

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES DE FLUJO
MULTIFÁSICO HORIZONTAL EN LA RECOLECCIÓN DE CRUDO
EXTRAPESADO BAJO UN ESQUEMA DE DILUCIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO**

**JOHN EIDER GÓMEZ CLAROS
WENDY MELISSA TOVAR SUÁREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES DE FLUJO
MULTIFÁSICO HORIZONTAL EN LA RECOLECCIÓN DE CRUDO
EXTRAPESADO BAJO UN ESQUEMA DE DILUCIÓN EN UN CAMPO
COLOMBIANO.**

**JOHN EIDER GÓMEZ CLAROS
WENDY MELISSA TOVAR SUÁREZ**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

**EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos**

Codirector

**CESAR AUGUSTO GARCÍA CHINCHILLA
Magíster en Ingeniería De Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecerme ante cada adversidad y permitirme llegar hasta este punto.

A mi madre Nancy Claros, por sus oraciones, sus consejos y sus valores los cuales me han permitido ser una persona de bien, por su inagotable esfuerzo para que a mis hermanos y a mí nunca nos faltase algo, pero más que nada por su infinito amor.

A mi padre Rufino Gómez, por su apoyo incondicional, por sus lecciones de vida, por enseñarme desde niño a encarar las cosas con carácter y decisión, y no dejarme intimidar por absolutamente nada.

A Dianita, por ser mi ejemplo de hermana mayor, de mujer luchadora, apasionada, soñadora y sobre todo por darme el mayor motivo de felicidad e inspiración:

Martín, y mi hermosa sami que viene en camino.

A mi hermano del alma Rufino Jr. Por compartir sus memorias de infancia y sueños de adulto conmigo, por motivarme y creer en mí siempre; pero sobre todo por amar a nuestra familia más de lo que yo lo hago.

A todos mis familiares, especialmente Dainer Claros, quien tristemente perdió su vida mientras se escribían las últimas páginas de este libro, gracias por crecer junto a mí y enseñarme a sonreír siempre primo.

A Gabriel Daza, por luchar a mi lado en esta etapa tan maravillosa, por apoyarme en momentos difíciles, por sus palabras y por considerarme más que un amigo, un hermano.

A mi compañera de tesis Melissa Tovar, por su dedicación, esfuerzo y disciplina en el desarrollo de este proyecto; por su compañía, y por todos los momentos agradables que compartimos en este proceso universitario.

A mi gloriosa UIS, por ayudarme a alcanzar el sueño de ser Ingeniero de
Petróleos.

John Gómez

DEDICATORIA

A Dios padre celestial por guiarme, regalarme sabiduría, motivación y entereza a lo largo de este proceso, que ha sido uno de mis más grandes sueños y del cual me siento infinitamente orgullosa.

A mi madre Luz Enith por ser mi orgullo y ejemplo de mujer emprendedora, apasionada, intelectual, generosa y humilde, quien me ha acompañado, enseñado, ayudado y motivado con mucho amor en todas las etapas de mi vida.

A mi padre Jorge Enrique por ser mi motivación, mi escudo y mi fuerza, por brindarme calidad de tiempo, mucho amor, innumerables enseñanzas y por esforzarse tanto para darme siempre lo mejor.

A mi abuelita Ana Victoria por su amor tan puro y su apoyo en la distancia y a mi abuelito Luis Hernando quien partió hace algún tiempo, pero me dejó unos recuerdos hermosos e imborrables.

A mi tía Diana y Oscar Llanos por ser como unos padres para mí, por dedicarme tanto tiempo, compañía, amor, buenos consejos y por darle a mi vida el mejor regalo: María Paz quien se ha convertido en mi inspiración y mi súper amor.

A mis tíos Hernando, Wilson y Harlex por sus enseñanzas y ejemplo del trabajo duro y responsable; a sus esposas y a todos mis primos a quienes amo profundamente.

A Laura Picón, Jose Luis Espinosa, Kelly Suárez, July Galvis y Sebastián Barrera por el apoyo, la constante motivación, los detalles y el cariño que me brindan.

A mi compañero de tesis John Gómez por su excelente trabajo, por colaborarme tanto a lo largo de este proceso universitario, por la paciencia y el trato tan amable y generoso conmigo.

Melissa Tovar Suárez

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al Ingeniero Edison Odilio García Navas por contribuir en el proceso de nuestra formación profesional y por brindarnos su apoyo y confianza en la realización de este proyecto.

Al Ingeniero Cesar Augusto García Chinchilla por su orientación, compromiso y gran ayuda en la consolidación y desarrollo de este trabajo.

A los docentes y personal administrativo de la Universidad Industrial de Santander por su aporte a nuestro proceso educativo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	20
1.1. HOLD UP	21
1.2. SUSPENSIÓN DE LÍQUIDO	21
1.3. DENSIDAD Y VISCOSIDAD DE LA MEZCLA	22
1.4. VELOCIDAD	23
1.5. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES	23
1.5.1. Correlación de Beggs and Brill.....	24
1.5.2. Regímenes de Flujo.....	24
1.5.2. Retención de Líquido Hold Up.....	27
1.5.3. Factor de Fricción.....	28
1.5.1.4. Gradiente de Presión.....	29
1.6. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD.....	30
1.6.1. Viscosidad del aceite.....	31
1.6.2. Viscosidad del líquido.....	35
1.6.3. Viscosidad multifásica.....	36
2. GENERALIDADES DEL CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO.....	37
2.1. FORMACIONES PRODUCTORAS	37
2.2. PROPIEDADES DE YACIMIENTO	37
2.3. PRODUCCIÓN	38
2.4. SISTEMA DE RECOLECCIÓN	39
3. DILUCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	40

3.1. ETAPAS EN DONDE PUEDE APLICARSE UN PROCESO DE DILUCIÓN.....	40
3.1.1. Extracción.....	40
3.1.1.1. Levantamiento.....	40
3.1.1.2. Recolección.....	41
3.1.2. Tratamiento.....	41
3.1.2.1. Deshidratación.....	41
3.2. MEZCLA CRUDO-DILUYENTE.....	42
3.2.1. Relación entre la gravedad API del crudo diluido y el porcentaje de diluyente.....	45
4. ESTADÍSTICA COMO HERRAMIENTA PARA EL ANÁLISIS DE DATOS.....	47
4.1. VARIBALES ESTADÍSTICAS.....	47
4.2. TABLAS DE FRECUENCIA.....	47
4.3. GRÁFICOS ESTADÍSTICOS.....	48
4.4. MEDIDAS DE POSICIÓN.....	48
5. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	50
5.1. CONDICIONES DE ESTUDIO.....	51
5.1.1. Metodología de evaluación para línea de 16 pulgadas.....	52
5.1.2. Metodología de evaluación para línea de 6 pulgadas.....	55
5.2. MODELO NUMÉRICO.....	57
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	59
6.1. PATRONES DE FLUJO.....	59
6.1.1. Influencia del corte de agua (CW) en los patrones de flujo.....	61
6.1.2. Influencia de la relación Gas – Aceite en los patrones de flujo.....	64
6.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA VISCOSIDAD.....	68
6.2.1. Requerimiento de dilución debido al corte de agua.....	69
6.2.2. Efecto del gas y la presión.....	73
6.2.3. Influencia del GOR en la viscosidad multifásica.....	75
6.3. REQUERIMIENTO DE DILUCIÓN.....	77
7. CONCLUSIONES.....	85

8. RECOMENDACIONES.....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88
ANEXOS.....	91

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Patrones de flujo horizontal descritos por Duckler.....	25
Figura 2. Mapa de patrones de Flujo para tuberías Horizontales Beggs and Brill.....	26
Figura 3. Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión a temperatura constante.....	32
Figura 4. Comportamiento típico de la viscosidad de la mezcla según la influencia del diluyente.....	43
Figura 5. Efecto de la temperatura en la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente.....	44
Figura 6. Relación entre la gravedad API del crudo diluido y el porcentaje de diluyente.....	46
Figura 7. Mapa de patrones de flujo para crudo extrapesado diluido con influencia de propiedades como GOR, corte de agua %CW, caudales, longitud y tamaño de línea.....	60
Figura 8. Evaluación total de la presencia de los patrones de flujo.....	60
Figura 9. Mapa de patrones de flujo para una línea de 16 pulgadas y CW<45%.....	62
Figura 10. Mapa de patrones de flujo para una línea de 16 pulgadas y CW≥45%.....	63
Figura 11. Mapa de patrones de flujo para valores de límite de GOR inferior.....	65
Figura 12. Mapa de patrones de flujo para valores de GOR medio.....	66
Figura 13. Mapa de patrones de flujo para valores de GOR mayor.....	67
Figura 14. Requerimiento de dilución representado a través de la viscosidad del crudo diluido, según el contenido de agua para el aseguramiento de flujo en una línea de 6 in.....	71

Figura 15. Requerimiento de dilución representado a través de la viscosidad del crudo diluido, según el contenido de agua para el aseguramiento de flujo en una línea de 16 in.	72
Figura 16. Viscosidad multifásica en función del GOR, para una línea de 6 in, longitud de 400 m, 12° API, CW del 30%.	76
Figura 17. Dilución requerida para diferentes cortes de agua con influencia de propiedades como GOR, caudales, longitud y tamaño de línea.	78
Figura 18. Influencia del diámetro de una línea de 16” en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.	80
Figura 19. Influencia del diámetro de una línea de 6” en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.	81
Figura 20. Influencia de dos longitudes de línea (Tubería de 16”) en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.	83

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Correlaciones utilizadas en flujo multifásico Horizontal.....	24
Tabla 2. Valor de las constantes A, B y C para cada patrón de flujo.	28
Tabla 3. Clasificación de crudos de acuerdo a su gravedad API.	38
Tabla 4. Propiedades de reservorio del campo Chichimene.....	38
Tabla 5. Características de producción del campo Chichimene.	39
Tabla 6. Consideraciones de evaluación.	50
Tabla 7. Condiciones generales de Prueba	51
Tabla 8. Rangos de GOR explorados.	53
Tabla 9. Inventario de los escenarios evaluados bajo los criterios de exploración.....	54
Tabla 10. Agrupación de los valores escogidos para cada uno de los límites de GOR en unos rangos específicos (línea 16 in).	55
Tabla 11. Agrupación de los valores escogidos para cada uno de los límites de GOR en unos rangos específicos (línea 6 in).	57
Tabla 12. Distribución Porcentual de tipos de flujo para valores antes y después del punto de inversión de fases.	64
Tabla 13. Distribución de tipos de flujo para valores Altos, Medios y Bajos de GOR.....	66
Tabla 14. Distribución Porcentual de tipos de flujo para valores de límites mayor, medio y bajo de GOR.	67
Tabla 15. Parámetros estadísticos básicos para las cinco viscosidades evaluadas al inicio de la tubería.....	69
Tabla 16. Parámetros estadísticos básicos para las cinco viscosidades evaluadas al final de la tubería.	69

Tabla 17. Porcentaje de aumento o reducción de la viscosidad multifásica por efecto de diversos factores para cada uno cortes de agua evaluados, en una línea de 6 in.	73
Tabla 18. Porcentaje de aumento o reducción de la viscosidad multifásica por efecto de diversos factores para cada uno cortes de agua evaluados, en una línea de 16 in.	74
Tabla 19. Percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} de la viscosidad multifásica, para tres rangos de GOR en tubería de 6 in.	76
Tabla 20. Percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} de la viscosidad multifásica, para tres rangos de GOR en tubería de 16 in.	77
Tabla 21. Condiciones requeridas para no realizar el proceso de dilución.	79
Tabla 22. Distribución porcentual de los diferentes grados API usados en los escenarios evaluados.	84

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Distribución normal y porcentajes de frecuencia de la fricción en dos condiciones: inicio y final de tubería.....	91
Anexo B. Porcentajes de frecuencia de las viscosidades del crudo muerto, vivo (saturado y subsaturado), del líquido y multifásica, evaluadas en la condición al final de la tubería para el total de escenarios.....	97
Anexo C. Percentiles de las viscosidades evaluadas para el cálculo de los porcentajes de reducción y aumento de la viscosidad, según el cambio en el gas disuelto, presión, contenido de agua y gas libre para las líneas de 6 y 16 in.	104
Anexo D. Total de escenarios evaluados con el modelo numérico.....	114

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES DE FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL EN LA RECOLECCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO BAJO UN ESQUEMA DE DILUCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTORES: JOHN EIDER GÓMEZ CLAROS
WENDY MELISSA TOVAR SUÁREZ.**

PALABRAS CLAVE: FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL, SISTEMA DE RECOLECCIÓN, CRUDO EXTRAPESADO, DILUCIÓN, EVALUAR, ANALIZAR.

DESCRIPCIÓN:

Las propiedades de flujo multifásico horizontal son aquellas que definen el comportamiento que tendrá el fluido al momento de transportarse a través de una tubería. Dichas propiedades, son estudiadas por medio de correlaciones que han sido desarrolladas por diferentes autores a lo largo de los años. Sin embargo, cuando se trata de la recolección de crudo extrapesado y que además cuenta con un esquema de dilución, la literatura disponible para estudiar este comportamiento es mínima.

En este proyecto de investigación se utilizó una hoja de cálculo propuesta por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), la cual modela numéricamente el flujo horizontal de los fluidos recolectados por el sistema de recolección de un campo de crudo extrapesado. Las tres consideraciones más importantes que se tuvieron en cuenta en el ajuste de dicha herramienta de cálculo fueron: flujo netamente horizontal, temperatura ambiente constante y coeficiente global de transferencia de calor sin variación. A través de esta hoja se realizó la evaluación de las propiedades de flujo multifásico, las cuales fueron sometidas a la variación de diferentes parámetros operativos y algunas propiedades físicas de producción, como relación gas – aceite (GOR) y contenido de agua (%CW). A partir de esta evaluación se realizó un análisis a factores de gran importancia como la viscosidad, el cambio en los patrones de flujo y el efecto de la dilución en la capacidad de flujo; lo cual permitió mostrar el comportamiento de diferentes escenarios bajo condiciones específicas de producción.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Edison Odilio García Navas. Codirector: Cesar Augusto García Chinchilla.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF SENSITIVITY OF HORIZONTAL MULTIPHASE FLOW PROPERTIES IN THE COLLECTION OF EXTRA-HEAVY CRUDE UNDER A DILUTION SCHEME IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHORS: JOHN EIDER GÓMEZ CLAROS
WENDY MELISSA TOVAR SUAREZ.**

KEY WORDS: MULTI-PHASE HORIZONTAL FLOW, COLLECTION SYSTEM, EXTRA HEAVY OIL, DILUTION, EVALUATE, ANALYZE.

DESCRIPTION:

The properties of horizontal multiphase flow are those that define the behavior which the fluid will have when it's transported through a pipeline. These properties are studied through correlations that have been developed by different authors over the years. However, when the transported oil becomes extra heavy including a dilution scheme, the available literature to study this behavior is minimal.

In this research project, a spreadsheet proposed by the Colombian Petroleum Institute (ICP) was used, which has the capability to do numerically models for horizontal flow of the fluids collected by the extra-heavy crude oil collector system in the field. The three most important considerations that were considered in the setting of such calculation tool were: purely horizontal flow, constant temperature and global coefficient of heat transfer without variation. Through this sheet was done the evaluation of multiphase flow properties, which were subjected to the variation of different operating parameters and some physical production properties, such as gas-oil ratio (GOR) and water content (% CW). From this evaluation, factors of great importance such as viscosity, change in flow patterns and the effect of dilution on flow capacity were analyzed; which allowed to show the behavior of different scenarios under specific production conditions.

* Bachelor Degree Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director: Edison Odilio García Navas. Codirector: Cesar Augusto García Chinchilla.

INTRODUCCIÓN

La recolección de fluidos en un sistema de producción es una actividad que está definida por las propiedades de flujo multifásico, en este caso a través de tuberías horizontales; no obstante, el comportamiento hidrodinámico que estas exhiben, está gobernado por parámetros operativos como caudales, dimensión de la tubería, diámetro de las líneas, inclinación de las redes de recolección y longitud de las mismas; también por factores como presión, temperatura y algunas propiedades físicas como el contenido de gas (GOR) y corte de agua (%CW). Dichas variables y propiedades definen aspectos de gran importancia, por ejemplo, el patrón de flujo que existirá al momento de transportar un fluido a través de una línea.

Cuando el fluido a recolectar es un crudo extrapesado y se cuenta con un esquema de dilución, las propiedades del flujo multifásico horizontal no son las únicas influenciadas por las variaciones ya descritas, pues el grado de dilución que se debe utilizar depende en gran medida de dichos factores; además, propiedades de gran importancia como la viscosidad se ven afectadas por estos cambios.

En este orden de ideas, el presente proyecto de investigación se realiza con la finalidad de evaluar las propiedades de flujo multifásico horizontal, de acuerdo al cambio de variables operativas y de producción, al mismo tiempo realizar un análisis en la variación de propiedades de gran interés como la viscosidad, los patrones de flujo y el efecto de la dilución en la capacidad de flujo del sistema de recolección; con esto se busca mostrar el panorama que tendrán diferentes escenarios de producción del campo de crudo extrapesado en estudio, permitiendo de esta manera tomar decisiones en el ámbito productivo.

1. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. 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 forma¹.

En el ámbito de la producción de hidrocarburos, desde cabeza de pozo hasta la estación de recolección y tratamiento, se transporta un fluido compuesto por crudo, gas y agua, por medio de las líneas de producción. El patrón y régimen de flujo dependen del intercambio de masa, energía y momentum entre las fases.

El comportamiento hidrodinámico está gobernado por factores como presión, temperatura, propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos, caudal, dimensión y perfil topográfico de las tuberías. Durante el análisis de los requerimientos de energía para la recolección de los fluidos, la viscosidad es considerada como una de las propiedades más importantes.

El comportamiento del flujo monofásico y multifásico cambian considerablemente por el deslizamiento y las diferencias existentes en las propiedades físicas entre las fases y por los distintos patrones de flujo que pueden asumir las mismas.

En el sistema se presenta más de una fase y para poder evaluar las propiedades del fluido, se usan ciertas reglas de mezcla; las más importantes son descritas a continuación:

¹ CRANE. Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. México: McGraw Hill, 1992. 198 p.

1.1. HOLD UP

Está definida como la fracción de una de las fases, esta relación corresponde al Volumen In-Situ en un segmento de tubería ocupado por la fase, con respecto al volumen total del segmento en cuestión².

$$H_{fase} = \frac{Vol_{fase}}{Vol_{tuberia}} \Big|_{Segmento} \quad (1)$$

La fracción volumétrica In-Situ de cada fase es igual a la fracción volumétrica de entrada, sólo cuando no exista deslizamiento.

1.2. SUSPENSIÓN DE LÍQUIDO

También conocido como contenido de líquido de entrada (λ_L), es la relación que existe entre el volumen de líquido en una tubería que existirá si el gas y el líquido viajan a la misma velocidad, es decir:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{(q_L + q_g)} \quad (2)$$

Donde,

$\lambda_L =$ *Contenido de líquido de entrada*

$q_L =$ *Caudal de líquido (crudo + agua)*

$q_g =$ *Caudal de gas instantáneo*

² ELSETH, Heir. An Experimental Study of Oil/Water Flow in Horizontal Pipes. Porsgrunn, Norway: Telemark University College, June 2001.

1.3. DENSIDAD Y VISCOSIDAD DE LA MEZCLA

En las reglas de mezcla que se presentan a continuación, cuando se asume deslizamiento se usan las fracciones in-situ de agua (HA) y crudo (HC). Cuando se considere que no hay deslizamiento entre las fases se utilizan las fracciones de entrada de agua (FA) y crudo (FC)³.

$$\rho_m = F_C \rho_C + F_A \rho_A \quad (3)$$

$$\rho_m = H_C \rho_C + H_A \rho_A \quad (4)$$

$$\mu_m = F_C \mu_C + F_A \mu_A \quad (5)$$

$$\log(\mu_m) = H_C \log(\mu_C) + H_A \log(\mu_A) \quad (6)$$

Donde,

$$\rho_m = \text{Densidad de la mezcla, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$\mu_m = \text{Viscosidad de la mezcla, cP}$$

$$F_A = \text{Fracción de agua en la entrada}$$

$$F_C = \text{Fracción de Crudo en la entrada}$$

$$\rho_A = \text{Densidad del agua, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho_C = \text{Densidad del crudo, } \frac{lb}{ft^3}$$

$$\mu_A = \text{Viscosidad del agua, cP}$$

$$\mu_C = \text{Viscosidad del crudo, cP}$$

³ Ibíd., p. 38.

1.4. VELOCIDAD

La velocidad que experimenta el fluido dependerá del número de fases que estén presentes en el flujo, suele presentarse en una o dos fases:

Velocidad superficial de una fase

Hace referencia a la velocidad que una fase experimentaría si fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería (A_T)⁴.

$$V_{S_{Fase}} = \frac{Q_{Fase}}{A_T} \quad (7)$$

Velocidad superficial de una mezcla

Corresponde a la suma entre la velocidad superficial del crudo y la velocidad superficial del agua

$$V_{S_M} = V_{S_C} + V_{S_A} \quad (8)$$

1.5. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES

Durante los últimos años se ha desarrollado una cantidad considerable de correlaciones que describen el comportamiento de las propiedades del flujo multifásico horizontal, algunas de las más utilizadas se observan en la tabla 1; sin embargo, cada ecuación fue definida bajo condiciones específicas y no todas se ajustan a un caso en particular; el modelo numérico empleado en este trabajo de

⁴ *Ibíd.*, p. 15.

investigación es un ejemplo de ello, dado que está compuesto principalmente por la correlación de Beggs and Brill⁵.

Tabla 1. Correlaciones utilizadas en flujo multifásico Horizontal.

