

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL MEZCLADO EN  
CABEZA DE POZO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL  
CAMPO TISQUIRAMA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A.**

**LEONARDO FRANCO SANDOVAL  
PEDRO NEL GALVIS VALDERRAMA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL MEZCLADO EN  
CABEZA DE POZO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL  
CAMPO TISQUIRAMA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A.**

**LEONARDO FRANCO SANDOVAL**

**Ingeniero de Petróleos UIS**

**PEDRO NEL GALVIS VALDERRAMA**

**Ingeniero de Petróleos UIS**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de  
Hidrocarburos**

**Director**

**NICOLÁS SANTOS SANTOS M.Sc.**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## DEDICATORIA

**A Dios, por la Vida**

**A mi Familia, solo tengo palabras de agradecimientos.**

***"Dad gracias en todo, porque esta es la voluntad de Dios para con  
vosotros en Cristo Jesús"***

1. Tesalonicenses 5:18

## AGRADECIMIENTO

Los autores del presente trabajo se permiten expresar sus agradecimientos a las siguientes personas e entidades.

A la Universidad Industrial de Santander

- Al incorporara nuevos Programas para el desarrollo en la Industria del Petróleo

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander

- Por liderar el aumento del potencial de conocimiento, que permiten el crecimiento y proyecciones de los profesionales y de la industria petrolera Colombiana

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos

- Por su aporte a profesionales clase mundo "Conocimiento, Experiencia, Trabajo en Equipo".

Al Director de Tesis

- A Nicolás Santos Santos, por el acompañamiento, orientación y ejemplo al proceso durante las clases y elaboración de este trabajo.

A la coordinadora del Programa

- Olga Patricia Ortiz, por el aporte al logro al desarrollo del programa de especialización.

A los Soportes Administrativos y de Servicios

- A Mónica, y Doña Vicky, ejemplos de atención.

A Ecopetrol S.A.

- Por la oportunidad de aplicación.

Al Superintendente y Jefe Departamento de Ingeniería de ECOPETROL de la SOM

- A Samuel Medina y Ricardo Gonzalez Moreno, Por el espacio dado para el desarrollo profesional y personal.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. PROPIEDADES BÁSICAS DE FLUIDOS	21
1.1 INTRODUCCIÓN	21
1.2 PROPIEDADES BÁSICAS	21
1.2.1 Densidad específica o absoluta	21
1.2.2 Gravedad específica o densidad relativa	22
1.2.3 Gravedad API	23
1.2.4 Viscosidad	24
1.2.4.1 Viscosidad dinámica:	24
1.2.4.2 Viscosidad cinemática	25
1.2.4.3 Fluidos newtonianos y no newtonianos	25
1.2.4.4 Índice de Viscosidad	26
1.2.4.5 Unidades de la viscosidad:	31
2. MEZCLA	33
2.1 INTRODUCCIÓN	33
2.2 DEFINICIÓN DE MEZCLA	33
2.3 MECANISMOS DE MEZCLA Y VISCOSIDAD	34
2.3.1 Mezcla Laminar	35
2.3.2 Mezcla Turbulenta	35
2.4 COMPOSICIÓN	36
2.4.1 Porcentaje másico:	36
2.4.2 Porcentaje en volumen.	36
2.4.3 Porcentaje molar.	37
2.5 CONCENTRACIÓN	37

2.5.1 Molaridad:	37
2.5.2 Molalidad:	37
2.5.3 Normalidad:	37
2.6 FORMAS DE MEZCLADO	38
2.6.1 Mezcla Lineal	39
2.6.1.1 Porcentaje de agua	42
2.6.1.2 Porcentaje de cenizas	42
2.6.1.3 Porcentaje de sedimento	42
2.6.1.4 Porcentaje de Níquel y Vanadio:	42
2.6.1.5 Porcentaje de azufre	42
2.6.1.6 Presión de Vapor Reid - (RPV):	43
2.6.2 Mezcla No Lineal	43
2.6.2.1 Gravedad API	44
2.6.2.2 Viscosidad	44
2.6.2.3 Punto de Fluidez	46
2.6.2.4 Punto de Inflamación o chispa	46
3. MEZCLADOR ESTÁTICO	51
3.1 DEFINICIÓN	51
3.2 APLICACIÓN	52
3.3 PROCESOS DE MEZCLA	54
3.4 NÚMERO DE ELEMENTOS DE UN MEZCLADOR ESTÁTICO	56
3.5 CALIDAD DE MEZCLA	59
3.6 DIMENSIONAMIENTO DE MEZCLADOR ESTÁTICO	61
3.6.1 Número de Reynolds	61
3.6.2. Velocidad	62
3.6.3 Número de elementos	62
3.6.4 Longitud del Mezclador y Diámetro	63
3.6.5 Pérdidas de Presión por Fricción	63

4. APLICACIÓN CAMPO TISQUIRAMA	67
4.1 LOCALIZACIÓN	67
4.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO	68
4.3. INFORMACIÓN POZO TISQUIRAMA 7	72
4.4. INFORMACIÓN POZO TISQUIRAMA 9	76
4.5. INFORMACIÓN SISTEMA DE MEZCLA POZO TISQUIRAMA 7 Y 9	80
4.6. CÁLCULOS HIDRÁULICOS LÍNEA DE PRODUCCIÓN	83
4.6.1. Resultados Pozo Tisquirama 7	84
4.6.2. Resultado Pozo Tisquirama 9	85
4.6.3. Resultado Mezcla pozos Tisquirama 7 y 9	86
4.7. DIMENSIONAMIENTO DE MEZCLADOR ESTÁTICO	87
4.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	93

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Clasificación tipo de Petróleo en relación a grados API	24
Tabla 1.2. Tabla de Deanny-Davis para valores de SSU a la temperatura de 210°F	27
Tabla 2.1. Clasificación procesos de Mezcla	34
Tabla 2.2. Propiedades del Petróleo que mezclan lineal	41
Tabla 2.3 Valores de VBN	47
Tabla 3.1. Aplicación mezclador Estático	53
Tabla.3.2.: Número de elementos para aplicaciones viscosas	57
Tabla 3.3. Parámetros de dimensionamiento de mezcladores estáticos (Ref Novatec)	57
Tabla 3.4. Parámetros de dimensionamiento de mezcladores estáticos (Ref Stamixco boletín GX 2.4)	58
Tabla 3.5. Número de elementos para diferentes aplicaciones	58
Tabla 4.1. Propiedades del Yacimiento ubicado en el Campo Tisquirama	72
Tabla 4.2. Potencial de Producción Pozo Tisquirama 7	73
Tabla 4.3. Resultados Assay muestra crudo Tisquirama 7	75
Tabla 4.4. Potencial de Producción Pozo Tisquirama 9	76
Tabla 4.5. Resultados Assay muestra crudo Tisquirama 9	79
Tabla 4.6. Resultados Assay muestra crudo Mezcla Tisquirama 7 y 9	82
Tabla 4.7. Cromatografía Gas Campo Tisquirama	83
Tabla 4.8. Datos de Producción y de fluidos pozos Tisquirama 7 y 9	84
Tabla. 4.9. Propiedades de Análisis Assay Tis7, Tis9 y Mezcla Tis 7 y 9 para los volúmenes producidos.	89

Tabla. 4.10. THP de flujo pozos Tisquirama 7 y 9, independiente y mezclados. 89

## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1.1. Fluidos Newtonianos y No Newtonianos: Esfuerzo cortante vs Velocidad de deformación angular	26
Gráfica 1.2. Variación de la viscosidad con la temperatura para el agua y el aire	28
Gráfica 1.3. Curva típica de viscosidad y temperatura para Petróleos	29
Gráfica 1.4. Viscosidad de Petróleo versus gravedad y temperatura	30
Gráfica 1.5. Viscosidad efectiva de una mezcla petróleo/agua	31
Gráfica 2.1: Representación de Mezclado de dos Componentes	38
Gráfica 3.1. Divisiones de flujo de un mezclador estático	55
Gráfica 3.2: Dirección de flujo reverso en mezclador estático	55
Gráfica 3.3: Mezclado radial en mezclador estático	56
Gráfica 3.4. Comparación de CoV de prueba y correlación experimental.	60
Gráfica 3.5. Comportamiento de Valores de CoV y número de elementos (Ref Stamixco boletín GX 2.4)	60
Gráfica 3.6: Relación L/D versus CoV	61
Gráfica 3.7 Diagrama de Moody	66
Gráfica 4.1. Localización geográfica Campo Tisquirama	67
Gráfica 4.2. Columna estratigráfica Formaciones Campo Tisquirama	70
Gráfica 4.3 Trazado línea pozo Tisquirama 7	73
Gráfico 4.4. Estado Mecánico Pozo Tisquirama 7	74
Gráfica 4.5. Trazado línea pozo Tisquirama 9	77
Gráfico 4.6. Estado Mecánico Pozo Tisquirama 9	78
Gráfica 4.7. Isométrico de Conexión Manifold distribuidor a Mezclador Estático	81

Gráfica 4.8. Perfil de caída de presión Temperatura Línea 4" Mezclador - Estación

87

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL MEZCLADO EN CABEZA DE POZO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO TISQUIRAMA DE LA SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A.

**AUTORES:** LEONARDO FRANCO SANDOVAL  
PEDRO NEL GALVIS VALDERRAMA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Propiedades de Mezcla, Mezcla, Mezclador estático, Crudo Pesado, Dilución.

### DESCRIPCIÓN

En el campo de Tisquirama existen formaciones con reservas de crudo medio (21,6 °API y punto de fluidez -24°C) y crudo pesado (9,6 °API y punto de fluidez de 27°C), actualmente el desarrollo del campo se centra a la extracción del crudo de 21,6 °API. El mezclado de petróleo en cabeza de pozo es una opción técnica y económicamente viable para desarrollar e incorporar reservas de Campos de petróleo que contengan formaciones con hidrocarburos de diferentes grados API, para el logro de la homogenización de las propiedades de los fluidos se implementa el mezclador estático como un equipo funcional por su alto rendimiento y bajo costo

El conocimiento conceptual de las propiedades de los fluidos en el sistema de producción, operación y tratamiento juega un papel importante en el proceso, permitiendo la optimización de los recursos en relación a equipos y tratamiento químico. En el contenido de la presente monografía presenta una recopilación técnica de los conceptos de propiedades básicas de los fluidos, mezcla de propiedades de los fluidos, dimensionamiento de un equipo mezclador estático, aplicación en campo y análisis de laboratorio.

Este texto se constituye en una herramienta básica de consulta para los estudiantes y profesionales, que les permita tener una aplicación académica y de industria en la ingeniería de Petróleos, que proyecten plantear esquemas novedosos para el mezclado de los fluidos en sus campos de producción.

---

\* Monografía.

\*\* Facultad Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Petróleos, Especialización en producción de Hidrocarburos  
Director: Ingeniero Nicolás Santos Santos, M.Sc.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF THE BEHAVIOR REOLOGICO OF THE BLENDED ONE IN HEAD OF WELL FOR THE IMPROVEMENT OF THE PRODUCTION IN THE FIELD TISQUIRAMA OF THE SOM DE GRMM DE ECOPETROL S.A\*

**AUTHORS:** LEONARDO FRANCO SANDOVAL  
PEDRO NEL GALVIS VALDERRAMA\*\*

**KEYWORDS:** Estates of Mixture, Mix, Heavy static, Raw Mixer, Dilution.

### DESCRIPTION

In the field of Tisquirama formations exist with reservations of raw half (21,6 °API and point fluency -24°C) and raw heavy (9,6 °API and point fluency of 27°C), at the moment the development of the field is centered to the extraction of the raw one of 21,6 °API. The blended of petroleum in well head i to technical and economically sustainable option to develop and to incorporates reservations of fields of petroleum that contain formations with hydrocarbons of different grades API, for the achievement of the homogenization of the estates of the fluids the static mixer it i implemented ace to functional team by their high-performance and low cost

The conceptual knowledge of the estates of the fluids in the production system, operation and treatment plays an important paper in the process, allowing the optimization of the resources in relation to teams and chemical treatment. In the content of the present monograph it presents a technical summary of the concepts of basic estates of the fluids, mixture of estates of the fluids, great of a team static mixer, application in field and laboratory analysis.

