39	0.63	3.15	2.94
	18/03/2014	-11.36	1.24	-2.48	-2.27	11.36	1.24	2.48	2.27
P-G	04/01/2014	-9.70	3.23	-0.86	-0.43	9.70	3.23	0.86	0.43
	07/02/2014	-12.61	-2.52	-5.25	-5.46	12.61	2.52	5.25	5.46
	07/03/2014	-10.56	1.51	-1.94	-1.72	10.56	1.51	1.94	1.72
	19/03/2014	-11.78	-0.83	-3.93	-3.93	11.78	0.83	3.93	3.93
	15/04/2014	-12.45	-2.32	-5.49	-5.27	12.45	2.32	5.49	5.27
P-B	09/01/2014	-10.13	2.16	-1.29	-1.29	10.13	2.16	1.29	1.29
	25/01/2014	-13.05	-1.47	-4.84	-4.63	13.05	1.47	4.84	4.63
	13/02/2014	-12.58	-1.92	-4.90	-4.90	12.58	1.92	4.90	4.90
	24/03/2014	-12.00	0.00	-3.58	-3.37	12.00	0.00	3.58	3.37
	17/04/2014	-13.71	-2.32	-5.70	-5.49	13.71	2.32	5.70	5.49
P-F	05/01/2014	-10.13	2.86	-0.88	-0.66	10.13	2.86	0.88	0.66
	19/02/2014	-11.97	0.84	-2.94	-2.94	11.97	0.84	2.94	2.94
	04/03/2014	-11.79	1.05	-2.74	-2.53	11.79	1.05	2.74	2.53
	02/04/2014	-11.81	1.48	-2.53	-2.32	11.81	1.48	2.53	2.32
	18/04/2014	-10.56	2.59	-1.29	-1.29	10.56	2.59	1.29	1.29

P-D	11/01/2014	-15.62	-4.06	-7.30	-7.30	15.62	4.06	7.30	7.30
	26/01/2014	-9.91	2.59	-1.08	-0.86	9.91	2.59	1.08	0.86
	22/02/2014	-12.61	-0.21	-3.78	-3.57	12.61	0.21	3.78	3.57
	05/03/2014	-14.29	-2.24	-5.92	-5.71	14.29	2.24	5.92	5.71
	12/04/2014	-11.16	2.07	-1.65	-1.65	11.16	2.07	1.65	1.65
Promedio	-12.20	-0.02	-3.57	-3.46	12.20	1.67	3.58	3.46	

Tabla A2.22 Presiones de entrada calculadas en el análisis de sensibilidad del Colector de Medición.

Pozo P-C tributando al Colector de Medición el día 28/2/2014				Pozo P-E tributando al Colector de Medición el día 17/3/2014			
GOR \ Q(m ³ /d)	120	160	200	GOR \ Q(m ³ /d)	160	200	240
40	4.9449	5.1146	5.2810	40	4.7812	4.9078	5.0331
45	4.9455	5.1154	5.2820	45	4.7816	4.9084	5.0338
50	4.9459	5.1160	5.2828	50	4.7820	4.9088	5.0344

Pozo P-A tributando al Colector de Medición el día 18/3/2014				Pozo P-G tributando al Colector de Medición el día 7/3/2014			
GOR \ Q(m ³ /d)	100	140	180	GOR \ Q(m ³ /d)	200	240	280
55	4.8308	5.1694	5.5015	35	5.3185	5.5105	5.7012
60	4.8318	5.1707	5.5031	40	5.3198	5.5121	5.7036
65	4.8326	5.1718	5.5046	45	5.3208	5.5135	5.7062

Pozo P-B tributando al Colector de Medición el día 24/3/2014				Pozo P-F tributando al Colector de Medición el día 2/4/2014			
GOR Q(m ³ /d)	170	210	250	GOR Q(m ³ /d)	70	110	150
40	4.9506	5.0953	5.2389	40	4.8810	5.1685	5.4390
45	4.9512	5.0961	5.2398	45	4.8815	5.1693	5.4401
50	4.9516	5.0967	5.2406	50	4.8819	5.1699	5.4409

Pozo P-D tributando al Colector de Medición el día 5/3/2014			
GOR Q(m ³ /d)	120	160	200
40	4.9023	5.0859	5.2656
45	4.9028	5.0866	5.2666
50	4.9033	5.0872	5.2674

Tabla A2.23 Presiones de entrada calculadas en el análisis de sensibilidad del Colector de Total.