Correlación	Año	Condiciones
Ducker	1969	Régimen de flujo
Azis and Govier	1972	Régimen de flujo
Beggs and Brill	1973	Deslizamiento y régimen de flujo
Mukherjee and Brill	1983	Deslizamiento y régimen de flujo

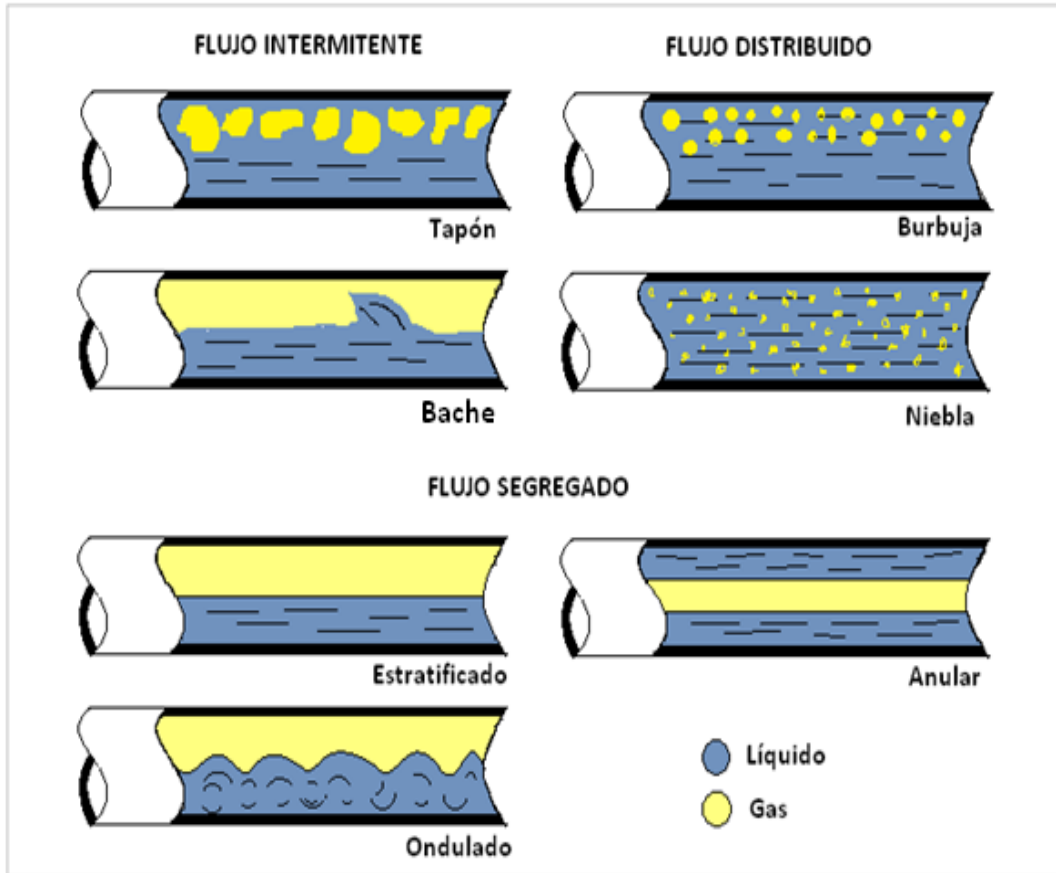
1.5.1. Correlación de Beggs and Brill. Su obtención y el de las demás correlaciones surge de un estudio experimental, en el cual se tomaron datos a partir de pruebas realizadas en tubos acrílicos transparentes de 90 pies de longitud; los fluidos utilizados fueron agua y aire. Dicho estudio obtuvo correlaciones para la retención de líquido Hold Up, el gradiente presión y el factor de fricción; también estableció una correlación de parámetros que permite identificar el patrón de flujo para una condición dada, siempre y cuando la tubería sea horizontal.

1.5.2. Regímenes de Flujo. De acuerdo a Duckler⁶ los patrones de flujo se dividen en tres grupos: flujo segregado, flujo intermitente y flujo distribuido, ver figura 1. Durante el desarrollo de las pruebas los autores observaron que para cada tipo de flujo se requería utilizar ecuaciones diferentes.

⁵ BEGGS, H. BRILL, James. A Study of Two-Phase flow in inclined Pipes. San Antonio, Texas: SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, 1972.

⁶ DUCKLER, A. Gas – Liquid flow in pipe – lines, part I. Houston: University of Houston, 1969.

Figura 1. Patrones de flujo horizontal descritos por Duckler.



Fuente: DUCKLER, A, *et al.* Gas – Liquid Flow in pipe lines, Part 1. Houston. University of Houston, 1969.

Dada esta situación tuvieron que desarrollar una metodología que permitiera predecir el patrón de flujo, de tal modo que pudieran emplear las mismas ecuaciones para cada tipo de flujo; para lograr esto, inicialmente observaron que la retención de líquido “Hold Up” se veía influenciada fuertemente por el contenido de Líquido de entrada (λ_L), el cual fue definido anteriormente y el número de Froude (N_{fr}):

$$N_{fr} = \frac{V_m}{32,174 \frac{D}{12}} \quad (9)$$

Donde,

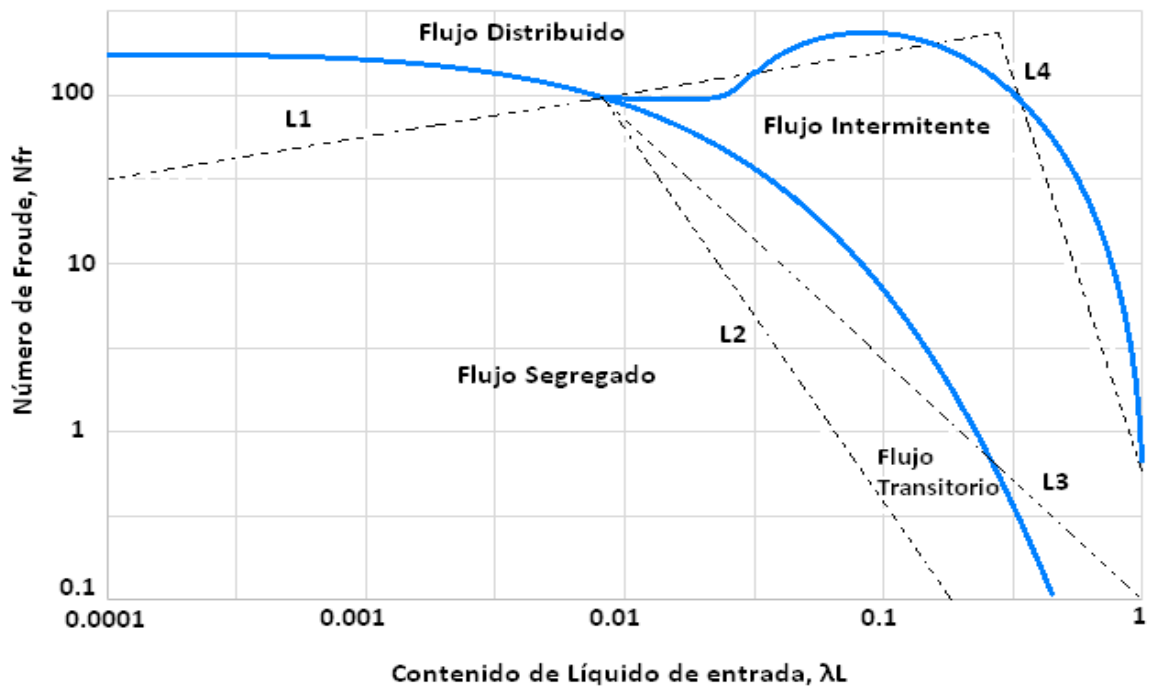
$N_{fr} = \text{Número de Froude}$

$V_m = \text{velocidad de la mezcla, } \frac{ft}{s}$

$D = \text{Diámetro interno de la tubería, pulgadas}$

De tal manera que al graficar el número de Froude (N_{fr}) contra el contenido de Líquido de entrada (λ_L) en un papel logarítmico, obtuvieron una gráfica como la mostrada en la figura 2. La cual “no define el patrón de flujo en sí, pero permite establecer y ajustar las ecuaciones para determinar los límites del mismo” ⁷:

Figura 2. Mapa de patrones de Flujo para tuberías Horizontales Beggs and Brill.



Fuente: BEGGS, H y BRILL, James. A Study of Two-Phase flow in inclined Pipes. SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, 1972.

⁷ BEGGS, H. BRILL, James. Op. cit., p. 612

Dichas ecuaciones se muestran a continuación:

$$L1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (10)$$

$$L2 = 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684} \quad (11)$$

$$L3 = 0,1 \lambda_L^{-1,4516} \quad (12)$$

$$L1 = 0,5 \lambda_L^{-6,738} \quad (13)$$

Donde,

$\lambda_L =$ Contenido de líquido de entrada

De tal modo que el patrón de flujo se puede calcular de la siguiente manera:

Flujo Segregado: Se presenta si $\lambda_L < 0,01$ y $Nfr < L1$

Flujo Transición: Se presenta si $\lambda_L \geq 0,01$ y $L2 < Nfr \leq L3$,

Flujo Intermitente: Se presenta si $0,4 < \lambda_L \leq 0,01$ y $Nfr > L3$

Flujo Distribuido: Se presenta si $\lambda_L < 0,04$ y $Nfr \geq L1$

1.5.2. Retención de Líquido Hold Up. Como se mencionó anteriormente, otro aporte de esta correlación es que permite calcular el Hold up para cada patrón de flujo; de tal modo que una vez conocido el régimen se planteó la siguiente ecuación:

$$Hl(0) = \frac{A \lambda_L^B}{Nfr^C} \quad (14)$$

Donde,

$Hl =$ Retención de Líquido, Hold up

$Nfr =$ Número de Froude

$\lambda_L =$ contenido de líquido de entrada

$A =$ Constante

$B = \text{Constante}$

$C = \text{Constante}$

Finalmente, para obtener el valor del Hold Up correspondiente a cada patrón de flujo, los autores propusieron tener en cuenta el valor de las constantes A, B y C que se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Valor de las constantes A, B y C para cada patrón de flujo.

Patrón De Flujo	A	B	C
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuido	1,065	0,5824	0,0609

Fuente: BEGGS, H y BRILL, James. A Study of Two-Phase flow in inclined Pipes. SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, 1972.

Como se puede apreciar el flujo transición no aparece en la tabla, pues concluyeron que este requiere una interpolación entre el flujo segregado e intermitente:

$$Hl (\text{Transición}) = A Hl (\text{Segregado}) + B Hl (\text{Intermitente}) \quad (15)$$

Donde,

$$A = \frac{L3 - Nfr}{L3 - L2} \quad (16)$$

$$B = 1 - A \quad (17)$$

1.5.3. Factor de Fricción. De acuerdo a las pruebas realizadas, los autores infirieron que el factor de fricción normalizado estaba en función de la retención de líquido Hold Up y la cantidad de líquido de entrada; de tal modo que establecieron

una relación entre el factor de fricción normalizado y el factor de fricción sin deslizamiento:

$$ftp = fns \times e^s \quad (18)$$

Donde,

ftp = factor de fricción normalizado

fns = factor de fricción sin deslizamiento

$$s = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 \ln(y)^2 + 0,01853 \ln(y)^4} \quad (19)$$

$$y = \frac{\lambda l}{Hl (0)^2} \quad (20)$$

λ_L = contenido de líquido de entrada

Hl = Retención de Líquido, Hold up

De tal manera, que si $1 < y < 1,2$ entonces se utiliza la ecuación:

$$s = \ln(2,2 y - 1,2) \quad (21)$$

1.5.1.4. Gradiente de Presión. Luego de obtener las diferentes correlaciones para la retención de líquido Hold Up, la cantidad de líquido de entrada λl y establecer una correlación de parámetros que permite identificar el patrón de flujo, los autores presentaron la ecuación que permite calcular el cambio de presión a lo largo de una tubería:

$$\frac{-dp}{dz} = \frac{\frac{g}{gc} \text{sen}(\theta) [\rho g (1 - Hl)] + \frac{ftp Gm Vm}{2 \cdot gc \cdot d}}{1 - \frac{[\rho g Hl + \rho g (1 - Hl)] Vm Vsg}{gc \cdot p}} \quad (22)$$

En caso que la tubería fuese horizontal, la ecuación quedaría:

$$\frac{-dp}{dz} = \frac{\frac{ftp Gm Vm}{2 \cdot gc \cdot d}}{1 - \frac{[\rho g Hl + \rho g (1 - Hl)] Vm Vsg}{gc \cdot p}} \quad (23)$$

Donde;

$$\frac{-dp}{dz} = \text{Gradiente de Presión, } \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

ftp = factor de fricción normalizado

Gm = flujo másico de la mezcla, lbs

$$Vm = \text{Velocidad de la mezcla, } \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

$$Vsg = \text{Velocidad del gas, } \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

gc = constante gravitacional

$$\rho g = \text{densidad del gas, } \frac{\text{lbs}}{\text{ft}^3}$$

d = Diámetro interno de la tubería, pulgadas

Hl = Retención de Líquido, Hold up

p = presión, psi

θ = ángulo de inclinación

1.6. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD

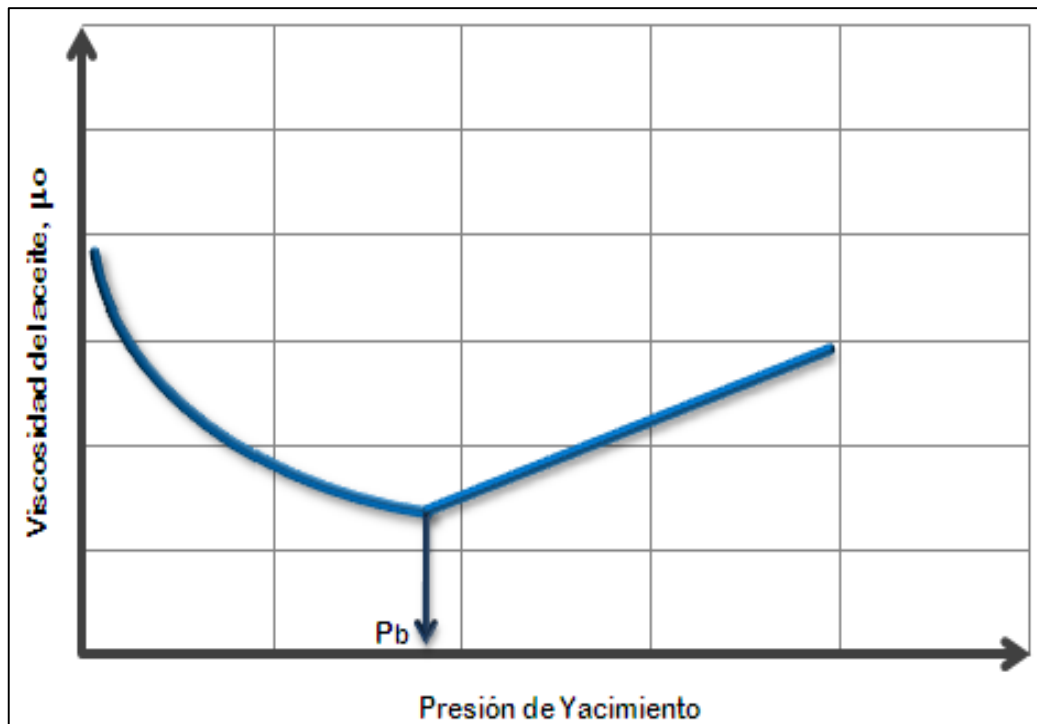
La viscosidad es considerada una de las propiedades de flujo más importantes y significativas; razón por la cual múltiples autores han propuesto una gran cantidad de correlaciones, que permiten su cálculo conociendo ciertas propiedades.

Las correlaciones de viscosidad que serán mencionadas a lo largo de esta sección, son las utilizadas en el modelo numérico que servirá como base para el desarrollo del presente trabajo.

1.6.1. Viscosidad del aceite. La viscosidad está en función de la presión y la temperatura, cuando ésta última aumenta, la viscosidad se reduce y cuando la presión baja, la viscosidad también lo hace.

Si se asume un proceso de temperatura constante, el comportamiento de la viscosidad en función de la presión se representa en la figura 3, en la cual pueden distinguirse tres panoramas: el primero es que al disminuir la presión, la viscosidad inicia su descenso hasta que se alcanza la presión de burbuja, punto en el cual, se logra la máxima reducción de viscosidad; el segundo es que la disminución en la presión por debajo de la presión de burbuja genera liberación de gas y en este proceso se escapan los componentes más livianos, lo que implica un aumento en la viscosidad y por último la mayor viscosidad es alcanzada a presión atmosférica, cuando el crudo no tiene gas disuelto.

Figura 3. Comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión a temperatura constante.



Fuente: REYES, Marlene Anabel. Análisis del comportamiento de la viscosidad de aceites producidos en México. Tesis de pregrado para la obtención del título de Ingeniera de Petróleos. Ciudad universitaria, México DF: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.

El procedimiento para el cálculo de la viscosidad del crudo, teniendo en cuenta los cambios en la presión, se describe a continuación:

- a) Calcular la viscosidad del crudo muerto.
- b) Ajustar la viscosidad calculada previamente para presiones menores o iguales a la presión de burbuja, según sea la solubilidad del gas en esta zona. El crudo con gas disuelto es también conocido como crudo vivo.
- c) Realizar una corrección a la viscosidad del crudo saturado ($P \leq P_b$), para considerar el efecto de la compresibilidad del petróleo a presiones mayores a la presión de burbuja; en este punto el crudo es considerado como subsaturado.

Las correlaciones de viscosidad seleccionadas para dichos cálculos se mencionan a continuación:

- **Viscosidad del crudo muerto (μ_{od})**

En el año 1946, Beal publicó un artículo en el cual, a través de información obtenida de varios campos localizados en Estados Unidos, generó métodos gráficos que permiten el cálculo de la viscosidad del crudo según las variaciones de presión (crudo muerto, saturado y subsaturado); dichos métodos permitieron la construcción posterior de la correlación en función de parámetros principales como la gravedad API del aceite y la temperatura.

A continuación, se muestra la correlación ajustada de Beal, seleccionada como apropiada para la determinación de dicha viscosidad y ha sido modificada en los últimos años, con el fin de acercarse más al comportamiento real de la viscosidad del crudo muerto.

$$\mu_{od} = a + \frac{b}{API^c} \left(\frac{d}{T + e} \right)^{10 \frac{f+g}{API}} \quad (24)$$

Donde,

μ_{od} = viscosidad del crudo muerto, cP

$a = 0,3175$

$b = 2,18 \times 10^7$

$c = 4,640$

$d = 336,715$

$e = 154,354$

$f = 0,719$

$$g = 3,838$$

$API =$ Gravedad específica del crudo

$T =$ Temperatura del fluido, °F

- **Viscosidad del crudo saturado (μ_{oL})**

Beggs y Robinson en el año 1975, generaron una correlación empírica para el cálculo de esta viscosidad, se basaron en aproximadamente 2533 puntos que brindaban información de significativos sistemas de crudo. Esta correlación es una de las más utilizadas en la actualidad para el cálculo de esta viscosidad, por la gran variedad de escenarios bajo la cual se desarrolló.

$$\mu_{oL} = A\mu_o d^B \quad (25)$$

Donde,

$\mu_{oL} =$ viscosidad del crudo saturado, cP

$\mu_o d =$ viscosidad del crudo muerto, cP

$$A = 10,715 (R_s + 100)^{-0,515} \quad (26)$$

$$B = 5,44 (R_s + 150)^{-0,338} \quad (27)$$

- **Viscosidad del crudo subsaturado (μ_{oP})**

Kozel desarrolló la correlación para el cálculo de la viscosidad del crudo subsaturado ($P > P_b$), que realiza básicamente un ajuste por presión a la viscosidad del crudo evaluado a presiones menores o iguales a la presión de burbuja.

$$\mu_{oP} = \mu_{oL} \times 10^{\frac{P}{1000} (0,0239 + 0,01638 \mu_{oL}^{0,278})} \quad (28)$$

Donde,

μ_{oP} = viscosidad del crudo subsaturado, cP

μ_{oL} = viscosidad del crudo saturado, cP

P = presión, psi

1.6.2. Viscosidad del líquido. Las correlaciones de viscosidad del líquido (μ_L), buscan involucrar los efectos del agua; teóricamente se ha comprobado que a medida que incrementa el corte de agua, los valores de viscosidad del líquido también aumentan, hasta que se alcanza el punto de inversión, momento a partir del cual la viscosidad comienza su descenso.

Una vez se calcula la viscosidad del aceite subsaturado (μ_{oP}), se procede a estimar la viscosidad del líquido, a través de la correlación de Bridgman que se muestra a continuación. Ésta es clasificada específicamente para las zonas antes y después del punto de inversión, para el modelo numérico que será utilizado en el desarrollo del presente proyecto.

- **S&W<45%**

$$\mu_L = \mu_{oP} \left(1 - \frac{S\&W}{100}\right)^{-2,5} \quad (29)$$

- **S&W>45%**

$$\mu_L = Vmax e^{(-0,0524125 \mu_{oP}^{0,0800235})(S\&W - 45)} \quad (30)$$

Donde,

μ_L = viscosidad del líquido, cP

μ_{oP} = viscosidad del crudo subsaturado, cP

S&W = contenido de agua y sedimentos, %

Vmax = velocidad máxima

1.6.3. Viscosidad multifásica. Hace referencia a la viscosidad de la mezcla de líquido y gas y se calcula a través de la correlación de Beggs & Brill por medio de la fracción volumétrica de líquido (λ_L).

Esta correlación surgió luego de un arduo estudio presentado en el año 1973, en donde los autores mencionados estudiaron el flujo multifásico (líquido y gas), en tuberías inclinadas para determinar las pérdidas de presión y el Hold up de líquido generadas por este efecto.

$$\mu_{ns} = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (31)$$

Donde,

μ_{ns} = viscosidad multifásica, cP

μ_L = viscosidad del líquido, cP

μ_g = viscosidad del gas, cP

λ_L = Contenido de líquido de entrada

2. GENERALIDADES DEL CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO

El campo de crudo extrapesado estudiado en el presente trabajo es el campo Chichimene. Fue descubierto por la compañía Chevron en el año 1969, sin embargo, solo hasta 1985 se produjeron sus primeros barriles. Geográficamente se encuentra ubicado en el departamento del Meta al sureste del municipio de Acacias, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales; desde el año 2000 hasta la actualidad la empresa operadora es Ecopetrol.

2.1. FORMACIONES PRODUCTORAS

El campo Chichimene está compuesto por dos unidades productoras: formación Guadalupe, la cual contiene dos estructuras cretáceas (K1 y K2) y la formación San Fernando compuesta por una estructura terciaria (T2).

2.2. PROPIEDADES DE YACIMIENTO

De acuerdo a la American Petroleum Institute, la gravedad API es una medida que se utiliza para clasificar un petróleo crudo. Como se puede apreciar en la tabla 3 los crudos pesados y extrapesados poseen unidades API muy bajas.

Mundialmente el campo Chichimene es conocido por tener fluidos de este tipo, la formación Guadalupe (K1/K2) presenta un crudo en el orden de 16 – 20 API mientras que la formación San Fernando (T2) posee un crudo que varía de 7 – 10 API. En la tabla 4, se muestran las propiedades del yacimiento pertenecientes al campo.

Tabla 3. Clasificación de crudos de acuerdo a su gravedad API.

Crudo	API	Densidad (g/cm³)
Ligero	30 – 40	0,83 – 0,87
Mediano	22 – 29,9	0,87 – 0,92
Pesado	10 – 21,9	0,92 - 1
Extrapesado	Menor a 10	Mayor a 1

Fuente: AWADH, Salih and AL-MIMAR, HebaSadoon. Statistical Analysis of the Relations between API, Specific Gravity and Sulfur Content in the Universal Crude Oil. Iraq: University of Baghdad. Geology Department, College of Science. Volume 4 Issue 5, May 2015. Paper ID: SUB154465.