This text is constituted in a basic tool of consultation for the students and professionals that it allows them to have an academic application and of industry in the engineering of Petroleums that you/they plain to outline novel outlines for the blended of the fluids in its production fields.

---

\* Monograph.

\*\* Ability of Physiochemical Engineerings. School Engineer of Petroleums. Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: Engineer Nicolás Santos Santos, M.Sc.

## INTRODUCCIÓN

El petróleo se define como “Una mezcla de natural de hidrocarburos, la cual puede existir en estado sólido, líquido o gaseoso, dependiendo de la presión y temperatura a las cuales se encuentre sujeto”. En las formaciones estratigráficas de los Campos puede existir crudo de diferentes grados API el cual para el transporte y proceso de producción requiere de una parametrización de las variables de flujo. Las variables que más impactan los procesos de producción de petróleo son la viscosidad y el punto de fluidez.

Hoy en día existen muchos países que utilizan la tecnología de mezcla y emulsiones para reducir la viscosidad de crudos pesados, siendo el producto más conocido mezcla de nafta y la Orimulsión (combustible que contiene 70% de bitumen y 30% de agua), se consideran como crudos pesados, aquellos que poseen una densidad desde 934 kg/m<sup>3</sup> hasta 1000 kg/m<sup>3</sup> (densidad en grados API 10.1 a 22.3) y con una viscosidad muy elevada.

En el campo de Tisquirama existen formaciones con reservas de crudo medio (21,6 °API) y crudo pesado (9,6 °API), actualmente el desarrollo del campo se centra a la extracción del crudo de 21,6 °API, dejando de un lado la extracción de crudo pesado. Lo anterior motivado por el alto grado de viscosidad y el punto de fluidez asociado, el cual impactan al sistema de facilidades y tratamiento actual, así como el incremento de los costos.

En el desarrollo de esta monografía se centra en definir la opción mas económica y de mínimo impacto al sistema de facilidades y proceso de tratamiento, que permitan producir simultáneamente el petróleo de 21,6 °API con -24 °C de punto de fluidez y el Petróleo de 9,6 °API con 27°C de punto de fluidez, con el fin de

aumentar la producción del Campo y la incorporación de reservas a desarrollar, identificando las variables críticas de las propiedades básicas de los fluidos.

La estrategia planteada para la producción simultánea de petróleo de 21,6 °API y el Petróleo de 9,6 °API, es disminuir la viscosidad y mejorar el punto de fluidez, lo cual se proyecta conseguir con la dilución con petróleos medido de pozos aledaños en cabeza de pozo, obteniendo una mezcla de menor viscosidad y peso, y un punto de fluidez bajo, para el logro de la homogenización de las variables de flujo se implementa el mezclador estático como un equipo de alto rendimiento y bajo costo.

Para llegar a entender el concepto de Mezcla se deben identificar las variables que relacionan las propiedades físicas de los fluidos en el procesos de producción de Hidrocarburos en los campos de Petróleo, El MEZCLADO es el proceso según el cual varios componentes se ponen en contacto, de tal forma que al final de la operación se obtenga un sistema homogéneo a cierta escala (desde molecular hasta macroscópica).

El mezclado se obtiene mediante un proceso de AGITACIÓN, que se lleva a cabo bien sea en un tanque, o bien sea en forma continua, por ejemplo en un mezclador estático. Según se trate de mezclar o dispersar dos fluidos miscibles o inmiscibles, un sólido en un líquido, un gas en un líquido, o dos sólidos granulados, el problema tecnológico puede ser muy diferente. El ingeniero de proceso debe en todo caso escoger el tipo de equipo mezclador, optimizar y calcular la energía a suministrar para alcanzar un cierto grado de mezclado

El tema de mezcla de propiedades de fluidos se presenta en este trabajo, como fundamentación teórica básica para las posteriores aplicaciones de las tecnologías que existen actualmente para los diferentes procesos en el transporte de crudo pesado.

El objetivo de este trabajo es presentar una alternativa de producción de petróleo pesado y liviano en el Campo Tisquirama, que permitan desarrollar las reservas existentes y así incrementar la producción, lo anterior utilizando los diferentes conceptos de propiedades de fluidos, mezcla y mezclador estático, que permitan tener una aplicación académica y de industria. La alternativa que se presenta en este estudio es la dilución, de petróleos de diferentes grados API y diferentes propiedades de fluidos, y la aplicación de un mezclador estático en cabeza de pozo, con el objeto de mejorar los procesos de producción, incorporar reservas, desarrollar campos, optimizar los recursos e implementar tecnologías funcionales que favorezcan la economía de los proyectos.

# 1. PROPIEDADES BÁSICAS DE FLUIDOS

## 1.1 INTRODUCCIÓN

Para describir el equipo usado en los procesos y técnicas para dimensionamiento y especificaciones de equipos es necesario definir algunas propiedades básicas de los fluidos.

La mayor parte de los productos de origen petrolífero son mezclas más o menos sencillas en el caso de los gases, pero muy complejas al tratarse de fracciones líquidas

## 1.2 PROPIEDADES BÁSICAS

Las propiedades que se describen hacen relación a las principales características como:

- Densidad
- Gravedad Específica
- Gravedad API
- Viscosidad

### 1.2.1 Densidad específica o absoluta

La densidad está definida como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia.

$$\rho = \frac{m_{\text{petroleo}}}{V}$$

Ecuación 1.1

Donde:

$\rho$  = Densidad, gramo/cm<sup>3</sup>

m = Masa, gramos

V = volumen, cm<sup>3</sup>

La densidad puede ser expresada en dos escalas.

- La densidad relativa (Gravedad Específica)
- Gravedad API (American Petroleum Institute), dada en grados, que nos proporciona una idea de la calidad del crudo. La densidad del petróleo a condiciones estándar (stock tank oil) es evaluado por la gravedad API.

### 1.2.2 Gravedad específica o densidad relativa

La gravedad específica de un líquido es la relación de la densidad de un líquido a 60 °F a la densidad del agua pura.

$$S.G = \frac{\rho_{\text{petroleo}} \quad lb/pt^3}{\rho_{\text{agua}} \quad lb/pt^3}$$

Ecuación 1.2

$$S.G = \frac{\rho \quad lb/pt^3}{62,4 \quad lb/pt^3}$$

Ecuación 1.3

$$S.G \text{ a } 60 \text{ } ^\circ F = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5}$$

Ecuación 1.4

Donde:

S.G= Gravedad específica de un líquido (agua = 1)

$\rho$  = densidad del fluido en lb /pie<sup>3</sup>

°API = Gravedad API del petróleo líquido

La gravedad específica de un gas es la relación de la densidad de un gas a la densidad del aire a condiciones estándar de presión y temperatura (60 °F y 14.7 psia). Esta puede ser relacionada con el peso molecular por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{MW}{29} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

$$\rho_g = 2.70 \frac{SP}{TZ} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

$$\rho_g = 0.093 \frac{(MW)P}{TZ} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde:

S= Gravedad específica de un gas (aire = 1)

$\rho_g$  = densidad del gas en lb /pie<sup>3</sup>

$\rho_a$  = densidad del aire en lb /pie<sup>3</sup>, la densidad del aire a condiciones estándar a 60 °F y 14.7 psia es de 0,0764 lb/pie<sup>3</sup>

MW = Peso molecular

P= Presión, psia.

T= Temperatura, °R

Z= Factor compresibilidad del gas

### 1.2.3 Gravedad API

La gravedad API es una medida que tan pesado o liviano es un petróleo líquido comparado con el agua. La referencia comúnmente utilizada es 60/60°F, aunque

se pueden encontrar otras referencias como 20/20°C ó 20/4°C. La gravedad API está relacionada por la siguiente ecuación

$$API = \frac{141.5}{S.G.} - 131.5 \quad \text{Ecuación 1.8}$$

El petróleo está clasificado como liviano, medio, pesado y extra pesado de acuerdo a la medición del grado API. La tabla siguiente se relaciona la clasificación del petróleo en relación a los grados API.

**Tabla 1.1. Clasificación tipo de Petróleo en relación a grados API**

TIPO DE PETROLEO	°API	DENSIDAD (kg/m3)
Liviano	> 31,1	< 870
Medio	22,3 - 31,1	920 - 870
Pesado	10,0 - 23,3	1.000 - 920
Extra Pesado	< 10	> 1000

#### 1.2.4 Viscosidad

Esta propiedad es un parámetro de un fluido que indica la resistencia a fluir, como resultado de la interacción y cohesión de sus moléculas. Esta es una propiedad dinámica y que puede ser medido únicamente cuando el fluido esta en movimiento. Hay dos expresiones para la viscosidad:

- Viscosidad absoluta (dinámica)  $\mu$
- Viscosidad cinemática  $\gamma$ .

**1.2.4.1 Viscosidad dinámica:** El principio de viscosidad de Newton establece que: para un flujo laminar de ciertos fluidos llamados newtonianos, la tensión

cortante en una interface tangente a la dirección de flujo, es proporcional al gradiente de la velocidad en dirección normal a la interface.

**1.2.4.2 Viscosidad cinemática:** Frecuentemente en los cálculos de mecánica de fluidos se presenta el cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido. Por ello, de manera convencional, la viscosidad cinemática se define como la razón entre la viscosidad dinámica y la densidad. La expresión que relaciona la viscosidad absoluta y la cinemática está dada por la siguiente ecuación

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho} \qquad \text{Ecuación 1.9}$$

Donde:

$\mu$  = Viscosidad absoluta (dinámica), centipoise.

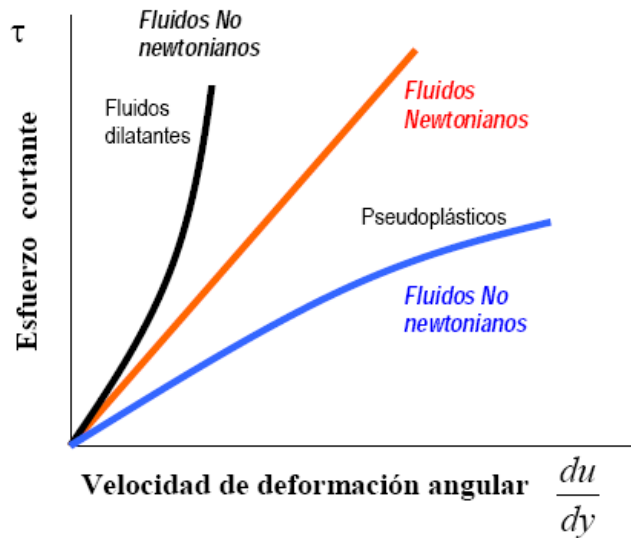
$\gamma$  = Viscosidad cinemática, centistoke.

$\rho$  = Densidad, gramo/cm<sup>3</sup>.

**1.2.4.3 Fluidos newtonianos y no newtonianos:** Los fluidos se clasifican desde el punto de vista de la relación que existe entre la viscosidad y la velocidad de deformación en fluidos newtonianos y fluidos no newtonianos.

- Fluido newtoniano es todo fluido que se comporta según la Ley de Newton de la viscosidad. Es decir que la viscosidad es función exclusiva de la condición del fluido (Petróleo, agua, gasolina, alcohol, glicerina, etc.).
- Los fluidos no newtonianos no se comportan de acuerdo con la Ley de Newton de la viscosidad. La viscosidad del fluido no newtoniano depende del gradiente de velocidad, además de la condición del fluido (Seudoplásticos, fluidos dilatadores, fluidos de Bingham).