Pozos tributando al Colector Total con P-H en Medición el día 1/2/2014				Pozos tributando al Colector Total con P-C en Medición el día 28/2/2014			
GOR Q(m ³ /d)	900	1100	1300	GOR Q(m ³ /d)	800	1000	1200
30	4.6415	4.7608	4.8800	30	4.6536	4.7729	4.8922
40	4.6434	4.7630	4.8824	40	4.6553	4.7750	4.8945
50	4.6447	4.7644	4.8841	50	4.6565	4.7763	4.8961

Pozos tributando al Colector Total con P-E en Medición el día 8/1/2014				Pozos tributando al Colector Total con P-A en Medición el día 18/3/2014			
GOR \ Q(m ³ /d)	700	900	1100	GOR \ Q(m ³ /d)	900	1100	1300
30	4.5033	4.6227	4.7421	35	4.7619	4.8811	5.0003
40	4.5048	4.6245	4.7442	45	4.7634	4.8830	5.0025
50	4.5059	4.6258	4.7455	55	4.7646	4.8843	5.0052

Pozos tributando al Colector Total con P-G en Medición el día 15/4/2014				Pozos tributando al Colector Total con P-B en Medición el día 24/3/2014			
GOR \ Q(m ³ /d)	600	800	1000	GOR \ Q(m ³ /d)	800	1000	1200
35	4.4642	4.5837	4.7033	30	4.6041	4.7235	4.8428
45	4.4653	4.5852	4.7049	40	4.6058	4.7255	4.8450
55	4.4661	4.5862	4.7060	50	4.6069	4.7268	4.8466

Pozos tributando al Colector Total con P-F en Medición el día 2/4/2014				Pozos tributando al Colector Total con P-D en Medición el día 22/2/2014			
GOR \ Q(m ³ /d)	900	1100	1300	GOR \ Q(m ³ /d)	800	1000	1200
35	4.6428	4.7623	4.8816	30	4.5838	4.7032	4.8225
45	4.6444	4.7640	4.8836	40	4.5854	4.7052	4.8247
55	4.6455	4.7652	4.8857	50	4.5866	4.7065	4.8262

Tabla A2.24 Patrones de flujo. Coordenadas del punto de operación.

Pozo en medición	Fecha	Colector de Medición		Colector Total	
		Vsg (m/s)	Vsl (m/s)	Vsg (m/s)	Vsl (m/s)
P-C	07/01/2014	0.23	0.03	0.42	0.06
	12/02/2014	0.24	0.03	0.48	0.06
	28/02/2014	0.22	0.03	0.50	0.06
	03/04/2014	0.25	0.03	0.57	0.07
	19/04/2014	0.25	0.03	0.62	0.08
P-E	08/01/2014	0.27	0.03	0.43	0.06
	04/02/2014	0.26	0.03	0.46	0.06
	27/02/2014	0.26	0.03	0.48	0.06
	17/03/2014	0.35	0.04	0.51	0.07
	16/04/2014	0.36	0.04	0.52	0.06
P-A	14/01/2014	0.17	0.03	0.57	0.07
	18/03/2014	0.20	0.03	0.56	0.07
P-G	04/01/2014	0.31	0.04	0.47	0.07
	07/02/2014	0.35	0.04	0.42	0.05
	07/03/2014	0.34	0.04	0.45	0.06
	19/03/2014	0.48	0.06	0.44	0.06
	15/04/2014	0.52	0.06	0.47	0.05
P-B	09/01/2014	0.34	0.04	0.43	0.06
	25/01/2014	0.30	0.04	0.49	0.06
	13/02/2014	0.34	0.04	0.42	0.06
	24/03/2014	0.33	0.04	0.48	0.07
	17/04/2014	0.36	0.04	0.43	0.06
P-F	05/01/2014	0.15	0.02	0.50	0.07
	19/02/2014	0.16	0.02	0.43	0.07
	04/03/2014	0.16	0.02	0.43	0.07
	02/04/2014	0.17	0.02	0.63	0.07
	18/04/2014	0.17	0.02	0.59	0.07
P-D	11/01/2014	0.24	0.03	0.47	0.07
	26/01/2014	0.27	0.03	0.48	0.07
	22/02/2014	0.24	0.03	0.51	0.07
	05/03/2014	0.24	0.03	0.49	0.07
	12/04/2014	0.26	0.03	0.60	0.08
Promedio		0.27	0.03	0.49	0.07