Tabla 4. Propiedades de reservorio del campo Chichimene.

Propiedad	Unidad	Guadalupe K1/K2	San Fernando T2
Profundidad – TVD	ft	7000	6000
Presión de Yacimiento	psi	3200	2600
Presión del Punto de Burbuja	psi	116	600
Temperatura de Yacimiento	°F	185	180
Gravedad del aceite	API	16 – 20	7 – 10
Relación Gas – Aceite	scf/STB	0 – 500	300 – 30000
Viscosidad en yacimiento	cP	62	1300
Porosidad	%	10 – 21	8 – 23
Permeabilidad	mD	300 – 2200	30 – 12000
Saturación de agua inicial	%	24	18

Fuente: LOPEZ URIBE, J.E. Producing Extra Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps. Medellin, Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2014.

2.3. PRODUCCIÓN

En la actualidad este campo produce 70116 BOPD (valor promedio agosto de 2017), valor total correspondiente para la formación Guadalupe K1/K2 y la formación San

Fernando (T2), ver tabla 5. Esta última posee una característica especial, pues a pesar de encontrarse a una profundidad de 6000 ft, lo que la convierte en una de las formaciones más profundas del mundo en cuanto a crudo extrapesado se refiere, su temperatura de yacimiento es anormalmente alta, lo cual permite que dicho fluido pueda moverse y ser bombeado a superficie. Sin embargo, una vez en cabeza de pozo la temperatura es menor, generando aumento en la viscosidad del fluido.

Tabla 5. Características de producción del campo Chichimene.

Parámetro	K1/K2/T2	Unidad
Aceite	70116	BOPD
Agua	104580	BWPD
Gas	9564	mPCD
Relación Gas – Aceite (GOR)	136	scf/STB
Corte de agua (CW)	60	%

Fuente: Ecopetrol-AVM

2.4. SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Los fluidos producidos por las dos formaciones mencionadas, son impulsados a superficie con la ayuda de bombas electrosumergibles (ESP). Una vez ahí, son transportados por líneas de 6 pulgadas de diámetro hasta tuberías tipo troncal las cuales poseen un diámetro de 16 pulgadas y se encargan de llevar la producción hasta la siguiente etapa.

El hecho de poseer fluidos extrapesados, implica grandes esfuerzos en términos de extracción, transporte y tratamiento; además, parámetros como la viscosidad, la profundidad y la temperatura hacen de este campo un desafío en el ámbito operativo, por lo que se implementa en la actualidad un esquema de dilución, dicha técnica se trata en el capítulo 3 de este libro.

3. DILUCIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO EN EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

La gravedad API de los crudos pesados y extrapesados es muy baja. Como se mencionó en el capítulo 2, la formación San Fernando (T2) presenta cifras API entre 7 – 10, lo que implica viscosidades elevadas⁸.

Para llevar a cabo operaciones de extracción, tratamiento y transporte, es necesario reducir sus niveles de viscosidad y esto se logra al mezclar el crudo de interés con un diluyente, generando así una disminución en la viscosidad del crudo original.

3.1. ETAPAS EN DONDE PUEDE APLICARSE UN PROCESO DE DILUCIÓN

La dilución puede desarrollarse en las etapas mencionadas a continuación:

3.1.1. Extracción. Que el crudo pueda moverse a través del sistema de recolección y equipos de tratamiento, son las principales razones por las cuales se utiliza la dilución en campo.

Se tienen dos puntos de referencia en la aplicación de esta técnica, ellos son en fondo de pozo y superficie.

3.1.1.1. Levantamiento. Para extraer los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie, se suele aplicar diluyente en el fondo del mismo. La finalidad de diluir en ese punto no es otra más que mejorar la homogeneización de los fluidos,

⁸ LOPEZ URIBE, J.E. Producing Extra Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. En: SPE – 171041 – MS. Medellin. 2014. p. 2.

incrementar la eficiencia de la bomba de subsuelo y aumentar la capacidad de bombeo de la misma.

3.1.1.2. Recolección. Generalmente el diluyente aplicado en superficie se inyecta con la ayuda de mezcladores estáticos, los cuales constan de una serie de paletas, de tal manera que éstas generan cambios de dirección y aseguran un flujo turbulento a través de este, garantizando la homogeneización de la mezcla.

Cuando la inyección es en superficie se incrementa el grado de efectividad en el proceso de transporte, de tal manera que mejora la capacidad de flujo en las líneas que componen el sistema de recolección. Adicionalmente, permite asegurar las condiciones de continuidad, es decir, facilitar el paso de crudo por válvulas, medidores y demás equipos instalados a lo largo de las facilidades de superficie.

3.1.2. Tratamiento. Otro aporte que tiene la dilución, es que facilita el tratamiento de crudos extrapesados. La gravedad API requerida a la entrada del proceso de tratamiento oscila entre 17-18°.

Una vez transportado el fluido por medio del sistema de recolección, el siguiente paso es verificar que el crudo cumpla con los valores mínimos de calidad exigidos, como viscosidad, gravedad API, contenido de sal, entre otros. Para esto, los caudales son sometidos a un tren de tratamiento, en el cual se debe cumplir cierto número de parámetros para que el fluido sea tratado de manera correcta, entre dichas exigencias se encuentran la gravedad API y la viscosidad, las cuales se ajustan en un crudo extrapesado gracias a la dilución.

3.1.2.1. Deshidratación. Uno de los parámetros más importantes al momento de entregar un crudo es el contenido de agua y sedimentos. De acuerdo a ARNOLD⁹,

⁹ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Design of Oil Handling Systems and Facilities. En: Surface Production Operations. Texas. 2008. Vol. 1, p. 284.

uno de los factores que estabiliza la emulsión e impide el rompimiento de la misma es la viscosidad. El crudo extrapesado del campo en estudio posee en su mayoría emulsiones directas (W/O), las cuales mediante la dilución se logran desestabilizar, facilitando la deshidratación del crudo alcanzando así los requerimientos de calidad.

En términos generales la dilución de un crudo extrapesado facilita el proceso de recolección del mismo, sin embargo, esta técnica se ve afectada por una serie de propiedades que están presentes en el sistema de producción. En un proceso de dilución la gravedad API del crudo a transportar como del diluyente son determinantes, pues la densidad que tendrá la mezcla resultante depende de ello; otra propiedad que afecta la dilución es la viscosidad del crudo, pues como ya se ha mencionado sus altos valores generan poca movilidad en las líneas de flujo, otros parámetros como caudales, contenido de agua y sedimentos (BSW), longitudes de línea y diámetros de la misma también influyen en la dilución, no obstante, se analizarán a detalle en el capítulo 6.

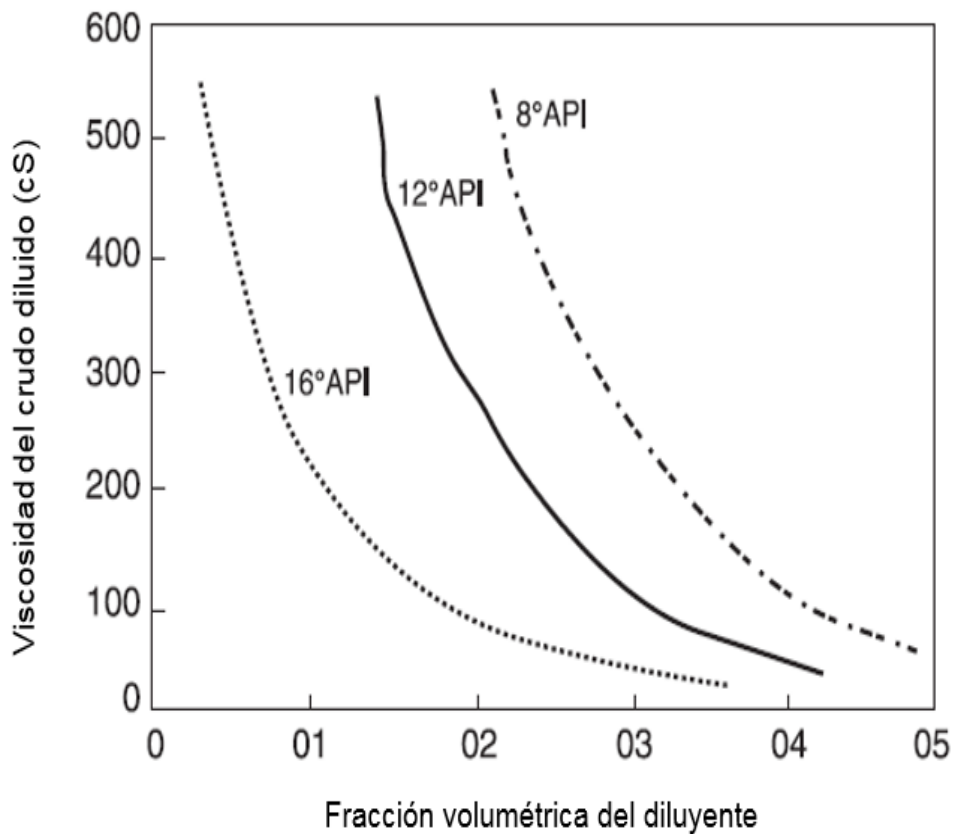
3.2. MEZCLA CRUDO-DILUYENTE

Como ya fue mencionado, una mezcla crudo diluyente se realiza en la etapa de extracción de crudo con el principal objetivo de reducir los niveles de viscosidad.

Determinar con la mayor exactitud la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente, ha sido considerado a través de los años uno de los retos más importantes y a la vez más complejos para la industria de los hidrocarburos. Para ello, se debe establecer primero si la mezcla en cuestión es ideal o no; una mezcla crudo-diluyente ideal es aquella en la que su energía interna, entalpía y volumen son iguales a la de sus componentes puros (cada uno por separado); esta mezcla presenta un comportamiento lineal en la curva de viscosidad en función de la composición a

presión y temperatura constante, si hay un comportamiento diferente de la curva, entonces es considerada como no ideal, ver figura 4.

Figura 4. Comportamiento típico de la viscosidad de la mezcla según la influencia del diluyente.



Fuente: SANIERE, A; HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology – Rev.IFP. Vol. 59(2004), N° 5, p. 455-466.

El cálculo de la viscosidad de una mezcla no ideal crudo-diluyente puede realizarse a través de ecuaciones que incluyen ciertas constantes empíricas; éstas corrigen el grado de desviación que presentan este tipo de mezclas respecto a las ideales.

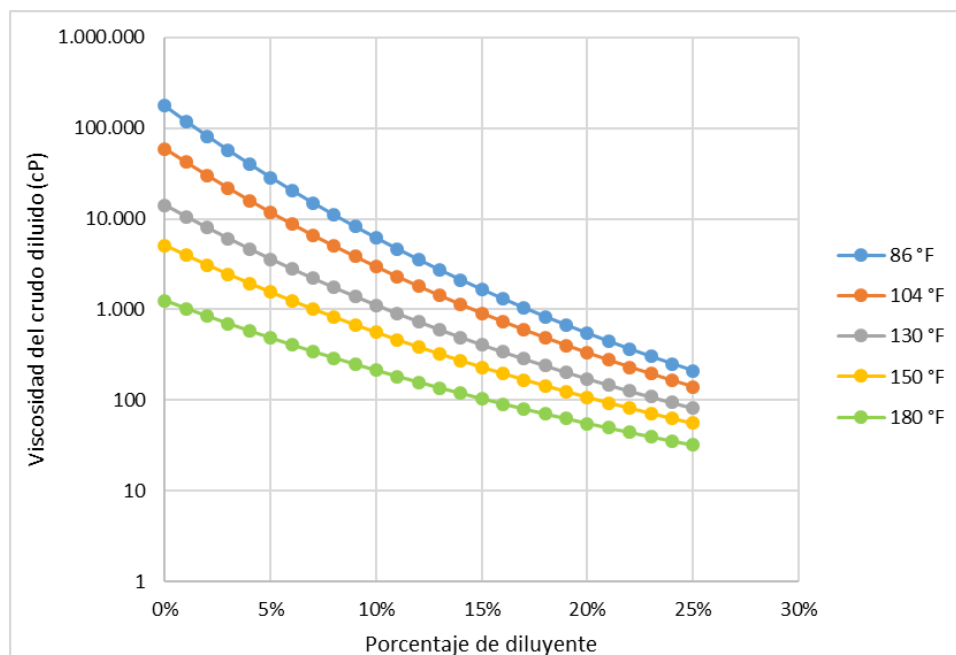
Para el caso de desarrollo del presente trabajo se utilizó la ecuación de Parkash modificada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), para el cálculo de la

viscosidad de la mezcla del crudo extrapesado con diluyente (Nafta), en el sistema de recolección del campo Chichimene.

El grado de desviación de una mezcla respecto al comportamiento ideal, aumenta principalmente a medida que disminuye la temperatura de la misma; también se ve afectada cuando aumenta considerablemente la presión o por la diferencia de gravedad API de los componentes de la mezcla.

La estructura molecular de la mezcla adopta mayor estabilidad a medida que incrementa la dilución (% de diluyente), fenómeno que provoca que la temperatura no genere mayores reducciones en la viscosidad, como si lo haría en escenarios de menor grado de dilución; en la figura 5 puede apreciarse el comportamiento anteriormente mencionado¹⁰.

Figura 5. Efecto de la temperatura en la viscosidad de la mezcla crudo-diluyente.



¹⁰ GUEVARA, E; NUÑEZ, G, and GONZALEZ, J. Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. Proceedings of the 15th World Petroleum Congress. ID: WPC-29199.

3.2.1. Relación entre la gravedad API del crudo diluido y el porcentaje de diluyente. Para el presente trabajo, la dilución es identificada a través del aumento en la gravedad API del crudo, pero es indispensable tener una idea de cuánto representa en términos de porcentaje de diluyente, las diferentes gravedades API de crudo diluido trabajadas, ya que, en materia económica, es la cantidad de diluyente uno de los factores más decisivos.

El procedimiento para establecer qué gravedad API de crudo diluido corresponde a determinado porcentaje de diluyente es el siguiente:

- a) Determinar el factor de encogimiento teniendo en cuenta el porcentaje de dilución y las gravedades API del diluyente y del crudo sin dilución, a través de la siguiente ecuación:

$$Enc = 0,0000000486 \times (100 \times \%Dil) \times (100 - 100 \times \%Dil)^{0,819} \times (75 - 8,4)^{2,28} \quad (32)$$

Donde,

Enc= factor de encogimiento.

%Dil= porcentaje de diluyente

Los valores 75 y 8,4 son utilizados para este caso específico de estudio, debido a que corresponden a la gravedad API del diluyente y del crudo sin diluir respectivamente.

El factor de encogimiento hace referencia a la reducción volumétrica que se produce cuando un crudo pesado o extrapesado es mezclado con un hidrocarburo liviano¹¹.

¹¹ API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 12, section 3. Third edition, June 2003.

b) Calcular la gravedad específica de la mezcla como sigue:

$$GE = \left(\left(\frac{141,5}{131,5 + 8,4} \right) \times (1 - \%Dil) \right) + \left(\left(\frac{141,5}{131,5 + 75} \right) \times (\%Dil) \right) \quad (33)$$

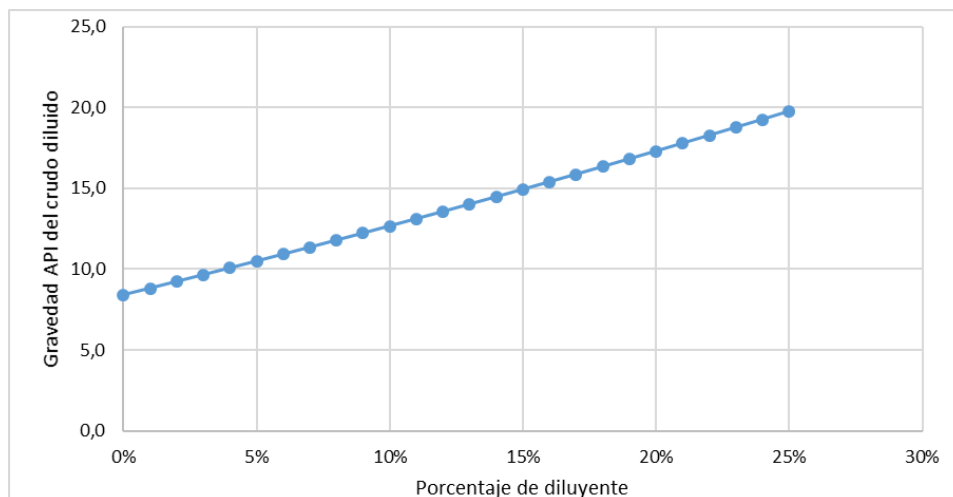
$$\times \left(\frac{100}{100 - Enc} \right)$$

c) Determinar la gravedad API del crudo diluido a través de la gravedad específica calculada.

$$API = \frac{141,5}{GE - 131,5} \quad (34)$$

La tabulación de los valores calculados implica una curva como la mostrada en la figura 6, en la cual se puede apreciar que para el rango de valores de gravedad API de crudo diluido (máximo 17°), la dilución en el sistema de recolección del campo Chichimene, no supera el 20%.

Figura 6. Relación entre la gravedad API del crudo diluido y el porcentaje de diluyente.



4. ESTADÍSTICA COMO HERRAMIENTA PARA EL ANÁLISIS DE DATOS

La estadística es una ciencia que se aplica en múltiples situaciones de la vida cotidiana; ésta se clasifica en dos ramas que son la estadística descriptiva y la inferencial. Para este trabajo es la descriptiva la de interés, ya que permite la recolección, organización y posterior interpretación de datos, ideal para manejar problemas que abordan una significativa cantidad de información. La estadística no es una ciencia exacta porque sus resultados siempre están asociados a una incertidumbre.

4.1. VARIABLES ESTADÍSTICAS

Las variables son aquellos símbolos que representan diversos tipos de datos y que así mismo pueden tomar valores distintos. Las variables pueden clasificarse en dos: cuantitativas y cualitativas; siendo las cuantitativas aquellas que pueden expresarse a través de números y las cualitativas en donde las observaciones se realizan a través de características y no de números.

4.2. TABLAS DE FRECUENCIA

Pueden generarse tablas de frecuencia tanto para variables cualitativas como cuantitativas. Para el caso de las cuantitativas, se organizan los datos de menor a mayor y se escogen una serie de grupos o de intervalos, sobre los cuales se va a realizar la evaluación de frecuencia.

Pueden calcularse dos tipos de frecuencia independiente de cuál sea la variable en cuestión, la absoluta que corresponde al número de veces en que se repite cierto dato dentro de un grupo o intervalo y la relativa que es la que se obtiene dividiendo la frecuencia absoluta en el total de datos analizados. Si las variables son netamente cuantitativas, se pueden calcular frecuencias acumuladas que consisten en la suma de la frecuencia que se está calculando, más la de la variable absoluta anteriormente calculada.

4.3. GRÁFICOS ESTADÍSTICOS

Los gráficos y las tablas son la alternativa perfecta para plasmar las distribuciones de frecuencia, aunque se prefieren los gráficos porque resaltan las características de distribución de los datos; dentro de los más utilizados se encuentran: diagramas de barras, gráficos de línea poligonal, gráfico de sectores o también conocido como torta.

La interpretación adecuada de las distribuciones de frecuencia depende del uso de escalas correctas y de la selección precisa del tipo de gráfico para así evitar malas interpretaciones.

4.4. MEDIDAS DE POSICIÓN

Las medidas de posición permiten hacer una ubicación determinada de los datos, dentro de las cuales se destacan la moda, mediana, media aritmética, percentiles, entre otros.

Los percentiles son medidas especialmente usadas en el capítulo 6 y representan distribuciones porcentuales, por ejemplo, el percentil P_{10} es aquel valor que deja a

su izquierda el 10% de los datos y a su derecha el 90% de los mismos. Para el cálculo de los percentiles, los datos deben organizarse de menor a mayor.

5. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Como se pudo apreciar en los capítulos anteriores, las propiedades de flujo multifásico, viscosidad y dilución no dependen de sí mismas, por el contrario, están en función de otro buen número de variables; razón por la cual se decidió emplear una herramienta de cálculo que permitiera analizar su comportamiento al experimentar cambios bajo diferentes parámetros operativos. Dicho modelo numérico permite calcular: propiedades de fluidos (agua, gas y crudo), propiedades de mezcla, coeficientes de flujo multifásico (Hold Up, número de Reynolds), patrones de flujo y gradientes de presión (dinámico y estático).

Para el desarrollo de esta tesis se utilizó una hoja de cálculo que contiene todas las propiedades anteriormente descritas con sus respectivas correlaciones, adicional a ello se tuvo en cuenta algunas consideraciones las cuales se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Consideraciones de evaluación.

Propiedad	Consideración
Flujo	Netamente horizontal
Viscosidad del crudo	El cambio de esta es solo función del API, es decir, valores diferentes a 8,4 se tomaron como cifras diluidas.
Coficiente de transferencia global de calor	Homogéneo durante todas las secciones de tubería evaluada.
Temperatura ambiente	Homogénea durante todas las secciones de tubería evaluada.
PVT	Son valores reales pertenecientes a un clúster del campo de crudo extrapesado en estudio.

5.1. CONDICIONES DE ESTUDIO

Para realizar una evaluación que abarcara la mayor cantidad de escenarios posibles, se tomó en cuenta las condiciones de mayor incidencia que se presentan en el campo de crudo extrapesado, dichos criterios se resumen en la tabla 7.

Tabla 7. Condiciones generales de Prueba

Diámetro (in)	Longitud (m)	Flujo (bfpd)	GOR	Corte de Agua (%)	API Crudo	Presión (psi)	Temperatura (°F)
6	100-400	150-2000	0-3000	0-80	8,4-17	150	150
16	1000-4000	2000-40000	0-300	0-80	8,4-17	100	130

Se optó por el uso de dos diámetros de línea diferente, debido a que estos valores son los que más se presentan en el sistema de recolección del campo de estudio. El valor correspondiente a 16" hace referencia a líneas extensas tipo troncal, el rango de presión de estas líneas suele estar entre 100-150 psi; para esta evaluación se tomó el valor más bajo; mientras que los ductos de 6" pertenecen a líneas más cortas, las cuales presentan un rango de presión entre 150-200 psi; al igual que para la línea tipo troncal se tomó el valor más bajo.