**Gráfica 1.1. Fluidos Newtonianos y No Newtonianos: Esfuerzo cortante vs Velocidad de deformación angular**



**1.2.4.4 Índice de Viscosidad:** Nos indica cuanto cambia la viscosidad con la temperatura, un fluido con índice de viscosidad alto muestra un cambio pequeño en su viscosidad con la temperatura. Un fluido con índice de viscosidad bajo muestra un cambio grande en su viscosidad con la temperatura. El índice de viscosidad está determinado por la medición de la viscosidad cinemática de la muestra de fluido a 104°F y a 212°F, y con la comparación de estos valores con los de ciertos fluidos de referencia a los que se les asignó valores de referencia de índice de viscosidad 0 y 100. El ASTM D 2270 proporciona el método completo.

- I.V. = 0            – No estable
- I.V. hasta 75    – Poco estable
- I.V. hasta 200 – Muy estable

En función de los parámetros SSU y SSF y mediante la utilización de la tabla de Deanny-Davis se puede calcular el Índice de Viscosidad para la muestra empleando la siguiente ecuación:

$$I.V. = \frac{L-U}{L-H} * 100$$

Ecuación 1.10

Donde “L” y “H” se obtienen de la tabla de Deanny-Davis con el valor de los SSU a 210°F y “U” corresponde al tiempo SSU a 100°F.

**Tabla 1.2. Tabla de Deanny-Davis para valores de SSU a la temperatura de 210°F**

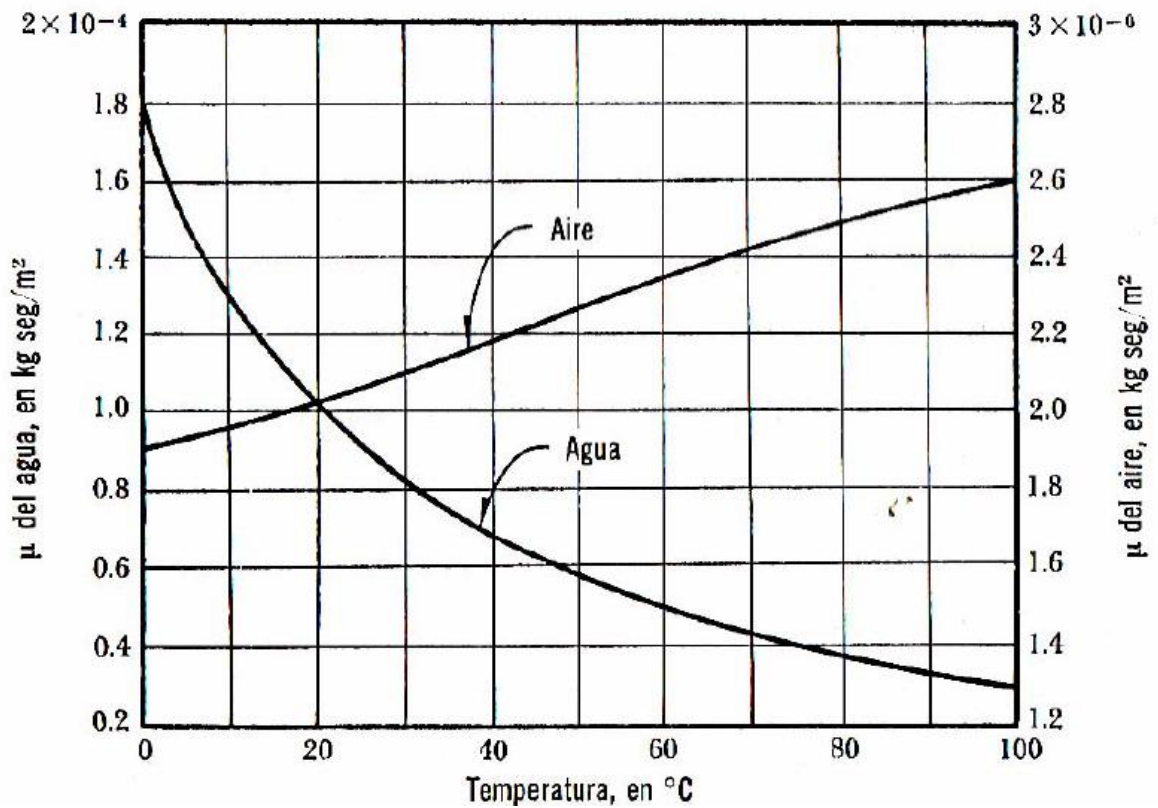
SSU 210°F	H	L
40	93	107
41	109	137
42	124	167
43	140	197
44	157	228
45	173	261
46	189	291
47	205	325
48	222	356
49	238	389
50	255	422
51	272	456
52	288	491
53	305	525
54	322	561
55	339	596
56	356	632
57	374	669
58	391	706
59	408	743
60	426	781
61	443	819
62	461	857
63	478	897
64	496	936
65	514	976
66	532	1016
67	550	1057
68	568	1098
69	586	1140
70	604	1182
71	623	1225
72	641	1268
73	660	1311
74	647	1355
75	697	1399
76	716	1444
77	734	1489
78	753	1534

SSU 210°F	H	L
79	772	1580
80	791	1627
81	810	1674
82	829	1721
83	849	1769
84	868	1817
85	888	1865
86	907	1914
87	927	1964
88	947	2014
89	996	2064
90	986	2115
91	1006	2166
92	1026	2217
93	1046	2270
94	1066	2322
95	1087	2375
96	1107	2428
97	1128	2481
98	1148	2536
99	1168	2591
100	1189	2646
101	1210	2701
102	1231	2757
103	1252	2814
104	1273	2870
105	1294	2928
106	1315	2985
107	1337	3043
108	1356	3102
109	1379	3161
110	1401	3220
111	1422	3280
112	1444	3340
113	1468	3400
114	1488	3462
115	1510	3524
116	1532	3585
117	1554	3648

SSU 210°F	H	L
118	1576	3711
119	1598	3774
120	1620	3838
121	1643	3902
122	1665	3966
123	1688	4031
124	1710	4097
125	1733	4163
126	1756	4229
127	1779	4296
128	1802	4363
129	1825	4430
130	1848	4498
131	1871	4567
132	1894	4636
133	1918	4705
134	1941	4775
135	1965	4845
136	1988	4915
137	2012	4986
138	2036	5058
139	2060	5130
140	2084	5202
141	2108	5275
142	2132	5348
143	2156	5422
144	2180	5496
145	2205	5570
146	2229	5645
147	2254	5721
148	2278	5796
149	2303	5873
150	2328	5949
151	2353	6026
152	2378	6104
153	2403	6182
154	2428	6260
155	2453	6339

La viscosidad de un fluido cambia con la temperatura. La viscosidad de un líquido decrece con el incremento de temperatura, mientras la viscosidad de un gas decrece inicialmente con incremento de temperatura y luego incrementa con más incrementos de la temperatura.

**Grafica 1.2. Variación de la viscosidad con la temperatura para el agua y el aire**



En la ausencia de datos de laboratorio existen correlaciones que relacionan la viscosidad y la temperatura, conociendo la gravedad del petróleo. La siguiente ecuación relaciona la viscosidad, gravedad y temperatura, la cual fue desarrollada por Beggs and Robinson después de observar 460 sistemas de petróleo.

$$\mu = 10^x - 1$$

Ecuación 1.11

$$x = y(T)^{-1.163}$$

Ecuación 1.12

$$y = 10^z$$

Ecuación 1.13

$$Z = 3.0324 - 0.2023G$$

Ecuación 1.14

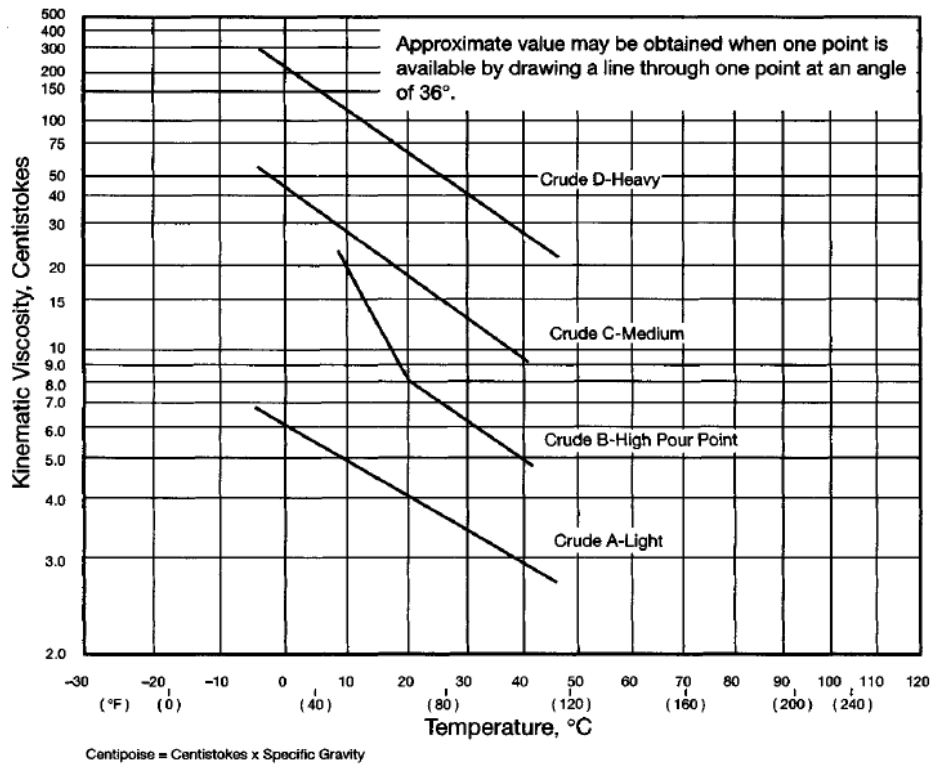
Donde:

$\mu$  = Viscosidad absoluta petróleo, centipoise.

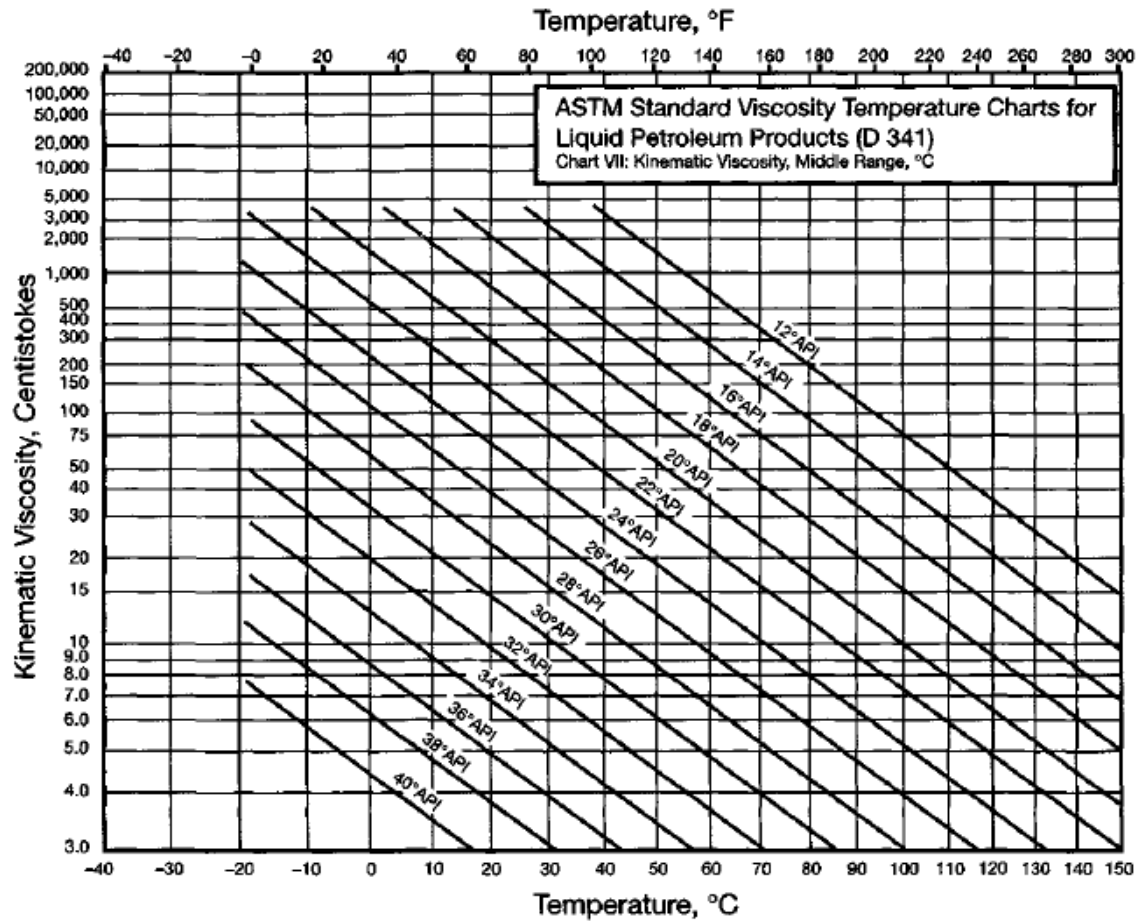
T = Temperatura del petróleo, °F.

G = Gravedad del petróleo API.

**Grafica 1.3. Curva típica de viscosidad y temperatura para Petr6leos**



Gráfica 1.4. Viscosidad de Petróleo versus gravedad y temperatura



Cuando una emulsión de agua y petróleo está formada, la viscosidad de la mezcla es más alta que la viscosidad del petróleo y viscosidad del agua. Hay una ecuación que relaciona datos de laboratorio en el campo Louisiana.

La ecuación modificada de Vand's asumiendo 70% como punto rompimiento de la emulsión está dada por la ecuación:

$$\frac{\mu_{eff}}{\mu_c} = 1 + 2.5\phi + 10\phi^2 \quad \text{Ecuación 1.15}$$

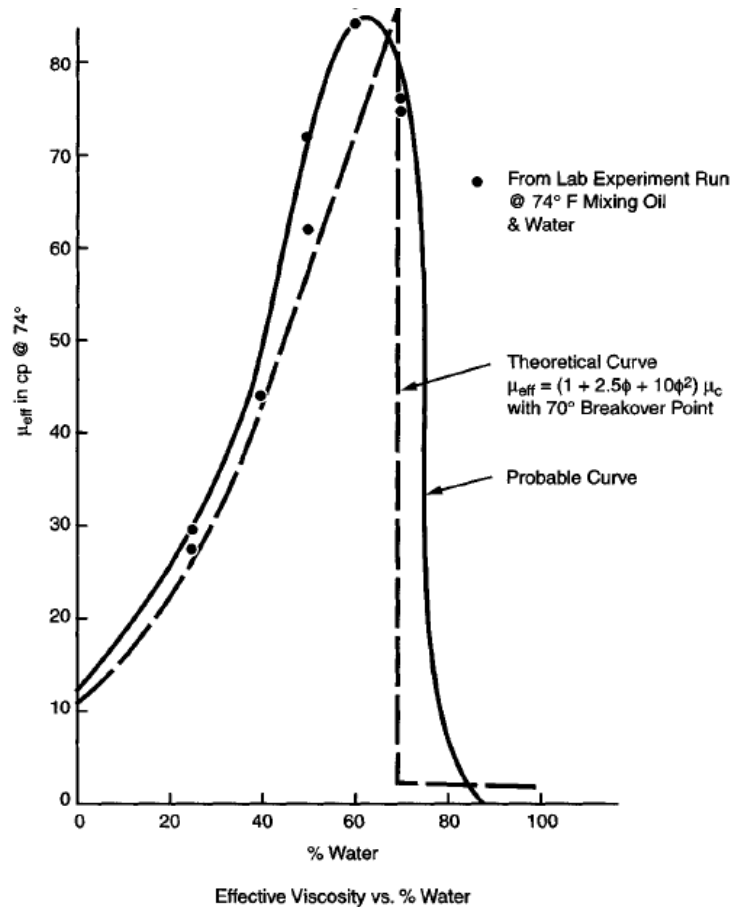
Donde:

$\mu_{eff}$  = Viscosidad efectiva.

$\mu_c$  = Viscosidad de la fase continua

$\Phi$  = Fracción de volumen de la fase discontinua

**Gráfica 1.5. Viscosidad efectiva de una mezcla petróleo/agua**



**1.2.4.5 Unidades de la viscosidad:** Las dimensiones de la viscosidad dinámica o absoluta son:  $[\mu] = ML^{-1}T^{-1}$ ; por tanto, en el S.I. la unidad es  $kg/(m \cdot s)$  o  $Pa \cdot s$ .

En el sistema CGS, la unidad de la viscosidad absoluta es  $g/(cm \cdot s)$ , que se denomina poise (P). Debido a que la viscosidad del agua a 1 atm y 20°C es del orden de 0.01 P, es decir un centipoise, es usual este término como unidad de viscosidad absoluta.

El cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad, se denomina viscosidad cinemática. Las dimensiones de la viscosidad cinemática son:  $[\nu] = L^2T^{-1}$ , con lo que en el SI la unidad es:  $m^2/s$ . En el sistema CGS la unidad es el  $cm^2/s$  que se denomina stokes (St). Debido a que la viscosidad cinemática del agua a 1 atm y  $20^\circ C$  es del orden de 0.01 St, es decir un centistokes, es usual este término como unidad de viscosidad cinemática.

La relación de unidades de viscosidad en los sistemas de unidades SI y CGS es:

-Viscosidad absoluta o dinámica ( $\mu$ ):      1 P = 0.1 Pa s      1cP =  $10^{-3}$  Pa s  
-Viscosidad cinemática ( $\nu$ ):                      1 St =  $10^{-4}$   $m^2/s$       1cSt =  $10^{-6}$   $m^2/s$ .

Además de expresar la viscosidad cinemática en centistokes, se han utilizado varias escalas:

- Segundos Redwood (R").
- Segundos Saybolt (S").
- Grados Engler (E°)

## **2. MEZCLA**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En los procesos de producción de hidrocarburos el mezclado es una operación rutinaria, durante el proceso de producción de hidrocarburos existen en el proceso, en algún momento, una operación de mezcla. Una alta eficiencia de los procesos de mezclado, en los sistemas de producción y calidad, tiene un importante impacto en la cadena de valor de la Industria de Petróleo. La tecnología de Mezclado es adquirida de los fabricantes de equipos

Los criterios de mezcla están dados por los diferentes componentes, volúmenes a mezclar de los productos que intervienen en la mezcla.

### **2.2 DEFINICIÓN DE MEZCLA**

El mezclado se define como la dispersión de un componente en por lo menos otro, combinándolos hasta lograr un producto homogéneo, para lo cual se requieren cambios de ubicación. Mezclar consiste en reunir dos o más productos en proporciones que permitan que el producto de mezcla contenga propiedades de los componentes mezclados.

Para que haya mezcla, es necesario que haya interpenetración de las partículas que ocupan las diferentes zonas del volumen a mezclar. El volumen o escala de cada muestra da, así mismo, la medida de la finura de mezcla. La mezcla es óptima si se puede constatar la interpenetración de las partículas, cualesquiera que sean las dimensiones de las muestras consideradas, es decir, que esta

Interpenetración exista entre regiones próximas unas a otras, y de volumen 1 dm<sup>3</sup>, - 1 cm<sup>3</sup>, - 1 mm<sup>3</sup>, etc.

Los procedimientos matemáticos permiten predecir con exactitud aceptable las proporciones de los componentes y propiedades de una mezcla de componentes. Los procesos de mezcla se pueden clasificar como:

**Tabla 2.1. Clasificación procesos de Mezcla**

TIPO DE APLICACIÓN	PROCESOS	
	FÍSICOS	QUÍMICOS
Suspensión	Líquido -Sólido	Disolución
Dispersión	Líquido - gas	Absorción
Emulsión	Líquido inmiscible	Extracción
Mezclado	Líquido miscible	Reacción
Bombeo	Movimiento fluido	Transferencia Calor

### 2.3 MECANISMOS DE MEZCLA Y VISCOSIDAD

La influencia de la viscosidad se expresa, en general, a través del número de Reynolds. La aparición de movimientos turbulentos corresponde a un número de Reynolds cercano a 8000. Las turbulencias aumentan con dicho número y se acompañan con un cambio de la operación en la evolución de mezcla. Esta se vuelve completamente turbulenta para un Reynolds superior a 30.000.

En un medio, de alta viscosidad, donde las transmisiones de movimiento de una partícula a otra se realizan con dificultad, es necesario que todas las regiones del volumen de mezcla, incluida la proximidad inmediata de las paredes, entren en contacto directo con el elemento de mezcla.

### **2.3.1 Mezcla Laminar**

La mezcla en régimen laminar se alcanza a través de la división, transposición y recombinación repetida del flujo de líquido alrededor del elemento de mezcla. Los componentes a ser mezclados se propagan en un gran número de finas capas. En un mezclador estático está compuesto de un número determinado de idénticos elementos de mezcla. A mayor número de éstos, más finas son las capas, y mejor la homogeneidad alcanzada.

Los movimientos que comportan rotaciones de partículas con relación a las partículas cercanas, llevan el nombre de remolinos. Los remolinos se producen en la estela de los obstáculos, y mueren por efecto de rozamiento de las diferentes partículas entre sí. Aportan al fluido gradientes de velocidad elevados, y constituyen, pues, factores de mezcla muy eficaces. Sin embargo, su vida y eficacia están muy ligadas a la viscosidad del medio a mezclar. En flujo laminar no hay mezclado radial, la distribución parabólica de la velocidad de los vectores de velocidad son paralelos.

### **2.3.2 Mezcla Turbulenta**

La mezcla turbulenta se produce incluso en una tubería vacía dependiendo del régimen de flujo. Mediante la instalación de un mezclador estático, la distancia para alcanzar una buena homogeneidad puede verse reducida en un factor de 10 a 30, y además de una forma controlada. El mezclador estático deberá tener uno o varios elementos creando remolinos en el flujo.

En medio líquido, el fenómeno hidrodinámico típico que da lugar a una interpenetración de las partículas es el fenómeno de turbulencia. Se dice que hay turbulencia cuando se añaden, a la velocidad media de una partícula, velocidades transversales y longitudinales variables en el tiempo, en dirección y en intensidad.

Se asume que estas velocidades transversales y longitudinales aseguran una mezcla eficaz, puesto que transportan las partículas fluidas de una zona hacia las zonas más próximas.

## **2.4 COMPOSICIÓN**

Existen varias formas de expresar la concentración de las mezclas sólidas, líquidas o gaseosas. Para las siguientes definiciones, la suma de los porcentajes es igual a 100, y la suma de las fracciones es igual a 1. En el caso de mezclas de gases ideales, el valor numérico de la composición en volumen es igual a la composición molar.

### **2.4.1 Porcentaje másico:**

Indica la relación entre la masa de cada componente y la masa total de la mezcla multiplicada por cien. El porcentaje másico se denomina fracción másica ( $x_i$ ):

$$X_i = \frac{\text{masa del componente } i}{\text{masa total de mezcla}} * 100 \quad \text{Ecuación 2.1.}$$

A veces se utilizan los términos porcentaje en peso y fracción en peso, los cuales son equivalentes numéricamente a los ya definidos.