Los rangos de GOR se plantearon de acuerdo al comportamiento del campo en estudio. El corte de agua y el API fueron los temas centrales de la evaluación, este último por su parte se tuvo en cuenta desde valores originales (8,4° API), hasta cantidades diluidas iguales a 17° API. Teniendo en cuenta estos criterios de evaluación, se planteó una metodología que permitiera abarcar la mayor cantidad de posibles escenarios en el sistema de recolección, dicho procedimiento se muestra a continuación:

5.1.1. Metodología de evaluación para línea de 16 pulgadas. La línea de 16 pulgadas (troncal) se caracteriza por tener grandes longitudes y manejar mayores volúmenes de fluido. De acuerdo al rango de longitud mostrado en la tabla 7, se tomaron tres longitudes de referencia: 1000, 2500 y 4000 m; en cuanto al volumen de flujo se fraccionó de la siguiente manera: 2000, 4000, 6000, 8000, 10000, 15000, 20000, 25000, 30000, 35000 y 40000 bfpd; una vez planteado esto, se desarrolló el siguiente procedimiento repetitivo para cada valor de %CW:

1. Establecer variables de entrada.
 - a. Elegir el valor de %CW.
 - b. Definir la longitud.
 - c. Seleccionar el valor correspondiente de flujo.
2. Asegurar condiciones de flujo con dilución.
 - a. Diluir (se realiza ajustando el valor óptimo de API).
 - b. Determinar valor de GOR o rango de valores dado el caso.
3. Verificar condiciones de presión final y fricción máxima (mínimo 50 psi y máximo 1,5 psi/100 m). En caso de no cumplir las condiciones establecidas, se repite el procedimiento desde el paso 2.
4. Repetir el procedimiento desde el paso 1, hasta evaluar los volúmenes de flujo establecidos.
 - a. Repetir para las siguientes longitudes de 2500 m y 4000 m desde el paso 2.
 - b. Evaluar los escenarios correspondientes al corte de agua establecido en el paso 1. Los cortes de agua evaluados entre 0 – 80%, fueron divididos de la siguiente manera: 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 43, 45, 47, 50, 55, 60, 65, 70, 75 y 80%.

Al realizar el procedimiento descrito anteriormente, cada corte de agua arrojó un total de 33 escenarios evaluados.

Se observó que siempre existía un rango o rangos de valores de GOR que cumplían las condiciones requeridas (presión final y fricción), por lo que se aplicó un mecanismo de evaluación que consistía en manejar grupos de GOR, dichos rangos se muestran en la tabla 8, la cual contiene los límites manejados para ambas líneas. Mientras que en la tabla 9, se muestra un inventario de los escenarios explorados durante la evaluación para ambas tuberías.

Tabla 8. Rangos de GOR explorados.

Diámetro de tubería (pulgadas)	GOR Mayor	GOR Medio	GOR Menor
16	≥ 150	70 – 150	< 70
6	≥ 1500	500 – 1500	< 500

Según el reporte de la tabla 9, se planeó la evaluación de 2280 escenarios, pero ese valor aumentó, debido a las siguientes razones: para la línea de 16 in, en el límite menor de GOR, se incluyeron tres cortes de agua adicionales (46, 48 y 49%), con el fin de observar si era necesario o no fraccionar más los cortes de agua después del punto de inversión, en función del cambio en el comportamiento de la viscosidad, por lo que el total de escenarios ascendió a 2379; se determinó que no se requería esta división más estricta y se continuó manejando a lo largo del estudio sólo 19 valores de CW.

Otro cambio se dio para la misma línea en un corte de agua del 43%, debido a que el escenario de 4000 m, 40000 bfpd y 17° API, fue excluido porque no cumplía con las condiciones finales de presión y fricción; para este punto el total de casos correspondía a 2378. También se incluyeron 11 evaluaciones más para un corte de agua de 45% y longitud de 1000 m, con el objetivo de observar principalmente el comportamiento de la viscosidad con pequeños cambios dentro de un mismo límite de GOR, dando un total de 2389.

Para esta misma línea (16 in), pero en el rango mayor de GOR, se presentó la misma situación en el CW de 43% mencionada anteriormente, por lo que se omitió este caso, dando como resultado final 2388 escenarios evaluados. Finalmente, en la tabla 10, se muestra la distribución de valores de GOR manejados para la línea de 16 pulgadas.

Tabla 9. Inventario de los escenarios evaluados bajo los criterios de exploración.

GOR	Diámetro (in)	Longitud (metros)	Caudal (bfpd)	CW (%)	Longitudes	Flujos	CW evaluados	Total
Menor - Medio	16	1000 - 2500 - 4000	2000 - 40000	0-80	3	11	19	627
Mayor	16	1000 - 2500 - 4000	2000 - 40000	0-80	3	11	19	627
Menor	6	100 - 250 - 400	150 - 2000	0-80	3	6	19	342
Medio	6	100 - 250 - 400	150 - 2000	0-80	3	6	19	342
Mayor	6	100 - 250 - 400	150 - 2000	0-80	3	6	19	342
TOTAL ESCENARIOS PLANEADOS								2.280

Tabla 10. Agrupación de los valores escogidos para cada uno de los límites de GOR en unos rangos específicos (línea 16 in).

LÍNEA 16"						
Rangos de GOR	LÍMITE MENOR DE GOR		LÍMITE MEDIO DE GOR		LÍMITE MAYOR DE GOR	
	Frecuencia	% de frecuencia	Frecuencia	% de frecuencia	Frecuencia	% de frecuencia
25	311	38,88	0	0,00	0	0,00
50	454	56,75	0	0,00	0	0,00
75	35	4,38	5	10,00	0	0,00
100	0	0,00	19	38,00	0	0,00
125	0	0,00	15	30,00	0	0,00
150	0	0,00	11	22,00	1	0,20
175	0	0,00	0	0,00	5	0,98
200	0	0,00	0	0,00	5	0,98
225	0	0,00	0	0,00	5	0,98
250	0	0,00	0	0,00	4	0,78
275	0	0,00	0	0,00	2	0,39
300	0	0,00	0	0,00	490	95,70
TOTAL	800	100,00%	50	100,00%	512	100,00%

5.1.2. Metodología de evaluación para línea de 6 pulgadas. La línea de 6 pulgadas a diferencia de la troncal, se caracteriza por presentar distancias cortas y volúmenes de flujo bajos. De acuerdo a los criterios mostrados en la tabla 7, se tomaron tres longitudes: 100, 250 y 400 m. Para el caso del volumen de flujo, se fraccionó de la siguiente manera: 150, 400, 800, 1200, 1600 y 2000 bfpd. Al igual que para la troncal, se planteó un procedimiento repetitivo para cada valor de %CW:

1. Establecer variables de entrada.
 - a. Elegir valor de %CW.
 - b. Definir el valor de longitud.
 - c. Seleccionar el valor correspondiente de flujo.

2. Asegurar condiciones de flujo con dilución.
 - a. Diluir (se realiza ajustando el valor óptimo de API crudo).
 - b. Determinar valor de GOR o rango de valores dado el caso.
3. Verificar condiciones de presión final y fricción máxima (mínimo 100 psi y máximo 1,5 psi/100 m). En caso de no cumplir las condiciones establecidas, se repite el procedimiento desde el paso 2.
4. Repetir el procedimiento desde el paso 1, hasta evaluar los volúmenes de flujo establecidos.
 - a. Repetir para las siguientes longitudes de 250 m y 400 m desde el paso 2.
 - b. Evaluar los escenarios correspondientes al corte de agua CW establecido en el paso 1. Los cortes de agua evaluados entre 0 – 80%, fueron divididos de la siguiente manera: 0, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 43, 45, 47, 50, 55, 60, 65, 70, 75 y 80%.

La selección de los cortes de agua fue la misma que para la línea de 16 pulgadas, es decir, 19 valores. Así mismo se encontró que no solo existía un rango de valores de GOR que cumplían las condiciones requeridas, en algunos casos para la línea de 6 pulgadas se presentan hasta tres rangos de GOR que cumplen para un mismo nivel de %CW; dada esta situación se aplicó el procedimiento de evaluación por medio de tres límites de GOR: menor, medio y mayor. Para el límite menor se tomó el valor más bajo de los rangos encontrados, para el medio se escogió un valor intermedio y para el mayor, el valor más alto que cumpliera con condiciones de presión final y fricción, que por lo general fue 3000. Los rangos manejados para esta tubería se muestran en la tabla 8. En la tabla 11 se encuentra la distribución de estos valores de GOR.

Tabla 11. Agrupación de los valores escogidos para cada uno de los límites de GOR en unos rangos específicos (línea 6 in).

LÍNEA 6"						
Rangos de GOR	LÍMITE MENOR DE GOR		LÍMITE MEDIO DE GOR		LÍMITE MAYOR DE GOR	
	Frecuencia	% de frecuencia	Frecuencia	% de frecuencia	Frecuencia	% de frecuencia
25	124	27,93	0	0,00	0	0,00
50	216	48,65	0	0,00	0	0,00
75	6	1,35	0	0,00	0	0,00
100	1	0,23	0	0,00	0	0,00
250	56	12,61	0	0,00	0	0,00
500	41	9,23	11	6,21	0	0,00
750	0	0,00	58	32,77	0	0,00
1000	0	0,00	37	20,90	0	0,00
1250	0	0,00	37	20,90	0	0,00
1500	0	0,00	34	19,21	138	34,07
1750	0	0,00	0	0,00	15	3,70
2000	0	0,00	0	0,00	11	2,72
2250	0	0,00	0	0,00	15	3,70
2500	0	0,00	0	0,00	17	4,20
2750	0	0,00	0	0,00	16	3,95
3000	0	0,00	0	0,00	193	47,65
TOTAL	444	100,00%	177	100,00%	405	100,00%

5.2. MODELO NUMÉRICO

El modelo numérico empleado en la hoja de cálculo perteneciente al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), requiere la variación en condiciones de diámetro, longitud, caudales, cortes de agua y GOR, así como del ajuste en la gravedad API, para tener en cuenta el efecto de la dilución; dicho proceso permite el cálculo de parámetros y propiedades al inicio y al final de la tubería como:

- Presión
- Temperatura del fluido
- Viscosidad del crudo muerto (μ_{od})
- Viscosidad del crudo vivo (μ_{oL})
- Viscosidad del crudo para sistemas subsaturados (μ_{oP})
- Viscosidad del líquido (μ_L)
- Contenido de líquido de entrada
- Hold up
- Número de Froude
- Viscosidad multifásica (μ_{ns})
- Número de Reynolds
- Factor de fricción
- Patrón de flujo

La correlación de Beggs and Brill es la base del modelo numérico de flujo multifásico horizontal trabajado, donde uno de sus principales aportes es la predicción del patrón de flujo para determinadas condiciones evaluadas.

En la sección 1.6 del presente libro se hace una descripción de las correlaciones utilizadas para el cálculo de las distintas viscosidades mencionadas anteriormente.

Debe aclararse que, aunque las longitudes son ingresadas a la hoja de cálculo en metros, dicha hoja se configuró de tal manera que convierte automáticamente los datos de metros a pies (ft), para que todos los cálculos del modelo que involucren este parámetro se realicen en unidades de campo.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Durante la evaluación de los 2388 escenarios, se destacó la variación de los patrones de flujo, el comportamiento de la viscosidad y el requerimiento de dilución, para asegurar el flujo de fluido en las condiciones evaluadas para el campo en cuestión; dichos parámetros mencionados anteriormente serán ampliados a continuación:

6.1. PATRONES DE FLUJO

Una vez realizada la evaluación del total de escenarios, se construyeron una serie de gráficas como la mostrada en la figura 7; en ésta se ilustra la distribución de la totalidad de los escenarios en un mapa de patrones de flujo, el cual ya fue definido en el capítulo 1.

De acuerdo a un análisis estadístico se concluyó que alrededor del 57,66% de los escenarios evaluados presentan un flujo tipo transitorio, mientras que el 33,37%, 8,88% y 0.08% pertenecen a flujos de tipo segregado, intermitente y distribuido respectivamente, ver figura 8.

Más de la mitad de los casos evaluados presentan flujo tipo transitorio, esto se explica debido a que, durante el desarrollo del procedimiento repetitivo, los valores de flujo (agua y crudo) van aumentando progresivamente, de tal manera que los niveles del contenido de líquido de entrada (λ_L) cada vez son mayores.

Figura 7. Mapa de patrones de flujo para crudo extrapesado diluido con influencia de propiedades como GOR, corte de agua %CW, caudales, longitud y tamaño de línea.

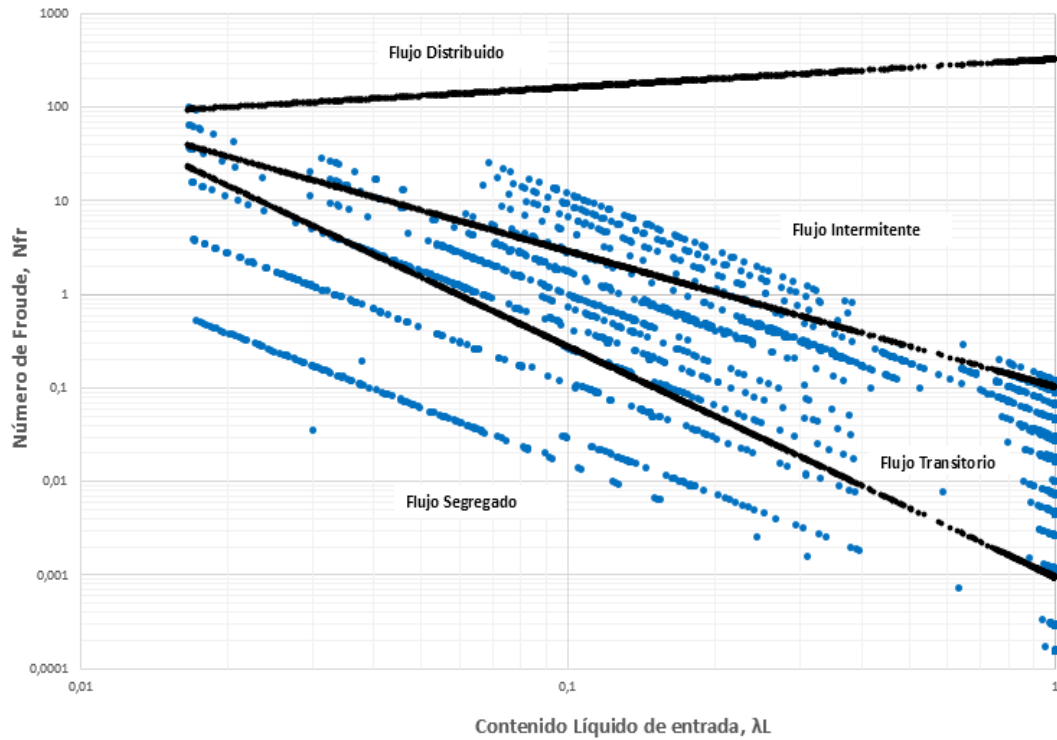
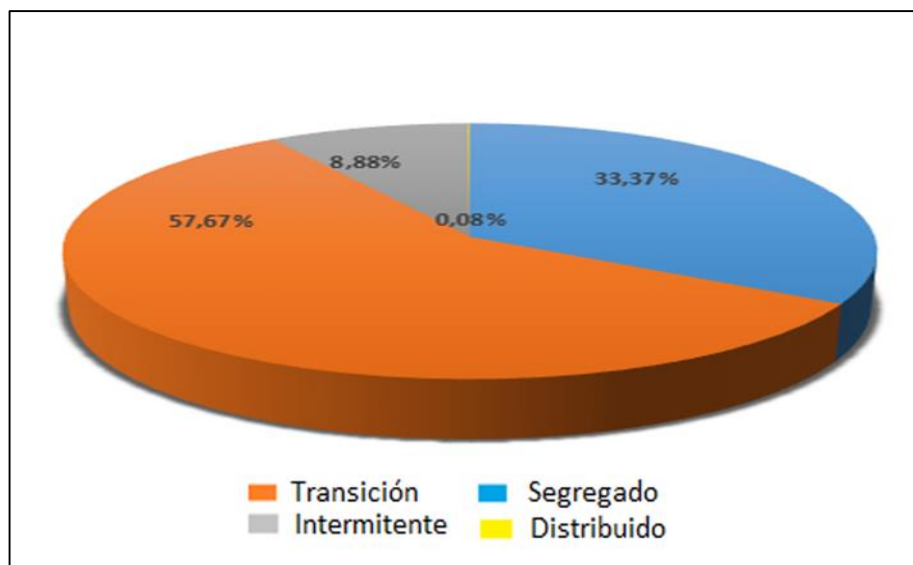


Figura 8. Evaluación total de la presencia de los patrones de flujo.



6.1.1. Influencia del corte de agua (CW) en los patrones de flujo. De acuerdo al desarrollo realizado en el capítulo anterior, el contenido de líquido de entrada λ_L está definido como sigue:

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{V_m} \quad (35)$$

Donde,

$$V_{sl} = \text{Velocidad del Líquido, } \frac{ft}{s}$$

$$V_m = \text{Velocidad de la mezcla, } \frac{ft}{s}$$

Estas velocidades se definen a su vez también:

$$V_{sl} = \frac{q_w + q_o}{\pi \frac{\sqrt{D}}{12}} \quad (36)$$

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (37)$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{\pi \frac{\sqrt{D}}{12}} \quad (38)$$

Donde,

$$q_w = \text{Caudal de agua, } \frac{ft^3}{s}$$

$$q_o = \text{Caudal de aceite, } \frac{ft^3}{s}$$

$$V_{sg} = \text{Velocidad del gas, } \frac{ft}{s}$$

$$q_g = \text{Caudal de Gas}, \frac{ft^3}{S}$$

Como se puede apreciar, la ecuación (36) contiene el término q_w , el cual se incrementa a medida que se desarrolla el proceso repetitivo; estos cortes de agua aumentan con el avance en el procedimiento. Con este aumento en q_w también cambian las velocidades V_{sl} y V_m y estas a su vez afectan directamente el contenido de líquido de entrada, por lo que al incrementarse los niveles de CW también lo hace λ_L , esto se puede observar en las figuras 9 y 10 respectivamente.

Figura 9. Mapa de patrones de flujo para una línea de 16 pulgadas y CW<45%

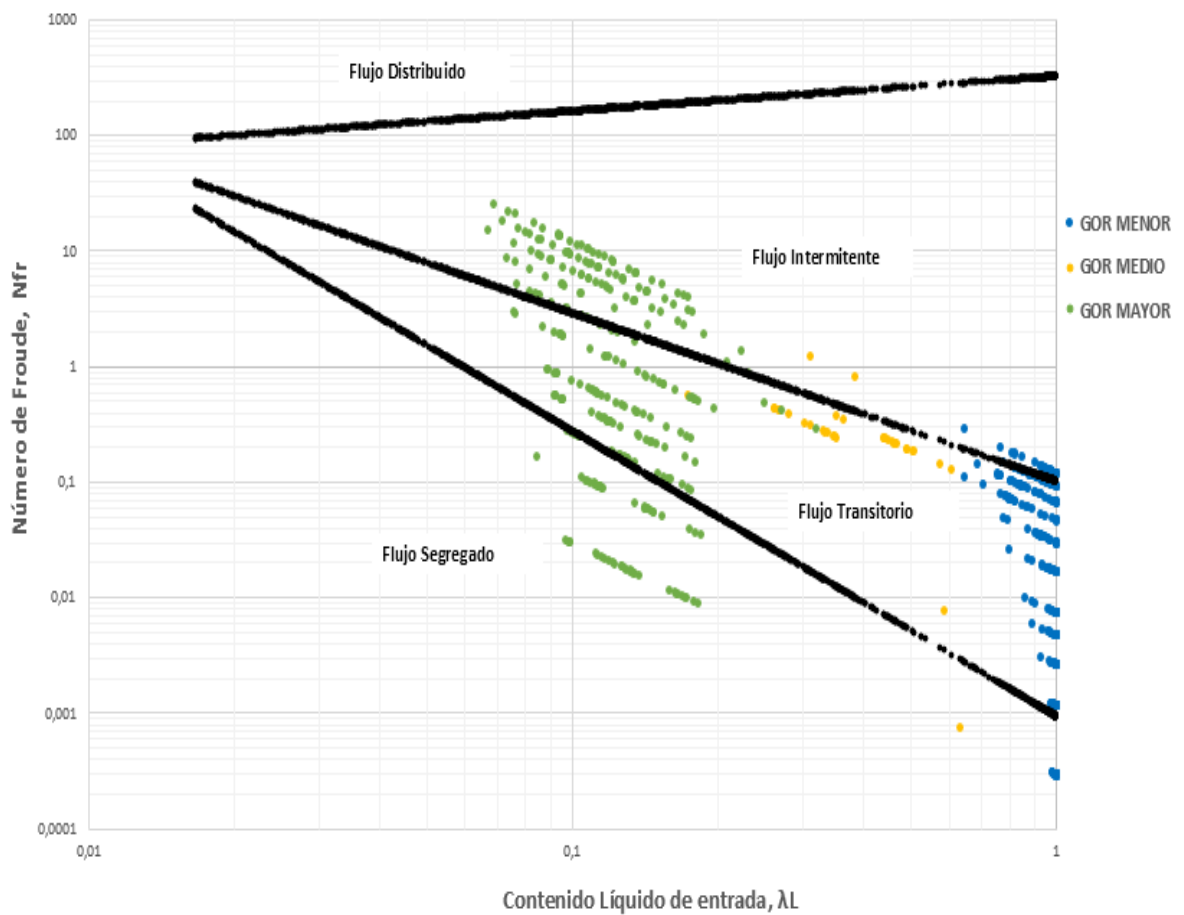
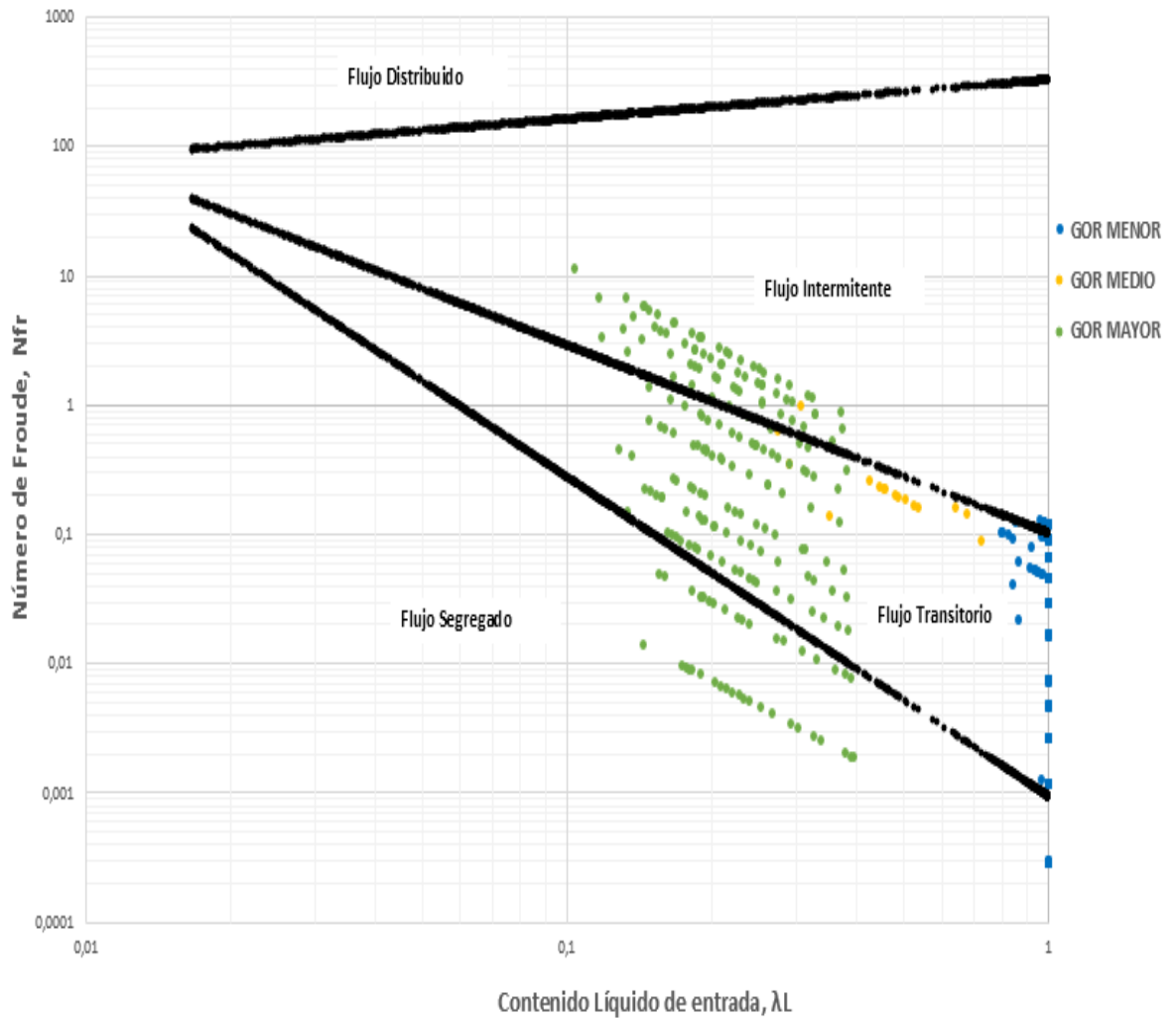


Figura 10. Mapa de patrones de flujo para una línea de 16 pulgadas y $CW \geq 45\%$



Lo anteriormente mencionado se puede apreciar en un desplazamiento de la dispersión de puntos en sentido izquierda a derecha; en la figura 9 para valores de CW menores a 45%, cierta cantidad de puntos se encuentran antes de 0,1 correspondientes a λ_L , sin embargo, en la figura 10 para valores de CW mayores a 45%, esa misma dispersión sobrepasa dicha cifra, concluyendo así que, al aumentar el nivel de CW , también lo hace el contenido de líquido de entrada.