### **2.4.2 Porcentaje en volumen.**

Indica la relación entre el volumen de cada componente y la masa total de la mezcla multiplicada por cien. El porcentaje volumétrico se denomina fracción volumétrica ( $v_i$ ):

$$v_i = \frac{\text{volumen del componente } i}{\text{volumen total de mezcla}} * 100 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

### 2.4.3 Porcentaje molar.

Indica la relación entre el número de moles de cada componente y el número total de moles de la mezcla multiplicada por cien. El porcentaje molar se denomina fracción molar ( $y_i$ ):

$$y_i = \frac{\text{moles del componente } i}{\text{moles total de mezcla}} * 100 \quad \text{Ecuación 2.3.}$$

## 2.5 CONCENTRACIÓN

Existen otras relaciones que indican la masa por unidad de volumen como:

### 2.5.1 Molaridad:

Se define como el número de moles de un soluto presente en un litro de solución.

### 2.5.2 Molalidad:

Indica el número de moles de un soluto disuelto en un kilogramo de disolvente.

### 2.5.3 Normalidad:

Se define como el número de equivalentes de soluto presentes en un litro de solución.

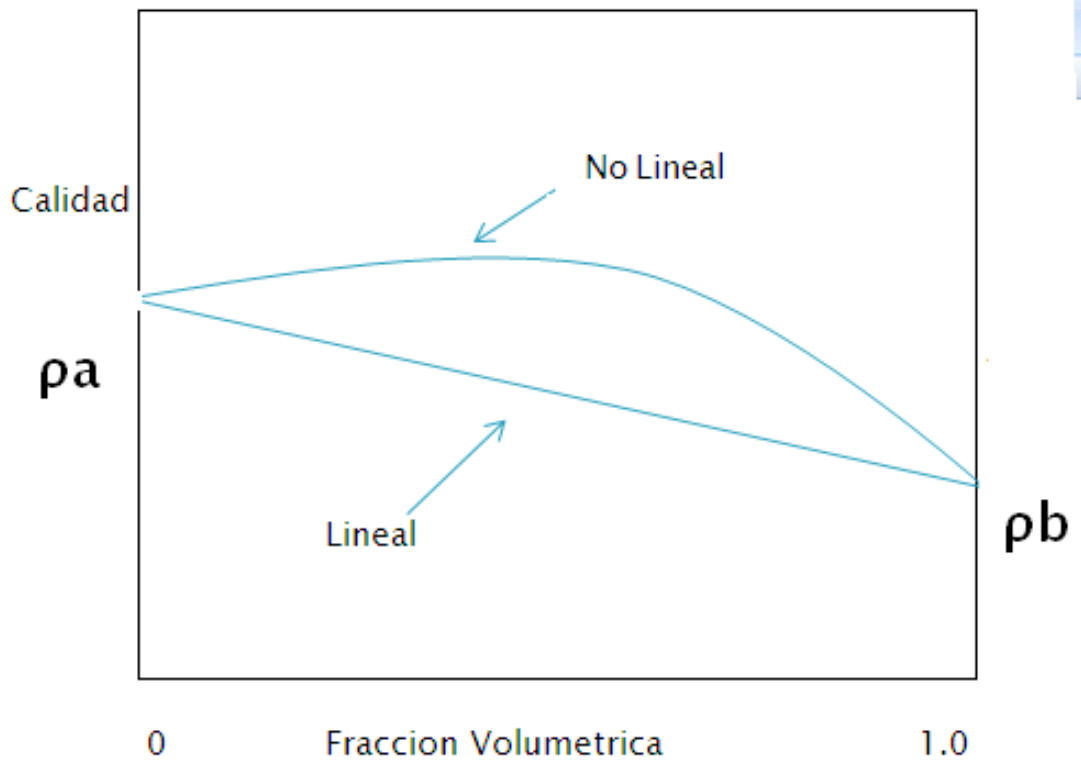
## 2.6 FORMAS DE MEZCLADO

Las formas de mezclado de los componentes del petróleo pueden ser por:

- Volumen o fracciones volumétricas
- Peso o fracciones molares

Hay algunas propiedades de los hidrocarburos que mezclan linealmente por volumen o por fracciones volumétricas.

**Grafica 2.1: Representación de Mezclado de dos Componentes**



### 2.6.1 Mezcla Lineal

Hay propiedades de los hidrocarburos que mezclan linealmente por volumen o peso, existen otras propiedades que también mezclan linealmente usando fracciones por peso o molares.

Las ecuaciones que clarifican los conceptos se pueden relacionar como:

$$V_m = V_a + V_b \quad \text{Ecuación 2.4.}$$

$$\rho_m = (V_a * \rho_a + V_b * \rho_b) / (V_a + V_b) \quad \text{Ecuación 2.5.}$$

$$\rho_m = (V_a * \rho_a + V_b * \rho_b) / (V_m) \quad \text{Ecuación 2.6.}$$

$$\rho_m = \left(\frac{V_a}{V_m}\right) * \rho_a + \left(\frac{V_b}{V_m}\right) * \rho_b \quad \text{Ecuación 2.7.}$$

$$\rho_m = (X_a * \rho_a + X_b * \rho_b) \quad \text{Ecuación 2.8.}$$

$$1 = (X_a + X_b) \quad \text{Ecuación 2.9.}$$

Donde:

- $\rho_m$ : Densidad de mezcla
- a: Componente a
- b: Componente b
- $v_a$ : Volumen a, bbls
- $v_b$ : Volumen b, bbls
- $\rho_a$ : Densidad componente a, lb/bbl

- $\rho_b$ : Densidad componente b, lb/bbl
- $V_m$ : Volumen de mezcla
- $X_a$ : Fracción volumétrica componente a
- $X_b$ : Fracción volumétrica componente b

Las ecuaciones que aplican a sistemas lineales de mezclado se clasifican en:

### Con base en Volumen

$$\rho_m = (X_a * \rho_a + X_b * \rho_b + \dots + X_n * \rho_n) \quad \text{Ecuación 2.10.}$$

$$\rho_m * V_m = (V_a * \rho_a + V_b * \rho_b + \dots + V_n * \rho_n) \quad \text{Ecuación 2.11.}$$

$$0 = X_a * (\rho_a - \rho_m) + X_b * (\rho_b - \rho_m) + \dots + X_n * (\rho_n - \rho_m) \quad \text{Ecuación 2.12.}$$

$$0 = V_a * (\rho_a - \rho_m) + V_b * (\rho_b - \rho_m) + \dots + V_n * (\rho_n - \rho_m) \quad \text{Ecuación 2.13.}$$

### Con base en peso

$$SG_m * \rho_m = X_a * SG_a * \rho_a + X_b * SG_b * \rho_b + \dots + X_n * SG_n * \rho_n \quad \text{Ecuación 2.14.}$$

Donde:

SG: Gravedad específica del componente

### Con base Molar

$$\left( SG_m * \frac{\rho_m}{M_m} \right) = \left( \frac{X_a}{M_a} \right) * SG_a * \rho_a + \left( \frac{X_b}{M_b} \right) * SG_b * \rho_b + \dots + \left( \frac{X_n}{M_n} \right) * SG_n * \rho_n \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde:

M:           Peso molecular del componente

Otras Ecuaciones utilizadas en mezclas lineales

$$Vm = Va + Vb + \dots + Vn \quad \text{Ecuación 2.16}$$

$$\frac{X1*SG1}{M1} + \frac{X2*SG2}{M2} + \dots + \frac{Xn*SGn}{Mn} = \frac{SGm}{Mm} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

En la tabla 2.2. se relacionan algunas propiedades del análisis Assay que se realiza al petróleo que mezclan linealmente por volumen o peso.

**Tabla 2.2. Propiedades del Petróleo que mezclan lineal**

Propiedades	Mezcla	
	Volumen	Peso
Contenido de agua	X	
Presión Vapor Reid	X	
Contenido de Cenizas		X
Residuo de Carbón Micro		X
Calor combustión bruto		X
Contenido de Ceras		X
Contenido de Sedimentos		X
Contenido de Níquel		X
Contenido de Vanadio		X
Contenido de Azufre		X

**2.6.1.1 Porcentaje de agua:** El contenido de agua mezcla linealmente como porcentaje en volumen.

$$\% \text{ Bsw. mezcla} = (X_i * \%BSW_i.) + \dots + (X_n * BSW_n.) \quad \text{Ec. 2.18}$$

**2.6.1.2 Porcentaje de cenizas:** El contenido de cenizas mezcla linealmente como porcentaje en peso.

$$\% \text{ Cenizas. mezcla} = (X_i * S.G.i * \%Cenizai.) + \dots + (X_n * S.G.n * \%Cenizan)$$

Ec. 2.19

**2.6.1.3 Porcentaje de sedimento:** El contenido de sedimento mezcla linealmente como porcentaje en peso.

$$\% \text{ Sedimento. mezcla} = (X_i * S.Gi.* \%S.i) + \dots + (X_n * S.Gn.* \%Sn.) \quad \text{Ec. 2.20}$$

**2.6.1.4 Porcentaje de Níquel y Vanadio:** El contenido de Níquel y vanadio están dadas en PPM mezcla linealmente como porcentaje en peso.

$$\% \text{ PPM. mezcla} = (X_i * S.G.i * \%PPMi.) + \dots + (X_n * S.G.n * \%PPMn.) \quad \text{Ec. 2.21}$$

**2.6.1.5 Porcentaje de azufre:** El porcentaje de azufre mezcla linealmente como porcentaje en peso.

$$\% \text{ Azufre} = (X_i * S.G.i * \%azufre.i) + \dots + (X_n * S.G.n * \%azufre)n \quad \text{Ec. 2.22}$$

Los compuestos de azufre presentes en el crudo, pueden ser corrosivos o no. Atendiendo a la cantidad de azufre presente, los crudos suelen denominarse corrosivos (agrios) o dulces. No existe mundialmente un criterio numérico, para la

clasificación; pero los valores adoptados comercialmente, se encuentran entre los siguientes límites:

Petróleo dulce: Menos del 0,5% S

Petróleo medio: Entre 0,5 y 2% S

Petróleo agrio: Mas del 2% S

**2.6.1.6 Presión de Vapor Reid - (RPV):** El valor de presión de vapor de la mezcla se determina mediante el índice de cierre de vapor (ICV) que mezcla linealmente en volumen y conociendo de la curva de destilación el porcentaje de recuperación a 70°C (158°F).

$$ICV_m = (RPV_i + 1.13 * \%rec \text{ a } 70^\circ C)_i + \dots + (RPV_n + 1.13 * \%rec \text{ a } 70^\circ C)_n \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$\% \text{ rec a } 70^\circ C_m = (X_i * \%rec \text{ a } 70^\circ C)_i + \dots + (X_n * \%rec \text{ a } 70^\circ C)_n \quad \text{Ec. 2.24}$$

$$RPV_m = (ICV_m - 1.13 * \%rec \text{ a } 70^\circ C)_m \quad \text{Ecuación 2.25}$$

## 2.6.2 Mezcla No Lineal

Hay propiedades de los hidrocarburos que no mezclan linealmente entre estas propiedades se relacionan:

- Gravedad API
- Viscosidad
- Punto Fluidez
- Punto Inflamación
- Punto Congelación

Para poder mezclar estas propiedades se debe convertir las calidades a una nueva calidad llamada índice de mezcla, el cual puede mezclarse linealmente por volumen.