En cuanto al movimiento de las dispersiones en el mapa del patrón de flujo, las variaciones no son muy notorias, sin embargo, el cambio más evidente se observa en los flujos transición y segregado.

De acuerdo a diferentes análisis estadísticos realizados se pudo concluir que en la gráfica 9, el 26,59% de los escenarios evaluados pertenecen a flujo transitorio, mientras que en la figura 10 representa el 30,86%; por su parte el flujo segregado mostró en un principio un 19,51% en cuanto a dispersión, mientras que después del punto de inversión de fases, dicha cifra se redujo a un 13,99%; mientras que los flujos tipo intermitente y distribuido mostraron cambios mínimos. Ver tabla 12.

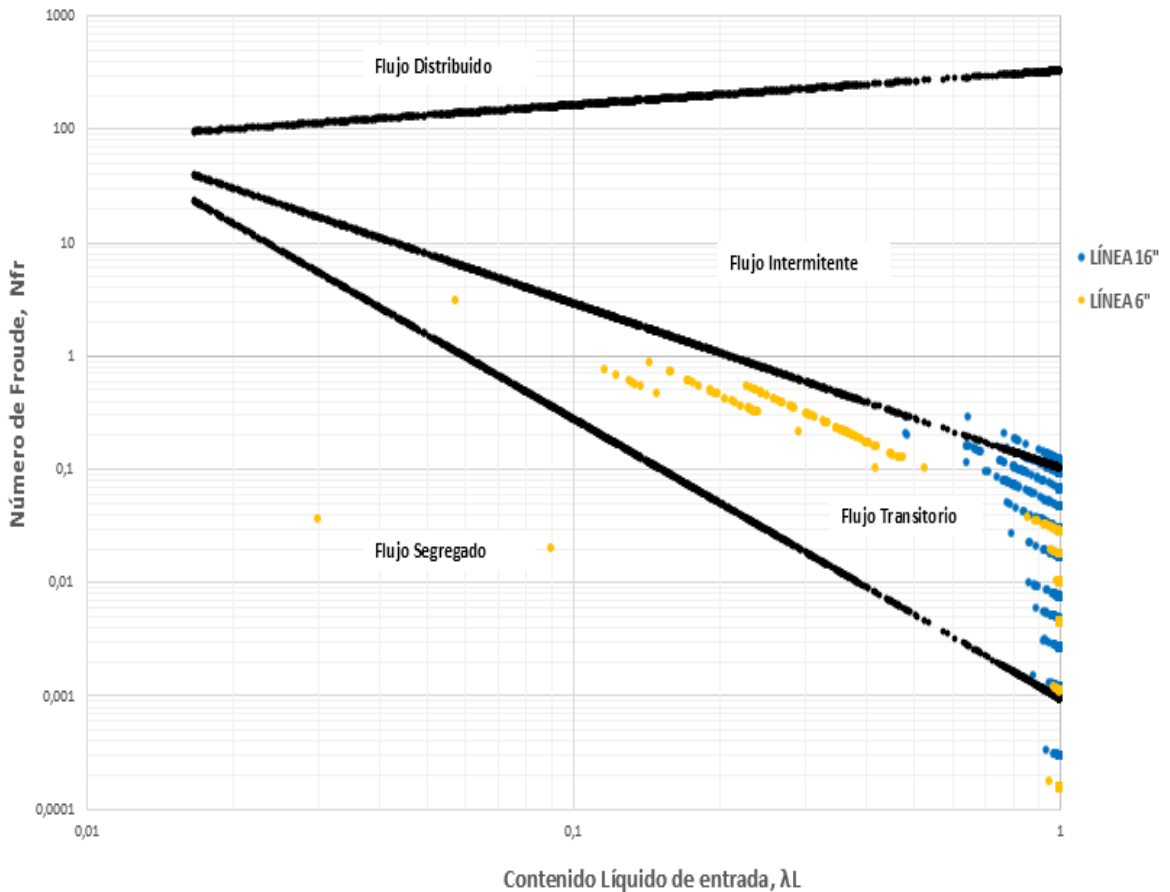
Tabla 12. Distribución Porcentual de tipos de flujo para valores antes y después del punto de inversión de fases.

%CW	TIPO DE FLUJO				SUBTOTAL (%)
	Segregado (%)	Transición (%)	Intermitente (%)	Distribuido (%)	
< 45%	19,51	26,59	3,98	0,08	50,16
≥ 45%	13,99	30,86	4,98	0	49,83
TOTAL					100%

6.1.2. Influencia de la relación Gas – Aceite en los patrones de flujo. Como se pudo apreciar, la ecuación (35) está definida por dos velocidades: V_{sl} y V_m , esta última a su vez viene dada por la suma de las variables V_{sl} y V_{sg} .

El término V_{sg} en la ecuación (38) está en función del volumen de flujo de gas (q_g); teóricamente al tener incrementos en dicho flujo, se espera que el valor de contenido líquido de entrada experimente reducciones en sus valores. Una vez realizada la evaluación de todos los escenarios, se plasmaron las diferentes dispersiones en un mapa de patrones de flujo para observar dicha teoría. Ver figuras 11-13.

Figura 11. Mapa de patrones de flujo para valores de límite de GOR inferior.



La figura 11 permite identificar que, para ambos tipos de línea, cuando se tienen bajos caudales de gas, se presenta un alto valor en el contenido líquido de entrada (λ_L), nótese que la gran mayoría de las dispersiones caen sobre el valor $\lambda_L = 1$, o están cercanas a éste, formando un conglomerado de dispersiones; sin embargo, cuando se tiene esta condición de GOR se presenta la mayor cantidad de escenarios, esto es 1244 de los 2388 evaluados (ver tabla 13), lo que equivale a un 50,16%. También se puede observar que la mayor parte de las dispersiones exhiben un tipo de flujo transitorio, y de acuerdo a estadística realizada dicha cantidad corresponde a 1052 escenarios de los 2388 evaluados, lo cual equivale al 44,05%, ver tabla 13.

Tabla 13. Distribución de tipos de flujo para valores Altos, Medios y Bajos de GOR

Límite	Segregado	Transición	Intermitente	Distribuido	Subtotal
MENOR	123	1052	69	0	1244
MEDIO	117	107	3	0	227
MAYOR	557	218	140	2	917
TOTAL ESCENARIOS					2388

Cuando se tiene valores de GOR medio (ver figura 12), se observa un movimiento de derecha a izquierda en las dispersiones comparado con la figura 11, lo cual obedece a un incremento en los caudales de gas, de tal manera que se pueden apreciar valores diferentes a $\lambda_L = 1$, sin embargo, los escenarios pertenecientes a estos valores son pocos los cuales representan un 9,51% de los escenarios evaluados. Ver tabla 14.

Figura 12. Mapa de patrones de flujo para valores de GOR medio.

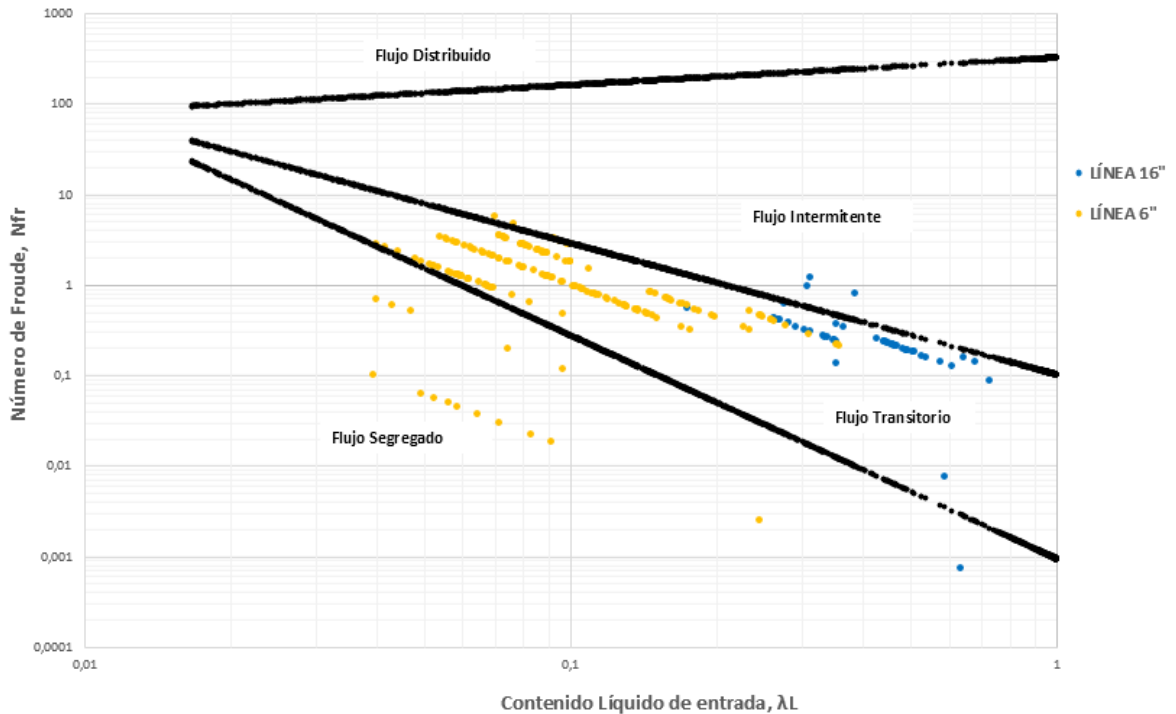
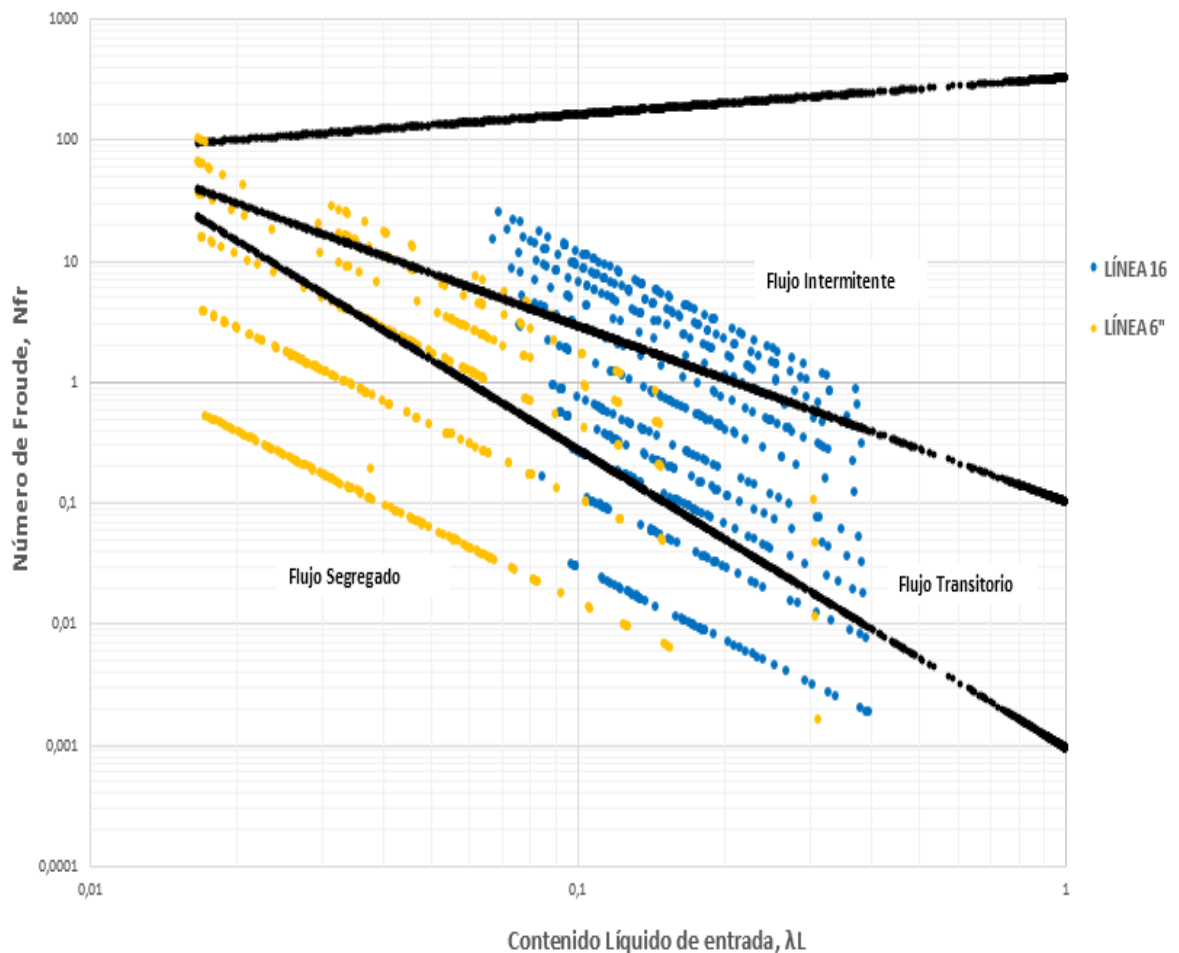


Tabla 14. Distribución Porcentual de tipos de flujo para valores de límites mayor, medio y bajo de GOR.

Límite	Segregado (%)	Transición (%)	Intermitente (%)	Distribuido (%)	Subtotal (%)
MENOR	5,15	44,05	2,89	0,00	52,09
MEDIO	4,90	4,48	0,13	0,00	9,51
MAYOR	23,32	9,13	5,86	0,08	38,40
TOTAL ESCENARIOS					100%

Figura 13. Mapa de patrones de flujo para valores de GOR mayor.



Cuando se tienen valores de flujo de gas elevados en ambas líneas, de acuerdo a la figura 13, las dispersiones presentan un movimiento de derecha a izquierda

comparado con la posición registrada en la figura 12, especialmente para tuberías de 16 pulgadas disminuyendo drásticamente los valores de λ_L para ambos tipos de línea, confirmando así el hecho de que, al tener altos volúmenes de gas, el contenido de líquido de entrada λ_L presenta una reducción en sus valores.

Por otro lado, al tener altos flujos de gas las dispersiones se distribuyen de manera diferente en el mapa de patrones de flujo, para el flujo segregado, por ejemplo, su valor porcentual en cuanto a distribución pasó de 4,90% a 23,32% mientras que los flujos transitorio, intermitente y distribuido registraron porcentajes en el orden de 9,13%, 5,86% y 0,08% respectivamente, ver tabla 14.

6.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA VISCOSIDAD

Como ya ha sido mencionado, la viscosidad es considerada una de las propiedades más importantes; ésta gobierna el comportamiento del flujo porque implica una resistencia en el mismo a la hora de fluir, razón por la cual es muy estudiada, sobre todo en crudos extrapesados, donde las dificultades a la hora de transportarlos son mucho mayores.

Para el desarrollo del presente trabajo y a través del modelado numérico se calcularon valores de las diferentes viscosidades al inicio y al final de la tubería, para los 2388 escenarios planteados, (ver tablas 15 y 16).

Como se puede evidenciar, las viscosidades incrementan su valor en la condición al final de la tubería; éste fenómeno puede explicarse fácilmente debido a que a medida que el fluido avanza por un determinado trayecto de una línea, se generan una serie de restricciones que dificultan su movimiento a través de la misma.

Tabla 15. Parámetros estadísticos básicos para las cinco viscosidades evaluadas al inicio de la tubería.

Propiedad	Valor			Distribución	
	Mínimo	Máximo	Promedio	P10	P90
μ_{od} (cP)	104,43	14136,45	1878,35	263,86	4252,75
μ_{oL} (cP)	60,13	14161,12	1204,63	141,09	2558,56
μ_{oP} (cP)	61,71	15025,86	1261,82	144,01	2712,37
μ_L (cP)	155,87	7540,45	1097,48	327,79	2400,54
μ_{ns} (cP)	2,68	7540,45	724,51	29,50	2083,65

Tabla 16. Parámetros estadísticos básicos para las cinco viscosidades evaluadas al final de la tubería.

Propiedad	Valor			Distribución	
	Mínimo	Máximo	Promedio	P10	P90
μ_{od} (cP)	107,00	97002,33	3619,35	274,48	8244,17
μ_{oL} (cP)	61,49	94431,05	2348,35	151,62	4810,38
μ_{oP} (cP)	63,10	101682,41	2467,22	154,31	5059,08
μ_L (cP)	176,11	14396,89	1935,01	358,15	4720,14
μ_{ns} (cP)	2,96	14396,89	1265,53	36,88	3534,71

A lo largo de esta sección, los cambios en la viscosidad son discutidos para la condición al final de la tubería, porque a través del conocimiento y análisis de estos, se puede asegurar o no la llegada del fluido hasta su destino como se mencionó anteriormente.

6.2.1. Requerimiento de dilución debido al corte de agua. La dilución se ve representada en este trabajo, a través del aumento de la gravedad API del crudo, como ya ha sido mencionado. Para este panorama el corte de agua es un factor determinante, porque a medida que éste va incrementando hasta alcanzar el punto de inversión (CW= 45%), el requerimiento de dilución también lo hace, generando un descenso en la viscosidad; después de dicho punto, la necesidad de dilución va disminuyendo, lo que implica un aumento en los valores de la viscosidad; esta situación puede verificarse por medio de las figuras 14 y 15, en ellas se muestran

los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} de la viscosidad del crudo diluido para los 19 cortes de agua, en una línea de 6 y 16 in respectivamente.

Debe aclararse que estas figuras mencionadas anteriormente no son una representación del comportamiento típico de la viscosidad en función del corte de agua; éstas muestran el requerimiento de dilución representado a través de la viscosidad del crudo diluido para un determinado contenido de agua; por ejemplo para una línea de 6 in, cuando el CW corresponde al 45%, la dilución que de manera general permitiría asegurar el flujo sería de 241,93 cP (P_{50}) y si el CW es del 75%, la viscosidad del aceite diluido correspondería aproximadamente a 4296,52 cP (P_{50}).

La influencia del corte de agua es la misma sin importar el diámetro de la tubería manejada; lo que si varía es el rango de valores de viscosidad para cada una de ellas, porque las condiciones de evaluación son diferentes (caudales de flujo, longitudes, GOR).

Se debe tener en cuenta que para los caudales más bajos están asociados las pérdidas de temperatura más significativas, lo que permite explicar los valores altos de viscosidad, representados por el percentil P_{90} de las figuras 14 y 15. A partir de estas figuras se puede apreciar que el rango de valores de viscosidad del crudo diluido aumenta luego de que se sobrepasa el corte de agua de 45%; este fenómeno no es un efecto directo del cambio en el CW, sino de la variación de la gravedad API para cada CW.

Figura 14. Requerimiento de dilución representado a través de la viscosidad del crudo diluido, según el contenido de agua para el aseguramiento de flujo en una línea de 6 in.