**2.6.2.1 Gravedad API:** La gravedad API no mezcla linealmente, pero la gravedad específica si mezcla linealmente

$$S.G. \text{ mezcla} = (X_i * S.G.)_1 + \dots + (X_n * S.G.)_n \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$API = \frac{141.5}{S.G.} - 131.5 \quad \text{Ec. 2.24}$$

**2.6.2.2 Viscosidad:** La viscosidad no mezcla linealmente, se hace necesario emplear índices de mezcla, denominados V.B.N. correspondiente a cada una de las viscosidades de cada componente. Existe una correlación para determinar la viscosidad de la mezcla dada por la ecuación de Antoine

$$\text{Log } \mu_m = X_c * \text{Log } \mu_c + X_d * \text{Log } \mu_d \quad \text{Ecuación 2.25}$$

Donde:

- $\mu_m$ : Viscosidad de mezcla
- $\mu_c$ : Viscosidad de la fase continua
- $\mu_d$ : Viscosidad de la fase discontinua

Las ecuaciones para convertir diferentes unidades de viscosidad establecen:

$$\mu = \gamma * S.G. \quad \text{Ecuación 2.26}$$

$$SSU = 4,6347 * \gamma \quad \text{Ecuación 2.27}$$

$$SSF = \gamma * 0,4717$$

Ecuación 2.28

Donde

$\mu$ : Viscosidad absoluta, cp

$\gamma$ : Viscosidad Cinemática, centistoke

SSU: Segundo Saybolt Universal

SSF: Segundo Saybolt Furol

Para determinar de la mezcla mediante los índices de mezcla, se hallan los respectivos V.B.N. de la tabla 2.3, previa conversión de unidades de viscosidad para cada crudo y se plantea la ecuación:

$$V.P.N \text{ mezcla} = (X_i * V.B.N)_1 + \dots + (X_n * V.B.N.)_n \quad \text{Ec. 2.29}$$

$$\text{Visc. mezcla(SSF A } 122^\circ\text{F)} = \frac{(X_i * V.B.N * Visc.)_1 + \dots + (X_n * V.B.N * Visc)_n}{V.P.N \text{ mezcla}} \quad \text{Ec. 2.30}$$

La viscosidad de una mezcla no es aditiva y puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$vism = \left( \left( \frac{V_a + \dots + V_n}{\left( \frac{V_1}{\sqrt{SSU_a}} \right) + \dots + \left( \frac{V_n}{\sqrt{SSU_n}} \right)} \right) \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.31}$$

Donde:

vism: Viscosidad mezcla en SSU

Va: Volumen componente a, en barriles

Vn: Volumen componente n, en barriles

SSUa: Viscosidad componente a, en SSU

SSUn: Viscosidad componente  $\underline{n}_i$  en SSU

**2.6.2.3 Punto de Fluides:** El punto de fluides no mezcla linealmente, se hace necesario factores de linealización para el crudo.

**2.6.2.4 Punto de Inflamación o chispa:** El punto de inflamación o chispa no mezcla linealmente, se hace necesario emplear factores de linealización en base molar.

**Tabla 2.3 Valores de VBN**

SSF 122°f	VALORES DE VBN									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
24	29,78	29,75	29,72	29,67	29,63	29,62	29,59	29,56	29,52	29,48
25	29,46	29,43	29,40	27,33	29,55	29,32	29,38	29,26	29,24	29,21
26	29,18	29,16	29,13	29,11	29,08	29,05	28,03	29,81	28,98	28,90
27	28,94	29,92	28,90	28,89	28,85	28,83	28,81	29,79	28,76	28,74
28	28,72	28,70	28,68	28,66	28,64	28,62	20,86	28,30	28,66	28,34
29	28,52	28,50	28,48	28,46	28,44	28,42	28,40	28,38	28,36	28,34
30	28,33	28,31	28,29	28,27	28,25	28,23	28,41	28,19	28,17	28,15
31	28,13	28,11	28,09	28,07	28,05	28,03	28,01	27,89	27,97	27,95
32	27,94	27,92	27,90	27,67	27,87	27,85	27,84	27,65	27,80	27,79
33	27,77	27,75	27,74	27,72	27,70	27,69	27,67	27,48	27,64	27,52
34	27,60	28,58	27,57	27,55	27,54	27,52	27,51	27,34	27,48	27,46
35	27,44	27,43	27,41	27,40	27,39	27,37	27,35	27,19	27,32	27,31
36	27,29	27,28	27,28	27,25	27,23	27,22	27,20	27,06	27,17	27,16
37	27,15	27,14	27,12	27,11	27,10	27,00	27,07	26,92	27,06	27,03
38	27,02	27,00	20,99	26,98	26,95	26,94	26,94	26,80	25,91	27,03
39	26,89	26,88	26,87	26,85	26,84	26,83	26,81	26,67	25,79	26,77
40	26,70	26,75	26,70	26,72	26,71	26,70	26,69	26,57	26,65	26,65
41	26,64	26,63	26,62	26,61	26,60	26,57	26,58	26,46	26,50	26,55
42	26,53	26,52	26,61	26,50	25,49	26,48	26,47	26,35	26,45	26,44
43	26,42	26,41	26,40	26,39	26,39	25,37	26,35	26,34	26,34	26,33
44	26,31	26,30	26,29	26,28	26,27	26,26	26,25	26,30	26,30	26,22
45	26,20	26,19	26,10	26,17	26,15	26,15	26,14	26,02	26,12	26,11
46	26,08	26,05	26,07	26,05	26,05	26,04	26,03	25,92	26,01	26,00
47	25,98	25,97	25,96	25,95	25,99	25,94	25,83	25,85	25,92	25,91
48	25,90	25,09	25,88	25,87	25,87	25,88	25,85	25,84	25,84	25,83
49	25,02	25,81	25,80	25,79	25,79	25,78	25,77	25,76	25,76	25,75

**SSF**  
**122°f**

**VALORES DE VBN**

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
50	25,74	26,65	25,59	25,59	25,42	25,34	25,26	25,19	25,10	25,00
60	24,95	24,88	24,81	25,75	24,69	24,61	24,55	24,48	24,41	24,23
70	24,20	24,23	24,17	24,12	24,06	24,01	23,95	23,90	23,89	23,79
80	23,73	23,67	23,82	23,57	23,52	23,47	13,42	23,37	23,32	23,27
90	23,22	23,17	23,13	23,09	23,05	13,01	22,97	22,93	22,09	22,03
100	22,81	22,78	22,75	22,71	22,69	22,85	22,81	22,59	22,55	22,51
110	22,48	22,45	22,42	22,39	22,55	22,32	22,29	22,25	20,22	22,19
120	22,16	22,13	22,10	22,88	22,05	23,03	22,00	21,97	22,94	21,92
130	21,89	21,86	21,83	21,81	21,78	21,75	21,73	21,70	22,67	21,65
140	21,62	21,60	21,58	21,55	21,53	21,51	21,48	21,46	21,43	21,41
150	21,39	21,37	21,25	21,53	21,20	21,10	2,28	21,23	21,21	21,19
160	21,17	21,14	21,12	21,10	21,08	21,06	21,04	21,08	21,00	20,98
170	20,96	20,94	20,92	20,90	20,89	20,87	20,85	20,84	20,82	20,80
180	20,78	20,75	20,74	20,72	20,71	20,69	20,67	20,64	2,64	20,60
190	20,60	20,58	20,56	20,55	20,53	20,51	20,49	20,48	20,46	20,45
200	20,43	20,42	20,40	20,39	20,37	20,36	20,34	20,33	20,21	20,29
210	20,28	20,27	20,26	20,34	20,23	20,21	20,20	20,18	20,17	20,15
220	20,14	20,13	20,11	20,10	20,08	20,07	20,05	20,04	20,02	20,01
230	20,20	19,99	19,97	19,96	19,94	19,93	19,91	19,90	19,80	18,87
240	19,86	19,85	19,94	19,82	19,91	19,80	19,89	19,77	19,76	19,74
250	19,73	19,72	19,71	18,89	19,83	19,67	19,65	19,64	19,63	19,61
260	19,60	19,59	19,50	19,57	19,55	19,54	19,53	19,51	19,50	19,48
270	19,48	19,46	19,46	19,44	19,45	19,42	19,41	19,40	19,39	19,38
280	19,37	19,35	19,34	19,33	19,32	19,31	19,30	19,19	19,18	19,17
290	19,26	19,25	19,24	19,23	19,22	19,21	19,20	19,19	19,18	19,17

**SSF**  
**122°f**

**VALORES DE VBN**

	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
300	19,16	19,07	18,92	18,89	18,81	18,72	18,63	15,55	18,46	18,37
400	18,28	18,21	18,14	18,07	17,99	17,92	17,85	17,77	17,70	17,63
500	17,56	17,51	17,46	17,41	17,35	17,30	17,25	17,19	17,14	17,09
600	17,04	17,00	16,96	16,92	16,87	16,83	16,79	16,74	16,70	18,68
700	16,62	16,57	15,95	16,52	16,49	16,45	16,41	16,38	16,34	16,31
800	19,28	16,25	16,22	16,19	16,15	16,12	16,09	16,05	16,02	15,99
900	15,96	15,93	15,90	15,87	15,85	15,82	15,79	15,77	15,74	15,71
1000	15,68	15,65	15,83	15,60	15,58	15,55	15,53	15,50	15,48	15,45
1100	15,42	15,40	15,38	15,36	15,33	15,31	15,27	15,28	15,24	15,22
1200	15,20	15,17	15,15	15,13	15,11	15,07	15,07	15,05	15,03	15,01
1300	14,99	14,97	14,95	14,93	14,91	14,89	14,87	14,85	14,83	14,81
1400	14,79	14,77	14,75	14,73	14,71	14,69	14,67	14,65	14,63	14,61
1500	14,60	14,50	14,56	14,55	14,53	14,52	14,50	14,49	14,47	14,45
1600	14,44	14,42	14,41	14,39	14,39	14,36	14,35	14,33	14,32	14,30
1700	14,29	14,27	14,26	14,24	14,23	14,21	14,20	14,18	14,17	14,15
1800	14,14	14,13	14,11	14,10	14,08	14,07	14,05	14,08	14,02	14,01
1900	14,00	13,99	13,98	13,96	13,95	13,94	13,92	13,91	13,90	13,88

**SSF**  
**122°f**

**VALORES DE VBN**

	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900
2000	13,07	13,78	13,69	13,60	13,50	13,41	13,32	13,22	13,13	13,04
3000	12,85	12,90	12,84	12,79	12,73	12,67	12,62	12,56	12,51	12,45
4000	12,39	12,34	12,27	12,25	12,20	12,16	12,11	12,07	12,02	11,98
5000	11,93	11,89	11,83	11,81	11,77	11,73	11,69	11,65	11,61	11,57
6000	11,53	11,50	11,47	11,44	11,40	11,37	11,34	11,36	11,27	11,24
7000	11,21	11,18	11,15	11,12	11,09	11,06	11,03	11,00	10,97	10,94
8000	10,92	10,89	10,87	10,84	10,82	10,79	10,77	10,74	10,78	10,69
9000	10,67	10,64	10,62	10,59	10,59	10,56	10,54	10,52	10,50	10,40
10000	10,46	10,44	10,42	10,49	10,39	10,36	10,34	10,32	10,30	10,30
11000	10,26	10,24	10,22	10,21	10,19	10,17	10,18	10,14	10,12	10,11
12000	10,09	10,07	10,05	10,04	10,02	10,00	9,99	9,97	9,95	9,94
13000	9,92	9,90	9,89	9,87	9,85	9,04	9,83	9,81	9,79	9,78
14000	9,77	9,76	9,74	9,73	9,71	9,70	9,68	9,67	9,65	9,64
15000	9,63	9,62	9,61	9,50	9,59	9,57	9,58	9,54	9,53	9,52
16000	9,51	9,49	9,48	9,47	9,46	9,45	9,44	9,43	9,42	9,41
17000	9,40	9,38	9,37	9,36	9,35	9,34	9,33	9,32	9,31	9,30
18000	9,29	9,28	9,27	9,26	9,25	9,24	9,23	9,22	9,21	9,20
19000	9,19	9,18	9,17	9,16	9,15	9,14	9,13	9,12	9,11	9,10

	0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
20000	9,09	9,01	8,93	8,85	8,78	8,70	8,63	8,63	8,41	8,40
30000	8,32	8,27	8,22	8,17	8,11	8,64	8,01	7,93	7,90	7,83
40000	7,80	7,76	7,72	7,69	7,64	7,60	7,56	7,58	7,48	7,44
50000	7,40	7,37	7,34	7,31	7,27	7,24	7,21	7,17	7,16	7,11
60000	7,08	7,05	7,02	7,00	6,97	6,94	6,92	6,89	6,80	6,84
70000	6,81	6,78	6,76	6,74	6,72	6,70	6,60	6,66	6,64	6,64
80000	6,60	6,58	6,55	6,54	6,52	6,50	6,48	6,48	6,44	6,42
90000	6,40	6,38	6,36	6,34	6,33	6,31	6,29	6,28	6,26	6,24

### 3. MEZCLADOR ESTÁTICO

#### 3.1 DEFINICIÓN



El mezclado estático significa homogeneizar sin piezas móviles, las diferentes corrientes del caudal nos dan toda la energía necesaria para una mezcla completa, sin piezas en movimiento, el mezclador por sí mismo crea el efecto de mezclado mediante la disociación repetida y continua, expansión y reordenamiento de los componentes. El mezclador estático contiene internos tubulares de apropiada forma y resistencia para causar un efecto de mezcla o dispersión deseado, mediante el giro del fluido alrededor de elementos de mezcla inmóviles de adecuado diseño.