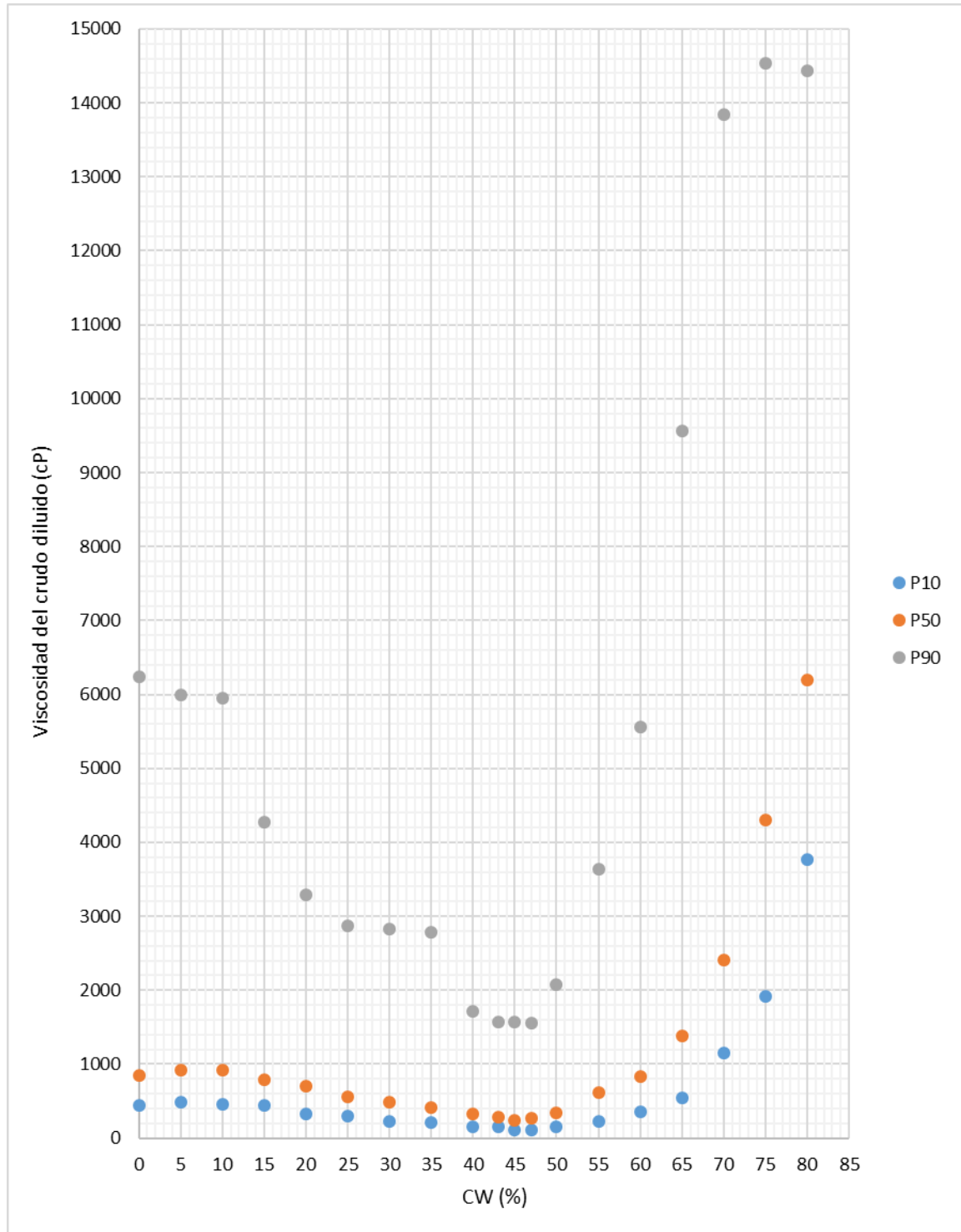
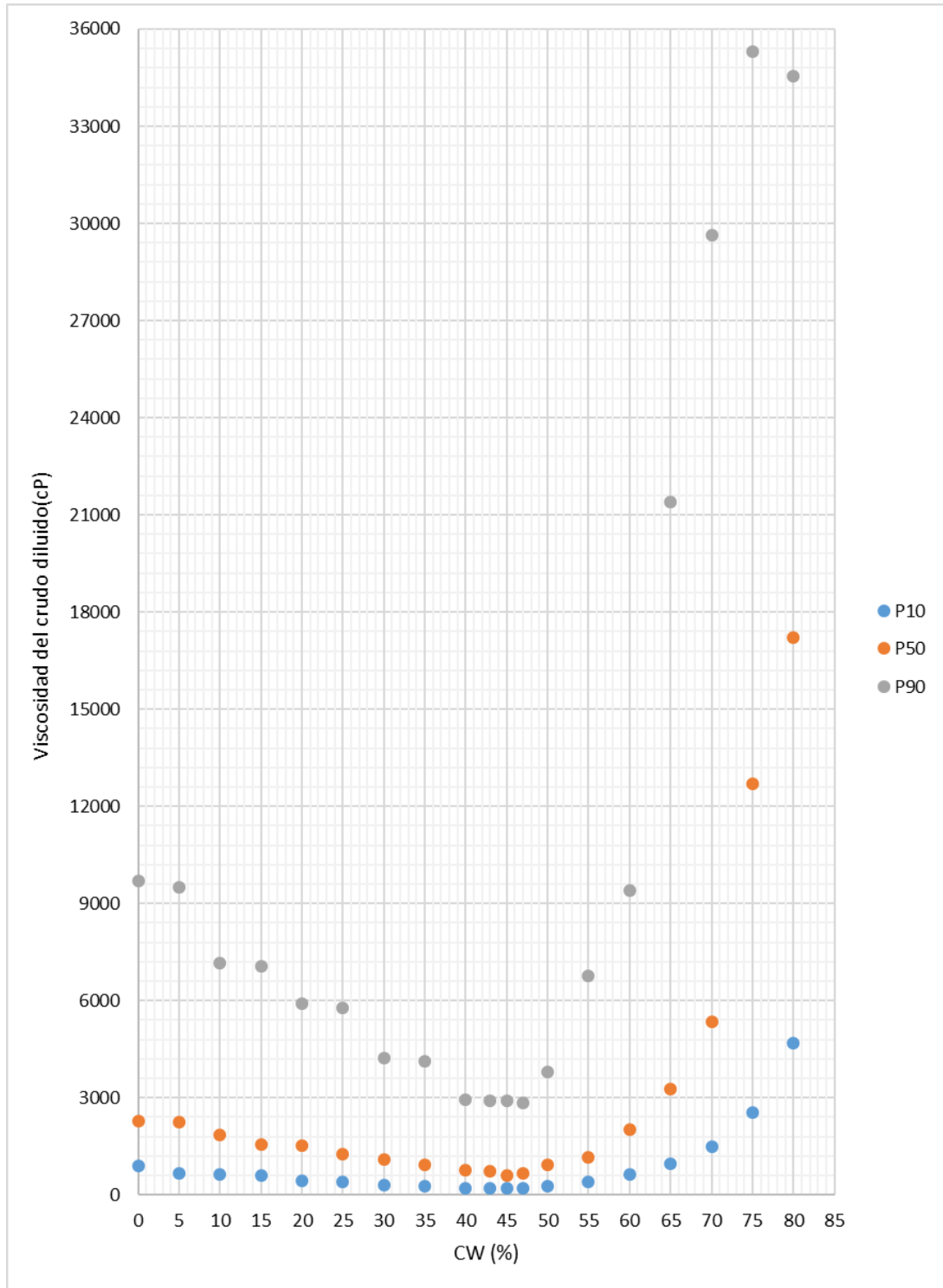


Figura 15. Requerimiento de dilución representado a través de la viscosidad del crudo diluido, según el contenido de agua para el aseguramiento de flujo en una línea de 16 in.



6.2.2. Efecto del gas y la presión. Para las condiciones de longitud (100 – 400 m), GOR (0 - 3000) y caudales planteados (150 – 2000 bfpd) en la línea de 6 in, se evidenció que el gas disuelto evaluado a través de la viscosidad del crudo vivo, genera en la viscosidad del crudo muerto una reducción promedio de 46,73%; el ajuste de la presión sobre la viscosidad del crudo vivo incrementa la viscosidad en un 3,90% aproximadamente; a medida que incrementa el corte de agua, también lo hace la viscosidad, que empieza a disminuir después del punto de inversión; para la condición crítica (CW= 45%) el aumento llega al 337,27%. Al tener en cuenta la viscosidad de la mezcla crudo, gas y agua, cuando el gas fluye como una fase libre, genera la mayor disminución de la viscosidad en un 84,55%. (Ver Tabla 17).

Tabla 17. Porcentaje de aumento o reducción de la viscosidad multifásica por efecto de diversos factores para cada uno cortes de agua evaluados, en una línea de 6 in.

CORTE DE AGUA EVALUADO (%)	PORCENTAJE DE INCREMENTO O REDUCCIÓN POR:			
	CRUDO VIVO (%)	PRESIÓN (%)	CW (%)	MEZCLA (GAS LIBRE) (%)
0	-45,31	3,92	0,00	-94,36
5	-44,94	3,99	13,44	-88,54
10	-50,22	3,89	29,59	-89,44
15	-50,63	3,81	49,17	-88,34
20	-50,55	3,74	73,21	-86,92
25	-48,79	3,54	103,11	-88,05
30	-47,73	3,43	140,82	-87,06
35	-46,88	3,34	189,22	-88,07
40	-47,50	3,17	252,53	-84,58
43	-44,21	3,10	300,23	-84,55
45	-43,78	2,98	337,27	-80,83
47	-43,70	3,12	293,96	-86,03
50	-45,00	3,22	209,19	-87,62
55	-48,00	3,65	100,58	-87,11
60	-44,97	3,95	27,31	-84,07

CORTE DE AGUA EVALUADO (%)	PORCENTAJE DE INCREMENTO O REDUCCIÓN POR:			
	CRUDO VIVO (%)	PRESIÓN (%)	CW (%)	MEZCLA (GAS LIBRE) (%)
65	-44,92	4,42	-22,79	-68,12
70	-46,00	4,96	-55,36	-70,15
75	-46,89	5,68	-75,60	-84,29
80	-47,84	6,27	-86,50	-78,36
Promedio	-	3,90	-	-84,55

Para una línea de 16 in con los siguientes parámetros de variación: caudales (2000 – 40000 bfpd), GOR (0 – 300) y longitud (1000 – 4000 m), se comprobó que el gas disuelto presente en el cálculo de la viscosidad del crudo vivo, permite una reducción promedio en la viscosidad del crudo muerto de 41,21%; el efecto de la presión sobre la viscosidad del crudo vivo aumenta en promedio la viscosidad en un 2,43%; grandes aumentos de viscosidad hasta que se alcanza el punto de inversión, momento a partir del cual las viscosidades alcanzadas no son tan altas y posteriormente se reducen. Una disminución promedio del 57,60% se logra gracias al efecto del gas libre, luego de comparar la viscosidad multifásica con la viscosidad del líquido. (Ver Tabla 18).

Tabla 18. Porcentaje de aumento o reducción de la viscosidad multifásica por efecto de diversos factores para cada uno cortes de agua evaluados, en una línea de 16 in.

CORTE DE AGUA EVALUADO (%)	PORCENTAJE DE INCREMENTO O REDUCCIÓN POR:			
	CRUDO VIVO (%)	PRESIÓN (%)	CW (%)	MEZCLA (GAS LIBRE) (%)
0	-41,36	2,77	0,00	-64,91
5	-45,75	1,95	13,51	-64,80
10	-49,93	2,32	29,67	-66,28
15	-51,53	2,65	49,22	-61,14

CORTE DE AGUA EVALUADO (%)	PORCENTAJE DE INCREMENTO O REDUCCIÓN POR:			
	CRUDO VIVO (%)	PRESIÓN (%)	CW (%)	MEZCLA (GAS LIBRE) (%)
20	-52,44	2,60	73,31	-65,70
25	-49,03	1,70	103,45	-56,97
30	-44,90	1,75	141,27	-59,57
35	-48,32	2,12	189,45	-61,58
40	-43,45	1,55	253,01	-69,02
43	-50,72	1,63	300,69	-56,39
45	-43,86	1,68	337,72	-52,22
47	-44,76	1,63	289,23	-59,80
50	-43,21	1,75	199,02	-54,82
55	-39,10	2,63	89,98	-49,14
60	-35,54	3,00	13,43	-53,99
65	-21,28	2,71	-36,18	-49,15
70	-25,94	2,73	-64,39	-40,84
75	-25,10	4,84	-82,97	-56,47
80	-26,69	4,20	-91,00	-51,54
Promedio	-	2,43	-	-57,60

6.2.3. Influencia del GOR en la viscosidad multifásica. El GOR es un parámetro fundamental para el cambio en la viscosidad multifásica, a medida que la relación gas-aceite incrementa, μ_{ns} disminuye, como puede apreciarse en el ejemplo plasmado en la figura 16; así mismo se demuestra cómo esta viscosidad disminuye al aumentar el caudal de flujo.

La línea de 6 in, maneja un rango de relación gas-aceite entre 0-3000 y 1026 escenarios evaluados, el 43,27% de ellos representan el GOR<500, la viscosidad normalmente alcanzada con este valor corresponde a los 444,616 cP, siendo la más alta comparada con los datos obtenidos para valores de GOR superiores; una reducción en la viscosidad multifásica de aproximadamente 90,2% puede darse cuando los valores de GOR son superiores a 1500, (ver tabla 19).

Figura 16. Viscosidad multifásica en función del GOR, para una línea de 6 in, longitud de 400 m, 12° API, CW del 30%.

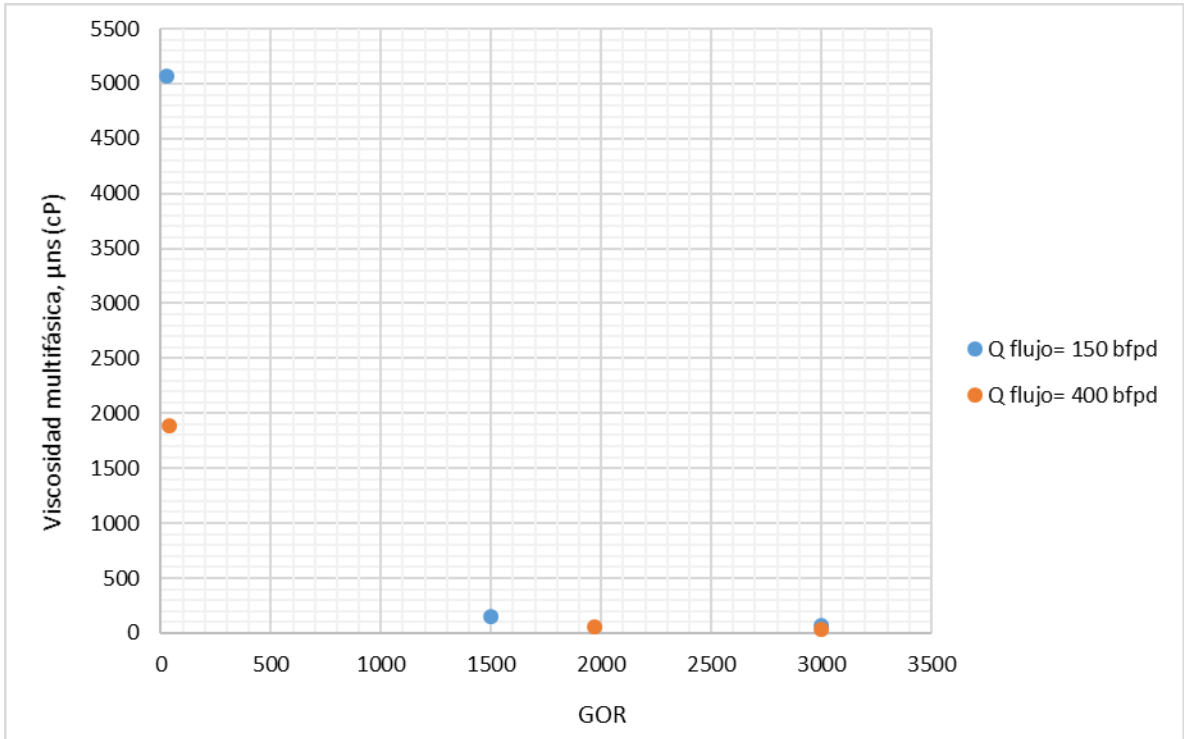


Tabla 19. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad multifásica, para tres rangos de GOR en tubería de 6 in.

GOR	μns (cP)		
	P10	P50	P90
< 500	97,536	444,616	4124,664
≥ 500 - < 1500	27,675	50,636	86,333
≥1500	11,500	44,371	131,167

Para la línea de 16 in, el 58,74% de los valores de GOR son menores a 70 y para este rango, el comportamiento de la viscosidad tiende a alcanzar los 1669,960 cP, aunque en condiciones de GOR mayores a 150, se pueden obtener reducciones de viscosidad del orden de 86,94% (ver tabla 20).

Tabla 20. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad multifásica, para tres rangos de GOR en tubería de 16 in.

GOR	μns (cP)		
	P10	P50	P90
<70	469,835	1669,960	7076,965
≥70 - <150	273,602	402,411	551,805
≥150	51,4974816	218,083704	848,043277

6.3. REQUERIMIENTO DE DILUCIÓN

Durante el desarrollo de esta investigación se pudo observar que el 92,63% de los escenarios evaluados requieren dilución. Como se mencionó anteriormente, el corte de agua (CW) es un factor de gran influencia en el flujo de fluidos, como se muestra en la figura 17, a medida que este aumenta es necesario utilizar un crudo diluido cada vez mayor, antes del punto de inversión de fases (CW= 45%). Una vez transcurrido el punto de inversión de fases, la cantidad de dilución requerida es cada vez menor a pesar de que el corte de agua sigue en aumento; un ejemplo de esto es el caso en que CW = 80%, en el cual el rango de API es 8,4 – 10; diferente a cuando se tiene un rango CW= 45 % – 50 %, en los cuales se registra un API que varía desde los 11 hasta 17°. Las mayores cifras de dilución se obtienen cuando la producción es cercana al punto de inversión de fases, es decir, antes y después de dicho valor (ver figura 17, para CW = 40% - 50%). En la tabla 21 se muestran las condiciones para las cuales no es necesario realizar el proceso de dilución.

Figura 17. Dilución requerida para diferentes cortes de agua con influencia de propiedades como GOR, caudales, longitud y tamaño de línea.

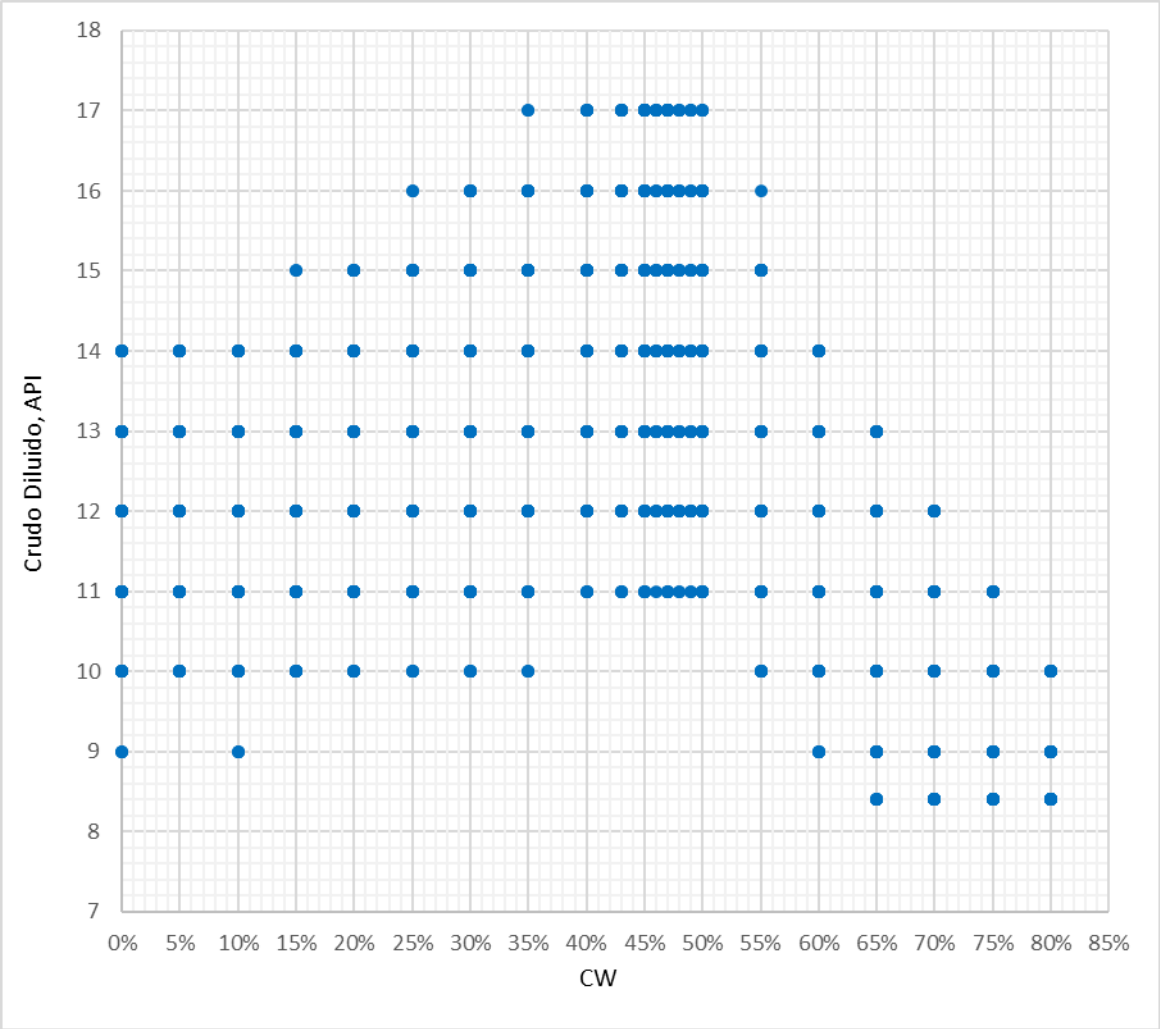


Tabla 21. Condiciones requeridas para no realizar el proceso de dilución.

Diámetro (In)	Longitud Igual o Menor (m)	API Crudo	GOR	CW	Q flujo Igual o Menor bfpd
16	1.000	8,4	1 - 300	65%	2000
16	1.000	8,4	19 - 27	65%	4000
16	2500	8,4	1 - 300	70%	2000
16	2500	8,4	> 8	70%	4000
16	4000	8,4	1 - 300	75%	2000
16	4000	8,4	1 - 300	75%	4000
16	4000	8,4	1 - 300	75%	6000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	2000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	4000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	6000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	8000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	10000
16	4000	8,4	1 - 300	80%	15000
16	4000	8,4	21 - 35	80%	20000
6	100	8,4	> 5	65%	150
6	250	8,4	> 5	70%	150
6	250	8,4	25 - 42	70%	400
6	400	8,4	< 3000	75%	150
6	400	8,4	> 7	75%	400
6	400	8,4	< 3000	80%	150
6	400	8,4	< 3000	80%	400
6	400	8,4	< 3000	80%	800
6	400	8,4	> 18	80%	1200

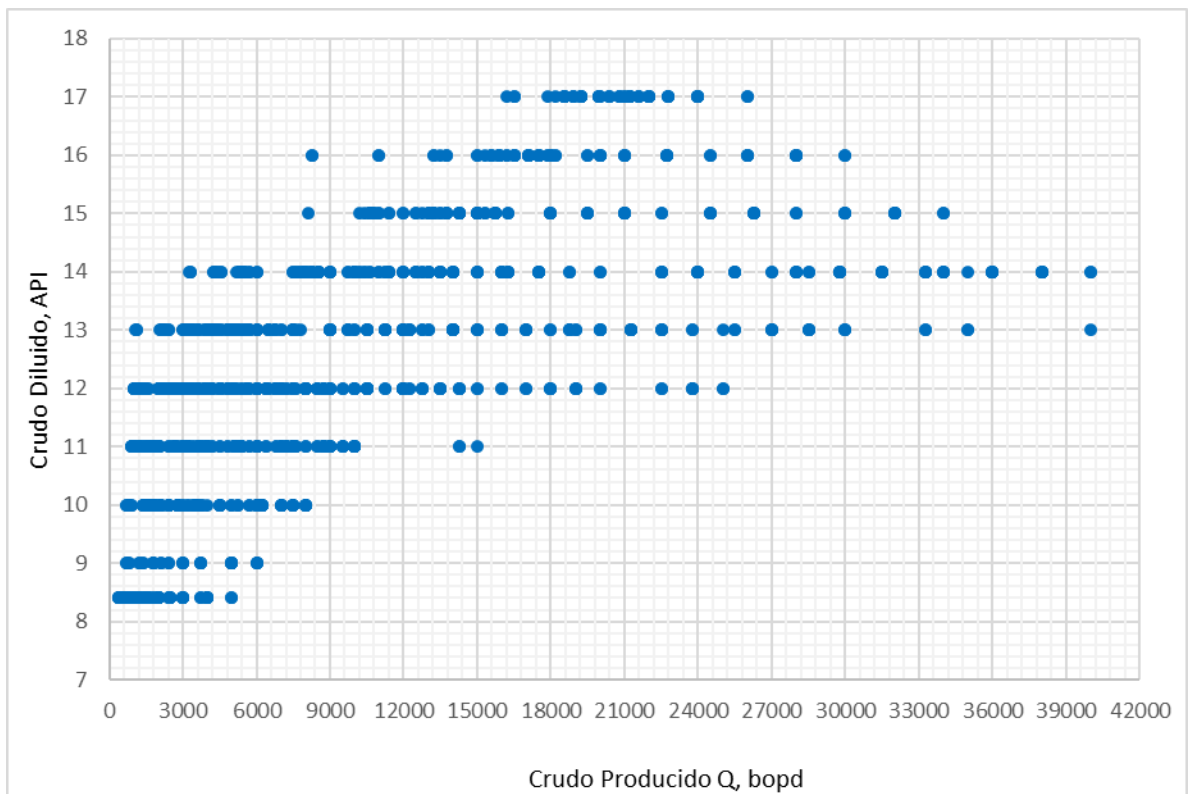
Otro factor importante en la gravedad API del crudo diluido es el volumen de fluido que se quiere producir. En la figura 18, se puede apreciar como a medida que se quiere obtener altas tasas de fluido, es necesario altas gravedades API. Para flujos mayores a 15000 bopd, es necesario mantener un rango API crudo entre 12 – 17.

El rango mencionado anteriormente se presenta no solamente debido al aumento en producción, también al incremento en longitud, pues a medida que esta se

incrementa, también lo hace la gravedad API del crudo diluido. En cuanto a los caudales, estos corresponden a una línea tipo troncal; como se mencionó anteriormente esta tubería maneja flujos en el orden 2000 – 40000 bopd, sus longitudes oscilan entre 1 – 4000 metros y su diámetro nominal suele presentarse a partir de 16”.

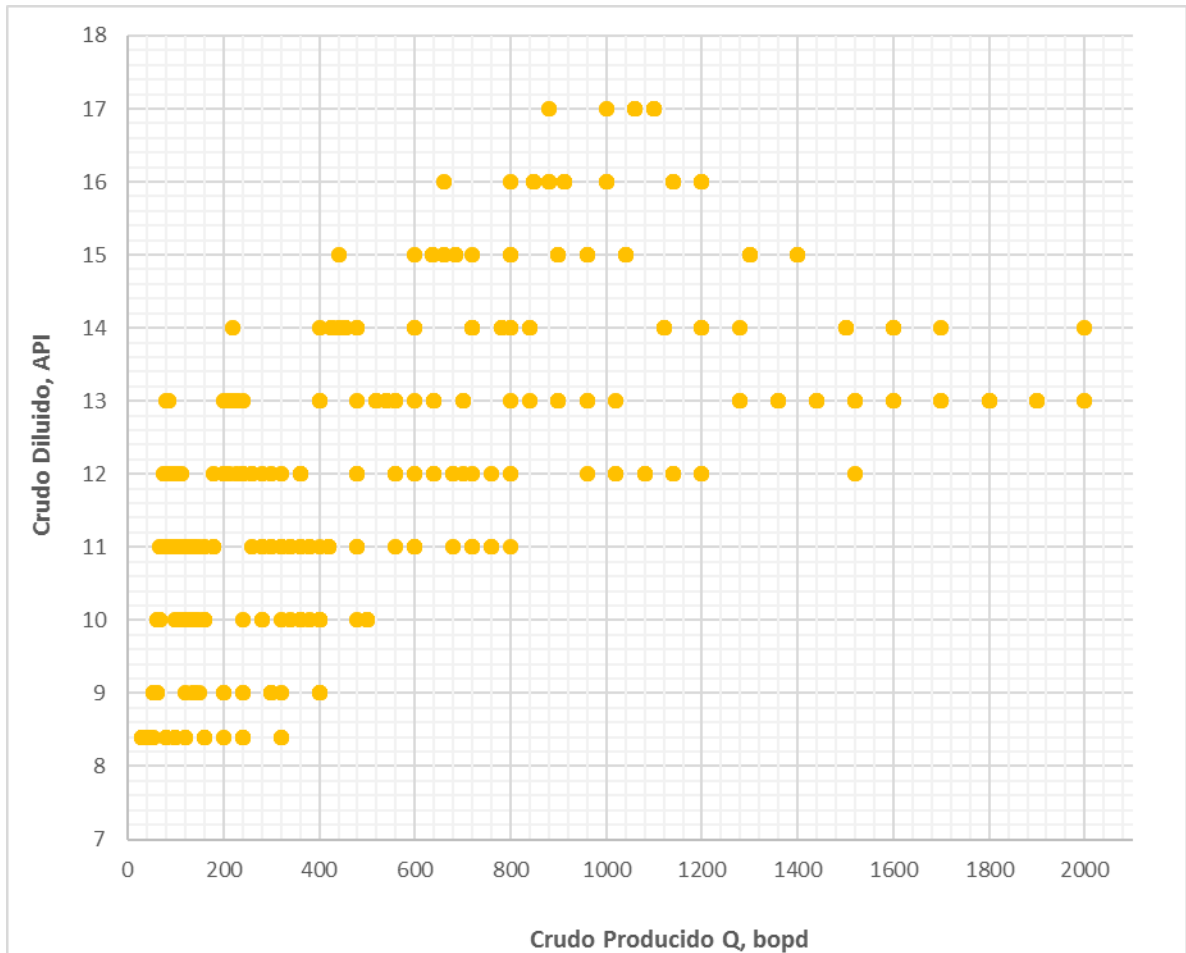
Se puede apreciar que para bajos caudales (0 – 9000 bopd) se presenta cierta zona ajustada para algunos valores de API (8,4 – 14°), esto se debe principalmente a que estos flujos se presentan en la mayoría de los cortes de agua evaluados, con lo cual parecieran líneas consecutivas (líneas de color azul), a diferencia de flujos más altos, los cuales solo se presentan para ciertas cantidades de CW, de ahí que se muestran como una nube de puntos mucho más dispersa.

Figura 18. Influencia del diámetro de una línea de 16” en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.



Por otro lado, cuando se presentan líneas de tipo ramal sus volúmenes son menores, generalmente manejan un rango 1 – 2000 bopd, longitudes entre 1 – 400 metros y su diámetro nominal suele presentarse desde 6”.

Figura 19. Influencia del diámetro de una línea de 6” en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.



De acuerdo a la figura 19, cuando el proceso de dilución se lleva a cabo en una línea de 6” se requiere mucho más diluyente que en una línea de 16”, pues como se puede apreciar para producir un caudal (0 – 2000) bopd en una línea de 6”, se necesita un crudo diluido entre (8,4 – 17) API, mientras que una línea tipo troncal solo necesita (8,4 – 13) API para producir la misma cantidad, lo cual permite inferir

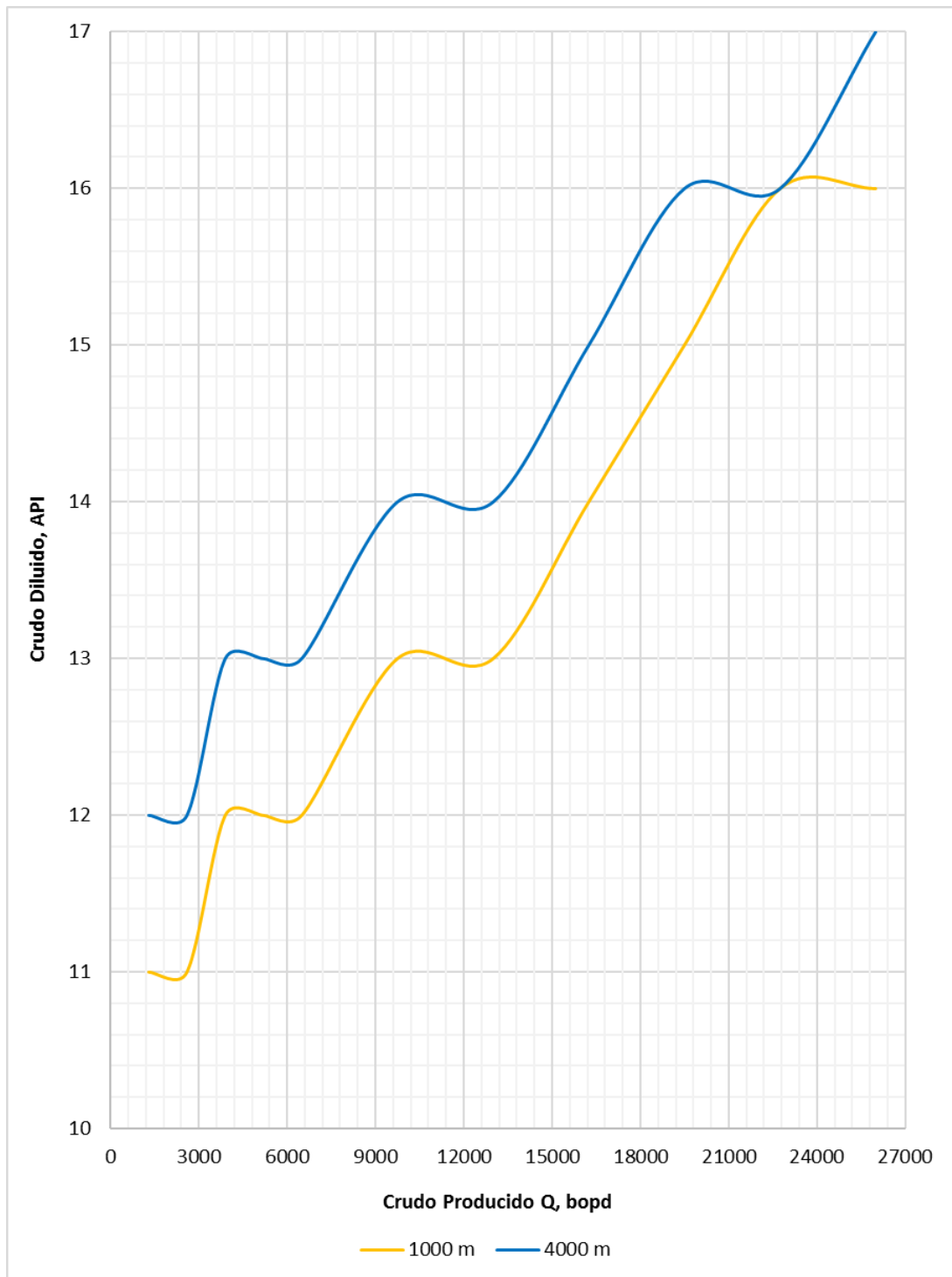
que mover un fluido en una línea tipo ramal es más costoso que hacerlo en líneas tipo troncal.

Como se mencionó anteriormente, el aumento en la longitud de la línea afecta de manera directa el uso del diluyente, razón por la que para longitudes de línea de 4000 m, se debe diluir en mayor proporción comparado con tramos menores (1000 m), en los cuales se desea producir la misma cantidad de crudo. (Ver figura 20).

De acuerdo a la figura 20, cuando se tiene un corte de agua de 35% y se busca producir 12000 bopd en una línea de 1000 m, se requiere un API de 13°, mientras que en una línea de 4000 m se necesita un API de 14° de tal manera que se mantiene un grado API diluido de diferencia entre una distancia y otra, en estos casos la cantidad de GOR es irrelevante. Sin embargo, cuando se presenta un caudal de 22750 bopd se requiere el mismo API crudo para ambas longitudes, siendo este un caso particular, pues como se pudo observar a medida que aumenta la longitud de línea se requiere una gravedad API de crudo diluido mayor; no obstante, dadas las condiciones de presión final y fricción máxima (mínimo 50 psi y máximo 1,5 psi/100 m), cuando se tiene una longitud de 4000 metros este escenario presenta una presión de llegada de 53 psi cumpliendo muy cerca con la condición, permitiendo utilizar un API crudo igual a 16.

Finalmente es importante resaltar que alrededor del 18,37% de los escenarios analizados requieren una gravedad API de crudo diluido igual a 12, siendo este el porcentaje más alto, mientras que tan solo el 7,37% de los casos no requiere dilución. Para el caso de mayor dilución, es decir, los escenarios correspondientes a un API crudo de 17, corresponden al 3,62%, sin embargo, como se aclaró anteriormente, los escenarios que requieren este mayor grado de dilución, suelen ser aquellos en los que se quiere producir altos caudales y sus longitudes son las más grandes.

Figura 20. Influencia de dos longitudes de línea (Tubería de 16") en la dilución requerida para el flujo de crudo extrapesado.



En la tabla 22 se muestra un resumen porcentual de las diferentes gravedades API de crudo diluido utilizadas y sus respectivos valores encontrados en los escenarios evaluados.

Tabla 22. Distribución porcentual de los diferentes grados API usados en los escenarios evaluados.

DISTRIBUCIÓN DE DILUCIÓN										
Crudo Diluido (API)	8,4	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Porcentajes (%)	7,37	3,96	8,80	13,73	18,37	16,60	12,85	7,62	5,69	3,62

7. CONCLUSIONES

En los dos tipos de líneas manejadas en esta investigación: 16 y 6 pulgadas, se observó que los patrones de flujo están fuertemente influenciados por los valores de GOR presentes durante la producción. Cuando se tienen volúmenes de gas bajos, de los 2388 escenarios estudiados, el tipo de flujo transición se presentó en un 44,05%, mientras que los flujos segregado e intermitente mostraron un 5,15% y 2,89% respectivamente; sin embargo, cuando los valores de gas son mucho más altos el panorama es diferente, pues el tipo de flujo transitorio solo ocupó un 9,13%, mientras que los flujos tipo segregado e intermitente exhibieron un 23,32% y 5,86% respectivamente, siendo el flujo segregado el más predominante en este tipo de situaciones.

De acuerdo a los análisis realizados, el tipo de flujo de mayor presencia en el sistema de recolección del campo de estudio es el de transición. Pues 57,67% de los escenarios evaluados pertenecen a este, de los cuales 26,59% se encontraron antes del punto de inversión de fases y 30,86% después del mismo, lo cual permite inferir que el aumento del contenido de agua (%CW) favorece su presencia.

Para un campo de crudo extrapesado como el explorado en este trabajo se concluyó que los valores de corte de agua (CW) a lo largo de la producción son de gran influencia en la gravedad API del crudo diluido necesario para la producción del mismo. Con esto, antes del punto de inversión de fases (CW = 45%), a medida que aumenta el nivel de CW, también lo hace la gravedad API del crudo diluido, tal es el punto que en el rango CW = 40 – 50 %, los niveles de API crudo necesarios alcanzan las cifras más altas (11 – 17° API); sin embargo, después de la inversión de fases sus niveles son cada vez es menores a tal punto en que no se requiere el empleo del crudo diluido, esto se presenta cuando CW= 65%.

El comportamiento de la viscosidad está dominado principalmente por el corte de agua (CW). Un aumento en el CW genera un incremento en la viscosidad hasta el denominado punto de inversión, momento a partir del cual comienza un descenso en la misma.

El gas se comporta como un aliado a la hora de disminuir la viscosidad, sea actuando como gas disuelto o como gas libre; para las condiciones de evaluación como caudales de flujo, GOR y longitudes en la línea de menor diámetro (6 in), el efecto del gas disuelto evaluado a través de la viscosidad del crudo vivo, genera una reducción promedio de la viscosidad del crudo muerto del 46,73% y si el gas fluye como una fase libre, genera una reducción aproximada a la viscosidad del líquido del 84,55%; dicho porcentaje resulta de la comparación entre la viscosidad multifásica (mezcla crudo, gas y agua) y la del líquido. Para la línea de mayor diámetro (16 in), teniendo en cuenta que las relaciones gas-aceite evaluadas son mucho menores, las reducciones respectivas serían del 41,21% y 57,60%.

8. RECOMENDACIONES

Realizar un análisis al comportamiento de las propiedades de flujo multifásico, cuando el recorrido del fluido es de fondo de pozo a superficie, es decir cuando la tubería a utilizar sea vertical, teniendo en cuenta el efecto de las variables operativas y las propiedades evaluadas en este proyecto.

Realizar un estudio experimental acerca de la variación del punto de inversión fases de un fluido, cuando es sometido a diferentes grados de dilución y cuando está bajo los efectos de propiedades físicas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ANGELI, P and HEWITT, G. Flow structure in horizontal oil-water flow. International Journal of Multiphase Flow. Volume 26, Issue 7, 2000. ISSN 0301-9322.

API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). Chapter 12, section 3. Third edition, June 2003.

AWADH, Salih and AL-MIMAR, HebaSadoon. Statistical Analysis of the Relations between API, Specific Gravity and Sulfur Content in the Universal Crude Oil. Iraq: University of Baghdad. Geology Department, College of Science. Volume 4 Issue 5, May 2015. Paper ID: SUB154465.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Texas: Jordan Hill, 2008. P. 384.

BEGGS, H y BRILL, James. A Study of Two-Phase flow in inclined Pipes. SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, 1972.

CACERES, Omar *et al.* Optimización del Transporte por oleoducto de crudo pesado Castilla. En: Revista Fuentes: El Reventón Energético. Enero – Junio, 2010, vol. 8 no.1., p. 18 – 19.

CANAVOS, George. Probabilidad y Estadística. Aplicaciones y Métodos. México: McGraw Hill. p.646. ISBN 968-451-856-0.

CRANE. Flujo de Fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. México. McGraw Hill, 1992. p. 1 – 5.

DUCKLER, A, *et al.* Gas – Liquid Flow in pipe lines, Part 1. Houston. University of Houston, 1969.

ELSETH, Heir. An Experimental Study of Oil/Water Flow in Horizontal Pipes. Porsgrunn, Norway: Telemark University College, June 2001.

GARCIA, César Augusto. Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo campo San Fernando. Tesis de posgrado Magister en ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de Petróleos, 2009.

GARCÍA, Cesar Augusto, *et al.* A new Inflow Model for Extra–Heavy crude oils: Case study Chichimene Field, Colombia. Lima, Perú. Society of Petroleum Engineers, 2010.

GORGAS, Javier; CARDIEL, Nicolás y ZAMORANO, Jaime. Estadística básica para estudiantes de Ciencias. Universidad Complutense de Madrid, 2011. ISBN 978-84-691-8981-8.

GUEVARA, E; NUÑEZ, G, and GONZALEZ, J. Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. Proceedings of the 15th World Petroleum Congress. ID: WPC-29199.

HERNÁNDEZ, Jonathan. Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extrapesado, hasta las estaciones de flujo, distrito Morichal. Tesis para la obtención del título de Ingeniero de Petróleos. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2012.

IBARRA, R, *et al.* An Experimental Study of Oil-Water Flows in Horizontal Pipes. 2015, Paper ID: BHR-2015-D2.

KEN, Arnold and STEWAR, Maurice. Surface Production Operations. Design of oil Handling Systems and Facilities. 3 ed. Oxford: Jordan Hill, 2008. ISBN 978-0-7506-7853-7.

LOPEZ URIBE, J.E; CHAUSTRE RUIZ, A.J y AYALA MARÍN, C.A. Producing Extra Heavy Oil from Llanos Basin, Colombia, Through Progressive Cavity Pumps and Electric Submersible Pumps: Case Study in the Chichimene Field. Medellin, Colombia. Society of Petroleum Engineers, 2014.

MOHAMED, A, *et al.* Proper Selection of Multiphase Flow Correlations. El Cairo, Egipto. Society Of Petroleum Engineers, 2015.

OROZCO, Lina y BARRERA, Rolando. Adaptación de Modelos para estimar la Viscosidad de Mezclas Multicomponentes de algunos Crudos Pesados Colombianos. En: Revista Ingeniería y Región. No. 9, 2012. p. 8-12.

REYES, Marlene Anabel. Análisis del comportamiento de la viscosidad de aceites producidos en México. Tesis de pregrado para la obtención del título de Ingeniera de Petróleos. Ciudad universitaria, México DF: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.

SANIERE, A; HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. Oil & Gas Science and Technology – Rev.IFP. Vol. 59 (2004), N° 5, p. 455-466.

SATTARIN, M, *et al.* New Viscosity Correlations for Dead Crude Oils. Tehran, Iran. Division of petroleum Refinery, Research Institute of Petroleum Industry, 2007. ISSN 1335-3055.

ANEXOS

Anexo A. Distribución normal y porcentajes de frecuencia de la fricción en dos condiciones: inicio y final de tubería.