Un mezclador estático está compuesto por un conjunto de piezas o elementos estacionarios dispuestos a lo largo de una sección de tubería, los elementos dividen y re-dividen las corrientes en el ángulo correcto entre cada uno, cada elemento puede doblar el número de divisiones y re combinaciones del predecesor, que logra la mezcla de fluidos, utilizando la propia energía del flujo (bombeo). No solo combinan los fluidos eficientemente, sino que maximizan la transferencia de masa-calor. Para asegurar la mezcla óptima de los líquidos a combinar es necesario usar el acoplamiento correcto. Una entrada mediante una Té simple, sólo se usa en caso de que los caudales de ambos líquidos sean prácticamente iguales. Cuando la relación de caudales es mayor de 1:10 debe utilizarse un tubo inyector que permite añadir el caudal pequeño justo antes del mezclador, en medio de la tubería y en el mismo sentido de flujo.

El principio de diseño son canales de intersección abiertos, donde la mezcla no es aleatoria, sino que sigue un patrón geométrico reproducible con baja demanda energética y costos operativos (alta eficacia de mezcla con baja caída de presión y longitud de instalación), el número de elementos necesarios de mezcla para una aplicación específica dependerá de la homogeneidad requerida (expresada como desviación estándar) y de la relación volumétrica de los componentes ( $x: v1/(v1+v2).$ )

### **3.2 APLICACIÓN**

En la industria del Petróleo se ha implementado eficientemente los mezcladores estáticos, para aplicaciones, por ejemplo:

- Diluciones.
- Dispersión.
- Transferencia de calor, etc.

**Tabla 3.1. Aplicación mezclador Estático**

Aplicación	Régimen de Flujo	
	Laminar	Turbulento
Mezclado	X	X
Dispersión	X	X
Transferencia de Calor	X	
Flujo Tapón	X	
Reacción	X	X

Los mezcladores estáticos son una solución práctica, económica y eficiente para la mezcla conveniente de fluidos, los mezcladores estáticos ofrecen grandes ventajas como:

- Los mezcladores estáticos no requieren un suministro de energía, los productos a ser mezclados proporcionan toda la energía.
- La caída de presión es pequeña de modo que el consumo de energía sea bajo.
- No tienen ninguna parte móvil. Con elemento mezclador fijo o removible de acuerdo a la necesidad.
- Bajo costo, poco mantenimiento y larga duración, requieren un costo de inversión y operacional muy bajo.
- El rendimiento es predecible, uniforme y consistente. Su eficiencia nos permite, a veces, poder trabajar por gravedad.
- Aseguran un producto final homogéneo, la homogeneidad, expresada como una desviación de la media, es cuantificable.
- Son compactos y requieren un pequeño espacio.
- En diseño de Procesos aplica a mezcla en línea de líquidos, gases y sólidos.
- Mezcla predecible, dispersión y tiempo de reacción.
- Temperatura y velocidad uniforme, desde el centro hasta la pared del tubo.
- Diseñados para soportar grandes cambios de presión con pequeños diámetros.
- Fáciles de instalar, posibilidad de acoplamiento bridado o roscado.

- Previenen el sobre-mezclado, el sub-mezclado y el ensuciamiento de tuberías.
- Los mezcladores estáticos están disponibles en diferentes diseños o estilos.
- El mezclador estático puede alcanzar flujo turbulento con Número de Reynolds de 500, esto quiere decir que la mezcla con flujo turbulento se alcanza con solamente una cuarta parte del caudal.
- Los mezcladores estáticos están disponibles en diámetros de tubería desde  $\frac{3}{4}$ " hasta 1800 mm, y en una gran variedad de materiales.
- Con relación de esbeltez de 5 ( $L/D \approx 5$ ), el coeficiente de variación es menor de 0.05. Un valor de 0.05 (5%) representa un buen grado de homogeneización

En los sistemas viscosos, la viscosidad de la fase dispersa,  $\mu_d$ , normalmente es de más baja viscosidad de la fase continua,  $\mu_c$ , para relaciones de viscosidad  $\mu_c/\mu_d$  de 10.000: 1, la longitud del mezclador puede ser 1.5 a 3 veces más largo, de relaciones de viscosidad bajas.

### 3.3 PROCESOS DE MEZCLA

Los procesos de mezcla que se dan en un mezclador estático son:

- División de flujo: El flujo es dividido al paso de cada elemento de mezcla, este se divide en partes iguales, al pasar al siguiente elemento de mezcla, la división de flujo crece exponencialmente.

$$N = 2^n$$

Ecuación 3.1.

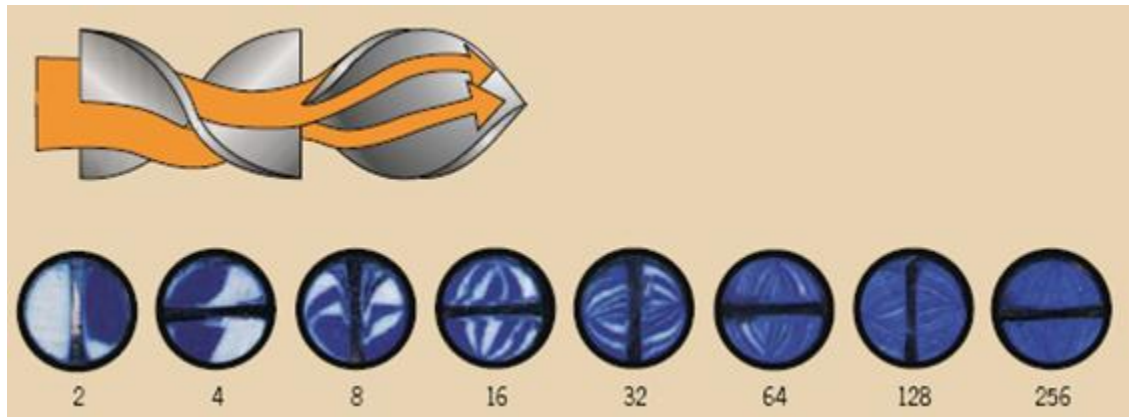
Donde:

N = Número de divisiones

n = Número de elementos de división

Para una aplicación de un mezclador estático de 8 elementos, el número de divisiones de flujo es de 256, y con 20 elementos es del orden de un millón de divisiones.

**Gráfica 3.1. Divisiones de flujo de un mezclador estático**



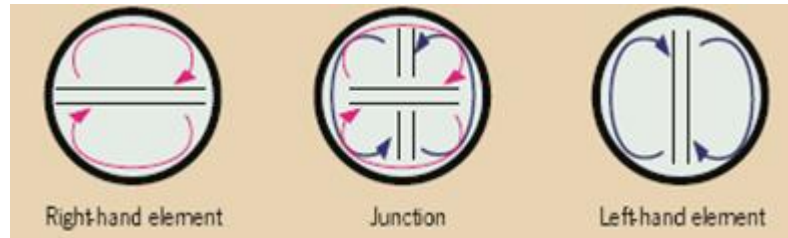
- Flujo Reverso: La rotación de circulación en una dirección de flujo producida en un elemento tiene flujo reverso en el siguiente elemento, esta acción crea un efecto de mezclado adicional, promoviendo la uniformidad del producto.

**Gráfica 3.2: Dirección de flujo reverso en mezclador estático**



- Mezcla Radial: Al paso de los fluidos por cada elemento es forzado, así que las partículas que entran al centro de la corriente son continuamente movidas al exterior y devuelto otra vez.

**Gráfica 3.3: Mezclado radial en mezclador estático**



### 3.4 NÚMERO DE ELEMENTOS DE UN MEZCLADOR ESTÁTICO

Cuando los fluidos involucrados son miscibles entre sí, este tipo de mezclas es considerado como el más sencillo, de esta forma, sólo es necesario uniformizar, es decir, llevar las variaciones de concentración a niveles aceptables.

En operaciones de mezclado se complican cuando los fluidos involucrados tienen grandes diferencias de densidades o de viscosidades. También existen muchos problemas cuando uno de los líquidos forma tan sólo una pequeña parte del volumen final de la mezcla.

Existen algunas orientaciones generales del número de elementos de un mezclador estático como.

- Los líquidos de baja viscosidad se mezclan con pocos elementos  $N$ , gracias al efecto combinado de separación de flujos y turbulencia. Los mezcladores grandes se aplican para líquidos de alta viscosidad con flujo laminar.

**Tabla.3.2.: Número de elementos para aplicaciones viscosas**

Aplicación	Elementos
Líquidos acuosos	6
Líquidos viscosos	11 - 16
Líquidos con relaciones de viscosidad a 1:1000	16-21
Líquidos con relaciones de viscosidad mayor de 1:1000	21 o más

- Las empresas fabricantes de mezcladores estáticos han desarrollado en relación a sus modelos el número de elementos en relación a los parámetros de número de Reynolds, relación de viscosidad, relación volumétrica y calidad de mezcla.

**Tabla 3.3. Parámetros de dimensionamiento de mezcladores estáticos (Ref Novatec)**

Régimen de Flujo	Re	No de Elementos	No. elementos a adicionar si la relación de <u>viscosidad</u> de los fluidos excede 1000:1	No. elementos a adicionar si la relación <u>volumétrica</u> de los fluidos excede 100:1
Laminar	< 1	24	6	6
	1 – 10	18	6	6
	11 – 50	14	6	6
	51 – 100	12	6	6
	101 – 500	10	6	6
Transición	501 – 1000	8	4	4
	1001 – 2000	6	4	4
Turbulento	2001 – 5000	4	2	2
	> 5000	2	2	2

**Tabla 3.4. Parámetros de dimensionamiento de mezcladores estáticos (Ref Stamixco boletín GX 2.4)**

Régimen de Flujo	Relación volumétrica de los fluidos A:B	Relación viscosidad de los fluidos A:B	No de Elementos		
			Homogeneidad 80%	Homogeneidad 95%	Homogeneidad 99%
			CoV = 0.2	CoV = 0.05	CoV = 0.01
Laminar	1:1	1:1 - 100:1	4	6 -7	9 - 10
	9:1	1:1 - 100:1	6	9	12
	99:1	1:1 - 100:1	9	12	15
	999:1	1:1 - 100:1	11	14	17

CoV : Coeficiente variación de mezcla (Calidad de mezcla).