Figura A1. Distribución normal (fricción evaluada en condiciones iniciales)

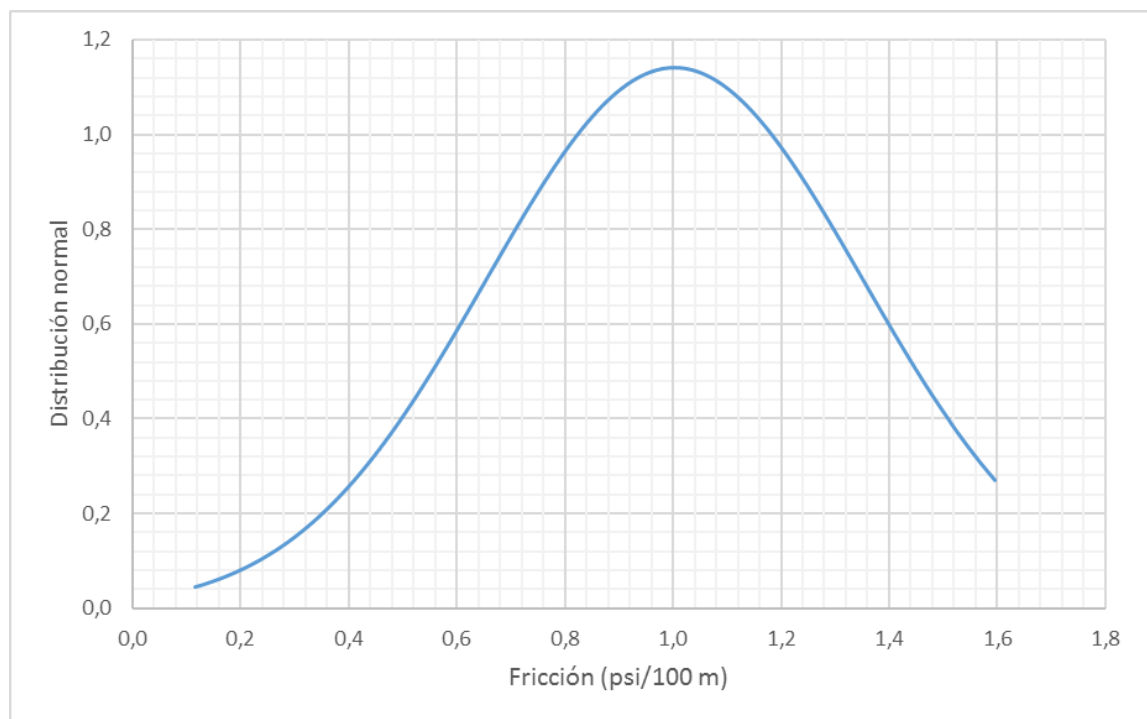


Tabla A1. Datos de interpretación de la curva de distribución normal de la fricción inicial (psi/100 m).

PARÁMETRO ESTADÍSTICO	Fricción (psi/100 m)
Media	1,3216
Mediana	1,4390
Moda	1,3401
Mínimo	0,1845
Máximo	1,7964

Tabla A2. Frecuencia de agrupación de los valores de fricción inicial (psi/100 m).

Grupo	Frecuencia	Porcentaje de frecuencia (%)
0,12	3	0,13
0,15	6	0,25
0,18	12	0,50
0,21	17	0,71
0,24	16	0,67
0,27	24	1,01
0,30	15	0,63
0,33	24	1,01
0,36	30	1,26
0,39	38	1,59
0,43	39	1,63
0,46	26	1,09
0,49	34	1,42
0,52	25	1,05
0,55	30	1,26
0,58	29	1,21
0,61	30	1,26
0,64	40	1,68
0,67	32	1,34
0,70	50	2,09
0,73	39	1,63
0,76	39	1,63
0,79	54	2,26
0,83	46	1,93
0,86	34	1,42
0,89	56	2,35
0,92	60	2,51
0,95	62	2,60
0,98	46	1,93
1,01	61	2,55
1,04	71	2,97
1,07	64	2,68
1,10	70	2,93

Grupo	Frecuencia	Porcentaje de frecuencia (%)
1,13	88	3,69
1,16	91	3,81
1,20	85	3,56
1,23	95	3,98
1,26	90	3,77
1,29	99	4,15
1,32	94	3,94
1,35	124	5,19
1,38	97	4,06
1,41	100	4,19
1,44	117	4,90
1,47	78	3,27
1,50	2	0,08
1,53	2	0,08
1,57	1	0,04
y mayor...	3	0,13

Figura A2. Distribución normal (fricción evaluada en condiciones finales).

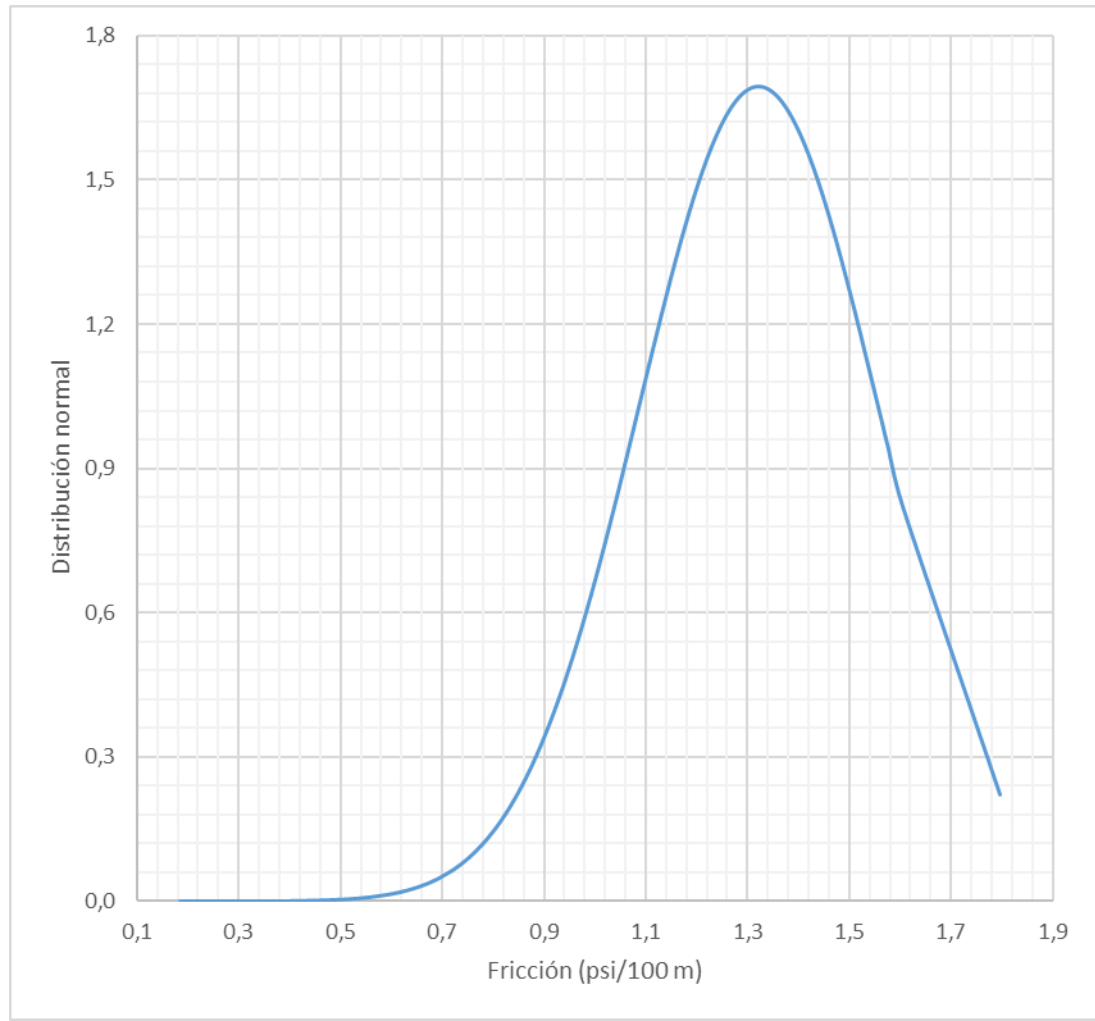


Tabla A3. Datos de interpretación de la curva de distribución normal de la fricción final (psi/100 m).

PARÁMETRO ESTADÍSTICO	Fricción (psi/100 m)
Media	1,3216
Mediana	1,4390
Moda	1,3401
Mínimo	0,1845
Máximo	1,7964

Tabla A4. Frecuencia de agrupación de los valores de fricción final (psi/100 m).

Clase	Frecuencia	Porcentaje de frecuencia (%)
0,18	1	0,04
0,22	3	0,13
0,25	1	0,04
0,29	1	0,04
0,32	3	0,13
0,35	3	0,13
0,39	3	0,13
0,42	3	0,13
0,45	3	0,13
0,49	5	0,21
0,52	2	0,08
0,55	6	0,25
0,59	3	0,13
0,62	7	0,29
0,65	2	0,08
0,69	10	0,42
0,72	3	0,13
0,76	8	0,34
0,79	14	0,59
0,82	15	0,63
0,86	17	0,71
0,89	30	1,26
0,92	25	1,05
0,96	35	1,47
0,99	37	1,55
1,02	44	1,84
1,06	49	2,05
1,09	62	2,60
1,12	57	2,39
1,16	63	2,64
1,19	68	2,85
1,23	67	2,81
1,26	79	3,31

Clase	Frecuencia	Porcentaje de frecuencia (%)
1,29	78	3,27
1,33	78	3,27
1,36	94	3,94
1,39	102	4,27
1,43	85	3,56
1,46	103	4,31
1,49	472	19,77
1,53	642	26,88
1,56	1	0,04
1,59	2	0,08
1,63	1	0,04
1,66	0	0,00
1,70	0	0,00
1,73	0	0,00
1,76	0	0,00
y mayor...	1	0,04

Anexo B. Porcentajes de frecuencia de las viscosidades del crudo muerto, vivo (saturado y subsaturado), del líquido y multifásica, evaluadas en la condición al final de la tubería para el total de escenarios.

Tabla B1. Frecuencia de agrupación de los valores de viscosidad del crudo muerto.

μ_{od} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
1	0	0,0
50	0	0,0
100	0	0,0
200	98	4,1
500	523	21,9
1000	455	19,1
1500	232	9,7
2000	208	8,7
2500	117	4,9
3000	114	4,8
3500	63	2,6
4000	50	2,1
4500	53	2,2
5000	65	2,7
5500	28	1,2
6000	34	1,4
6500	46	1,9
7000	24	1,0
7500	20	0,8
8000	11	0,5
8500	17	0,7
9000	11	0,5
9500	15	0,6
10000	17	0,7
11000	23	1,0

μ_{od} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
12000	15	0,6
13000	6	0,3
14000	7	0,3
15000	3	0,1
16000	17	0,7
17000	6	0,3
18000	11	0,5
19000	11	0,5
20000	3	0,1
25000	26	1,1
30000	25	1,0
40000	18	0,8
50000	4	0,2
60000	3	0,1
70000	3	0,1
80000	0	0,0
90000	0	0,0
100000	6	0,3
TOTAL	2388	100,0%

Tabla B2. Frecuencia de agrupación de los valores de viscosidad del crudo vivo para sistemas saturados.

μ_{oL} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
1	0	0,0
50	0	0,0
100	68	2,8
200	328	13,7
500	637	26,7
1000	441	18,5
1500	212	8,9
2000	137	5,7
2500	89	3,7
3000	77	3,2
3500	66	2,8

μoL (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
4000	28	1,2
4500	44	1,8
5000	33	1,4
5500	23	1,0
6000	10	0,4
6500	12	0,5
7000	16	0,7
7500	8	0,3
8000	10	0,4
8500	2	0,1
9000	13	0,5
9500	9	0,4
10000	4	0,2
11000	10	0,4
12000	12	0,5
13000	8	0,3
14000	7	0,3
15000	5	0,2
16000	8	0,3
17000	8	0,3
18000	7	0,3
19000	9	0,4
20000	2	0,1
25000	11	0,5
30000	12	0,5
40000	11	0,5
50000	3	0,1
60000	3	0,1
70000	2	0,1
80000	1	0,0
90000	0	0,0
100000	2	0,1
TOTAL	2388	100,0%

Tabla B3. Frecuencia de agrupación de los valores de viscosidad del crudo vivo para sistemas subsaturados.

μ_{oP} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
50	0	0,0
100	65	2,7
200	325	13,6
500	633	26,5
1000	433	18,1
1500	211	8,8
2000	134	5,6
2500	90	3,8
3000	86	3,6
3500	71	3,0
4000	29	1,2
4500	33	1,4
5000	35	1,5
5500	27	1,1
6000	15	0,6
6500	13	0,5
7000	13	0,5
7500	11	0,5
8000	8	0,3
8500	7	0,3
9000	3	0,1
9500	12	0,5
10000	9	0,4
11000	9	0,4
12000	6	0,3
13000	15	0,6
14000	8	0,3
15000	6	0,3
16000	2	0,1
17000	9	0,4
18000	8	0,3
19000	4	0,2
20000	11	0,5

μ_{oP} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
25000	13	0,5
30000	6	0,3
40000	17	0,7
50000	0	0,0
60000	5	0,2
70000	3	0,1
80000	1	0,0
90000	0	0,0
100000	1	0,0
110000	1	0,0
TOTAL	2388	100,0%

Tabla B4. Frecuencia de agrupación de los valores de viscosidad del líquido.

μ_L (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
100	0	0,0
200	2	0,1
500	621	26,0
1000	616	25,8
1500	246	10,3
2000	223	9,3
2500	92	3,9
3000	123	5,2
3500	89	3,7
4000	79	3,3
4500	28	1,2
5000	55	2,3
5500	48	2,0
6000	14	0,6
6500	17	0,7
7000	12	0,5
7500	37	1,5
8000	10	0,4
8500	7	0,3
9000	9	0,4

μ_L (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
9500	6	0,3
10000	3	0,1
10500	4	0,2
11000	5	0,2
11500	5	0,2
12000	1	0,0
12500	3	0,1
13000	2	0,1
13500	2	0,1
14000	2	0,1
14500	27	1,1
15000	0	0,0
TOTAL	2388	100,0%

Tabla B5. Frecuencia de agrupación de los valores de viscosidad multifásica.

μ_{ns} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
1	0	0,0
50	372	15,6
100	330	13,8
200	211	8,8
500	468	19,6
1000	364	15,2
1500	103	4,3
2000	142	5,9
2500	34	1,4
3000	67	2,8
3500	39	1,6
4000	32	1,3
4500	17	0,7
5000	50	2,1
5500	41	1,7
6000	7	0,3
6500	11	0,5
7000	8	0,3

μ_{ns} (cP)		
Grupo	Frecuencia	%
7500	32	1,3
8000	3	0,1
8500	4	0,2
9000	3	0,1
9500	4	0,2
10000	1	0,0
10500	3	0,1
11000	2	0,1
11500	3	0,1
12000	1	0,0
12500	3	0,1
13000	2	0,1
13500	2	0,1
14000	2	0,1
14500	27	1,1
15000	0	0,0
TOTAL	2388	100,0%

Anexo C. Percentiles de las viscosidades evaluadas para el cálculo de los porcentajes de reducción y aumento de la viscosidad, según el cambio en el gas disuelto, presión, contenido de agua y gas libre para las líneas de 6 y 16 in.

Tabla C1. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo muerto para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 6 in.

CW (%)	μ_{od} (cP)		
	P10	P50	P90
0	441,39	850,54	6243,28
5	480,45	925,56	5998,01
10	457,66	912,72	5944,79
15	443,06	791,94	4266,95
20	321,29	702,20	3289,44
25	304,72	563,38	2876,04
30	222,43	478,99	2831,27
35	210,87	411,42	2791,52
40	157,54	331,92	1718,93
43	150,35	277,35	1570,35
45	114,65	241,93	1563,72
47	114,69	276,07	1557,40
50	149,05	348,31	2080,18
55	224,85	614,16	3630,62
60	357,39	840,04	5553,13
65	537,76	1375,02	9569,94
70	1148,90	2404,12	13843,32
75	1913,07	4296,53	14531,81
80	3771,73	6196,59	14427,89

Tabla C2. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo vivo para sistemas saturados para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 6 in.

CW (%)	μ_{oL} (cP)		
	P10	P50	P90
0	226,67	465,17	2726,71
5	247,59	509,59	2659,78
10	244,57	454,38	2544,15
15	227,31	391,00	2172,07
20	177,43	347,25	1437,87
25	166,40	288,51	1270,75
30	128,30	250,37	1252,53
35	118,14	218,55	1236,32
40	91,25	174,26	791,36
43	86,32	154,74	728,20
45	67,89	136,02	725,37
47	72,07	155,42	722,67
50	85,95	191,58	1082,59
55	156,05	319,35	1798,08
60	223,87	462,26	2555,88
65	338,44	757,35	4462,86
70	558,35	1298,28	7581,30
75	902,11	2281,93	8954,24
80	1913,80	3232,07	8817,38

Tabla C3. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo vivo para sistemas subsaturados para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 6 in.

CW (%)	μ_{oP} (cP)		
	P10	P50	P90
0	234,31	483,42	2891,73
5	256,03	529,94	2819,65
10	252,92	472,05	2694,40
15	235,05	405,90	2295,57
20	183,00	360,22	1512,34
25	171,63	298,72	1334,66
30	132,10	258,95	1315,22
35	121,60	225,85	1297,94
40	93,76	179,79	826,92
43	88,69	159,54	760,31
45	69,65	140,08	757,30
47	73,98	160,27	754,50
50	88,31	197,76	1134,38
55	160,94	331,00	1895,14
60	231,47	480,53	2708,55
65	350,97	790,79	4767,73
70	581,13	1362,70	8173,60
75	943,40	2411,52	9687,40
80	2017,01	3434,81	9538,71

Tabla C4. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del líquido para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 6 in.

CW (%)	$\mu\text{L (cP)}$		
	P10	P50	P90
0	234,31	483,42	2891,73
5	290,44	601,18	3199,43
10	327,73	611,73	3492,60
15	350,61	605,48	3425,72
20	316,98	623,92	2620,76
25	348,57	606,73	2712,02
30	318,10	623,60	3169,09
35	351,66	653,22	3756,15
40	330,50	633,83	2917,55
43	354,91	638,54	3045,34
45	304,48	612,52	3313,83
47	293,65	631,41	2919,43
50	279,49	611,45	3309,90
55	337,79	663,91	3361,90
60	316,49	611,74	2848,23
65	302,68	610,57	2789,94
70	301,98	608,31	2539,32
75	285,16	588,43	1675,66
80	315,54	463,71	956,09

Tabla C5. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad multifásica para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 6 in.

CW (%)	μ_{ns} (cP)		
	P10	P50	P90
0	4,90	27,25	898,23
5	11,01	68,87	1585,76
10	23,80	64,58	825,18
15	26,21	70,61	926,42
20	27,99	81,60	833,22
25	28,47	72,48	926,07
30	27,96	80,69	934,96
35	34,09	77,91	829,57
40	39,36	97,72	928,28
43	32,42	98,66	1590,01
45	29,36	117,39	1595,19
47	24,86	88,20	1850,39
50	21,38	75,69	1753,32
55	27,30	85,61	1604,16
60	23,04	97,45	1768,60
65	20,95	194,62	1864,30
70	30,72	181,57	1854,48
75	33,73	92,44	1189,36
80	43,81	100,36	848,37

Tabla C6. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo muerto para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 16 in.

CW (%)	μ_{od} (cP)		
	P10	P50	P90
0	895,23	2297,79	9713,62
5	666,29	2242,52	9487,30
10	629,34	1860,11	7149,15
15	616,55	1542,89	7062,03
20	447,58	1534,24	5894,21
25	413,04	1261,40	5792,33
30	307,50	1087,94	4213,08
35	286,43	937,75	4141,23
40	217,87	777,98	2934,72
43	206,73	732,41	2920,92
45	205,68	606,35	2894,06
47	206,33	683,20	2844,62
50	283,95	928,00	3811,00
55	407,35	1169,72	6775,85
60	623,77	2035,55	9399,46
65	956,71	3257,63	21411,31
70	1487,72	5358,39	29634,72
75	2539,01	12700,29	35309,80
80	4682,28	17217,43	34555,29

Tabla C7. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo vivo para sistemas saturados para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 16 in.

CW (%)	μ_{oL} (cP)		
	P10	P50	P90
0	451,22	1347,50	6008,90
5	331,43	1216,65	4817,97
10	313,95	931,31	4239,24
15	308,94	747,90	4107,89
20	230,03	729,64	2971,14
25	214,92	642,96	2900,56
30	162,43	599,45	2020,80
35	152,16	484,65	2035,25
40	127,62	439,92	1809,30
43	112,72	360,92	1712,71
45	114,70	340,41	1540,77
47	122,40	377,39	1806,59
50	155,79	527,00	2433,58
55	227,72	712,42	4153,18
60	369,05	1312,14	7058,67
65	601,81	2564,30	13479,51
70	899,31	3968,62	24892,41
75	1627,04	9512,94	30532,33
80	3158,01	12622,21	29547,40

Tabla C8. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del crudo vivo para sistemas subsaturados para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 16 in.

CW (%)	μ_{oP} (cP)		
	P10	P50	P90
0	459,76	1384,78	6259,32
5	336,04	1240,41	4992,89
10	319,58	952,89	4408,64
15	313,85	767,72	4268,07
20	233,15	748,60	3066,57
25	218,27	653,89	2993,08
30	164,50	609,94	2072,80
35	154,29	494,92	2093,03
40	129,19	446,73	1865,31
43	114,28	366,82	1760,04
45	115,85	346,15	1578,04
47	123,73	383,56	1849,71
50	158,23	536,24	2509,30
55	230,41	731,12	4300,60
60	374,40	1351,45	7302,01
65	613,30	2633,92	14089,36
70	913,92	4076,89	26162,95
75	1657,08	9973,52	32665,16
80	3225,93	13151,75	31657,75

Tabla C9. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad del líquido para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 16 in.

CW (%)	$\mu\text{L (cP)}$		
	P10	P50	P90
0	459,76	1384,78	6259,32
5	381,25	1407,93	5667,16
10	414,20	1235,64	5718,89
15	468,31	1145,63	6377,07
20	404,01	1297,38	5323,40
25	443,53	1330,31	6092,96
30	396,38	1471,59	5005,72
35	446,51	1432,55	6069,96
40	455,76	1577,01	6590,17
43	457,73	1469,82	7064,65
45	506,97	1515,15	6920,11
47	487,97	1492,91	7047,96
50	491,84	1603,47	7086,34
55	472,14	1388,94	7100,58
60	487,32	1532,99	6742,66
65	488,36	1680,84	6777,63
70	434,36	1451,62	6189,30
75	437,19	1698,59	4020,04
80	440,00	1183,11	2150,01

Tabla C10. Percentiles P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de la viscosidad multifásica para todos los cortes de agua evaluados en la línea de 16 in.

CW (%)	μ_{ns} (cP)		
	P10	P50	P90
0	46,04	485,87	4617,14
5	50,62	495,65	4130,56
10	54,40	416,63	3803,51
15	54,25	445,19	4126,56
20	56,40	444,97	3364,89
25	59,78	572,43	3865,51
30	67,88	594,93	4697,51
35	66,87	550,42	3911,97
40	80,21	488,55	3821,41
43	98,13	641,05	5044,87
45	138,50	723,99	5314,13
47	84,34	600,14	4678,92
50	137,34	724,38	5919,83
55	98,26	706,48	5801,87
60	125,39	705,35	4729,47
65	131,47	854,79	6135,84
70	118,21	858,77	5146,96
75	136,00	739,47	3551,97
80	178,24	573,39	2017,22

Anexo D. Total de escenarios evaluados con el modelo numérico.

Ver documentos adjuntos en CD