- En la aplicación en las industrias se han determinado unas aproximaciones del número de elementos en relación a varios procesos y tipo de fluido.

**Tabla 3.5. Número de elementos para diferentes aplicaciones**

Elementos	Aplicación
4	Mezcla de gases Estratificación visible
6	Mezcla fluidos baja viscosidad Dilución de Medicinas Uniformidad de Temperatura Homogenización Fluidos altamente viscosos
12	Contacto Gas - Líquido Mezclas de aceites pesados Mezclas de fluidos de viscosidad media Aireación Extracción Emulsificación
18	Mezcla de sustancias de consistencia yogurt Mezclas de fluidos altamente viscosos
24	Mezclas de dos componentes de Resinas Intercambio calor

### 3.5 CALIDAD DE MEZCLA

La medida más usada para determinar la uniformidad en el proceso de mezclado es el coeficiente de variación (CoV), el cual es la relación de la desviación estándar en la composición ( $\delta$ ) y la composición media ( $C_m$ ).

$$CoV = \frac{\delta}{C_m} = \frac{\sqrt{\frac{\sum (C_i - C_{prom})^2}{N-1}}}{C_m} \quad \text{Ecuación 3.2.}$$

Donde:

N: Número de datos donde la concentración es medida

C<sub>i</sub>: Concentración local del aditivo en el punto de prueba

C<sub>prom</sub>: Es la concentración promedio del aditivo medido de cada una de las pruebas

C<sub>m</sub>: Es la concentración media teórica de cada una de las pruebas

Como una regla, en muchas operaciones industriales de mezclado se considera un valor de un coeficiente de variación del cinco por ciento (CoV=0.05) es completamente homogéneo, hay aplicaciones de mezclado que requieren CoV menores de 0.01. Una correlación experimental que establece una relación del CoV<sub>i</sub> a la entrada esta dado por:

$$CoV_i = \sqrt{\frac{1-\varphi_i}{\varphi_i}} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

$$\varphi_i = \frac{Q_i}{Q_t} \quad \text{Ecuación 3.4.}$$

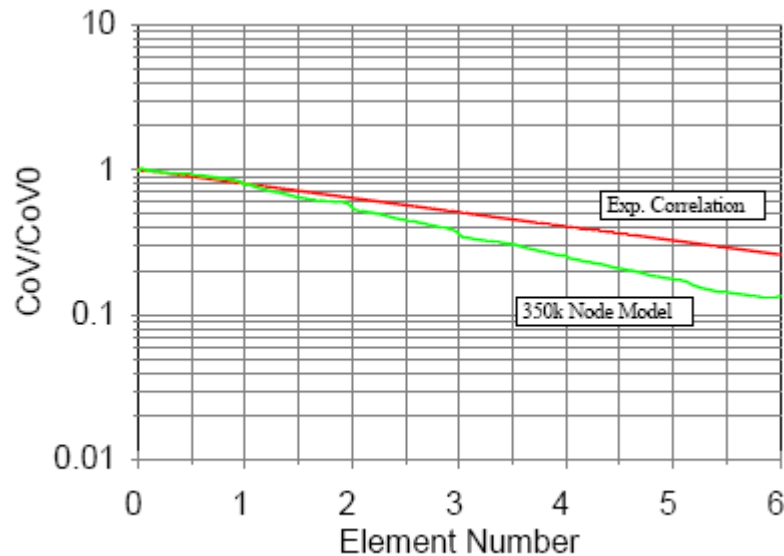
Donde:

Q<sub>a</sub>: Caudal de fluido del componente a mezclar.

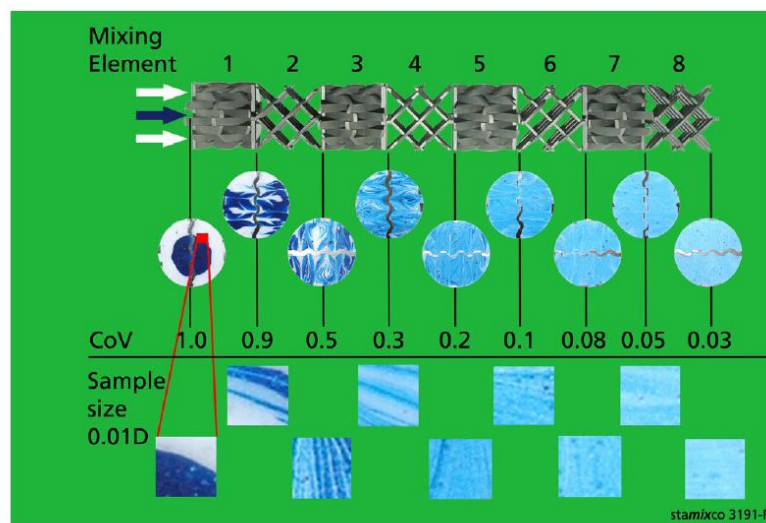
Q<sub>t</sub>: Caudal total

El coeficiente de variación de mezcla tiene una relación directa con el número de elementos y la relación L/D del mezclador, en las gráficas siguientes se observan estas relaciones, en la práctica se han observado relación de dimensionamiento recomendada de  $L/D=5$ .

**Gráfica 3.4. Comparación de CoV de prueba y correlación experimental.**

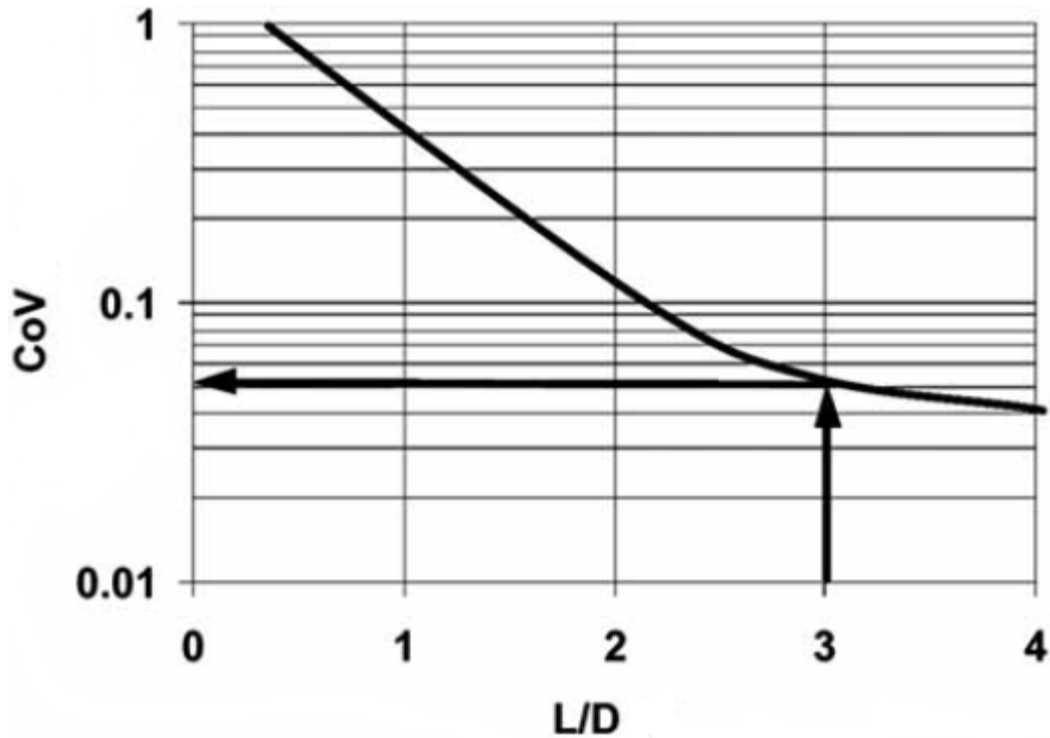


**Gráfica 3.5. Comportamiento de Valores de CoV y número de elementos (Ref Stamixco boletín GX 2.4)**



**Figure #5.** The Coefficient of Variation of mixing (CoV) for the Type GX static mixer in laminar flow is visualized in the above photographs.

Gráfica 3.6: Relación L/D versus CoV



### 3.6 DIMENSIONAMIENTO DE MEZCLADOR ESTÁTICO

#### 3.6.1 Número de Reynolds

El régimen de flujo, laminar o turbulento, determina los mecanismos y las relaciones a usar en la selección y el diseño detallado para los equipos de mezcla. El Número de Reynolds (Re) debe ser calculado para identificar si el flujo es turbulento, laminar o en transición. Puede ser calculado, así:

$$Re = \frac{3157 * Q * SG}{\mu * D}$$

Ecuación 3.5

Donde,

Q = Flujo (GPM)

SG = Gravedad Específica

$\mu$  = Viscosidad Absoluta (cPs)

D = Diámetro interno de tubería (pulg)

### 3.6.2. Velocidad

El cálculo de la velocidad, es:

$$V = \frac{0.408 * Q}{D^2}$$

Artículo I.

Ecuación 3.6

Donde,

V = Velocidad (pies/seg)

Q = Flujo (GPM)

D = Diámetro interno de tubería (pulg)

### 3.6.3 Número de elementos

Con el Número de Reynolds (Re) se determina el régimen de flujo para seleccionar el número de elementos requeridos, mediante la siguiente Tabla 3.3.

Régimen de Flujo	Re	No de Elementos	No. elementos a adicionar si la relación de <u>viscosidad</u> de los fluidos excede 1000:1	No. elementos a adicionar si la relación <u>volumétrica</u> de los fluidos excede 100:1
Laminar	< 1	24	6	6
	1 – 10	18	6	6
	11 – 50	14	6	6
	51 – 100	12	6	6
	101 – 500	10	6	6
Transición	501 – 1000	8	4	4
	1001 – 2000	6	4	4
Turbulento	2001 – 5000	4	2	2
	> 5000	2	2	2

### 3.6.4 Longitud del Mezclador y Diámetro

Para el cálculo de la longitud del Mezclador se toma el número de elementos y se multiplica por 1.2. Esta longitud está dada en pies.

El diámetro de la tubería se selecciona teniendo en cuenta el caudal, es un proceso interactivo de dimensionamiento.

### 3.6.5 Pérdidas de Presión por Fricción

Se calcula el factor de fricción para el mezclador estático, de las ecuaciones de Darcy que viene en términos de:

Para  $Re > 2000$

$$f = \left[ -2 * \log \left\{ \frac{95}{Re^{0.983}} - \frac{96.82}{Re} + \left( \frac{e}{D} \right) \right\} \right]^{-2}$$

Ecuación 3.7

Ecuación de Blasius para flujo turbulento;  $4000 < Re < 10.000$

$$f = \frac{0.079}{Re^{0.25}} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Para  $Re < 2000$

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

El valor de  $e$  (rugosidad de la superficie interna de la tubería) para efectos de cálculo del procedimiento adoptado es igual a 0.0018 pulgadas.

Con el factor de fricción calculado y la longitud del Mezclador, se calcula la pérdida de presión (PH) en el tubo sin los elementos de mezcla (tubo vacío).

$$PH = \frac{0.0135 * f * L * SG * Q^2}{D^5} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

En donde,

PH = Pérdida de presión con tubo vacío (psi)

$f$  = Factor de fricción de Darcy

L = Longitud del mezclador (pies)

SG = Gravedad Específica

Q = Flujo (GPM)

D = Diámetro (pulg)

Usando el Número de Reynolds, se calcula el Factor de Flujo ( $Ff$ ), el cual es un factor de corrección para compensar el incremento de las pérdidas de presión, ocasionadas por los elementos del mezclador comparado con las pérdidas que se presentan con la tubería vacía. De acuerdo con el régimen de flujo:

$$\text{Si } Re < 10, \quad Ff = 6.5 \quad \text{Ecuación 3.11}$$

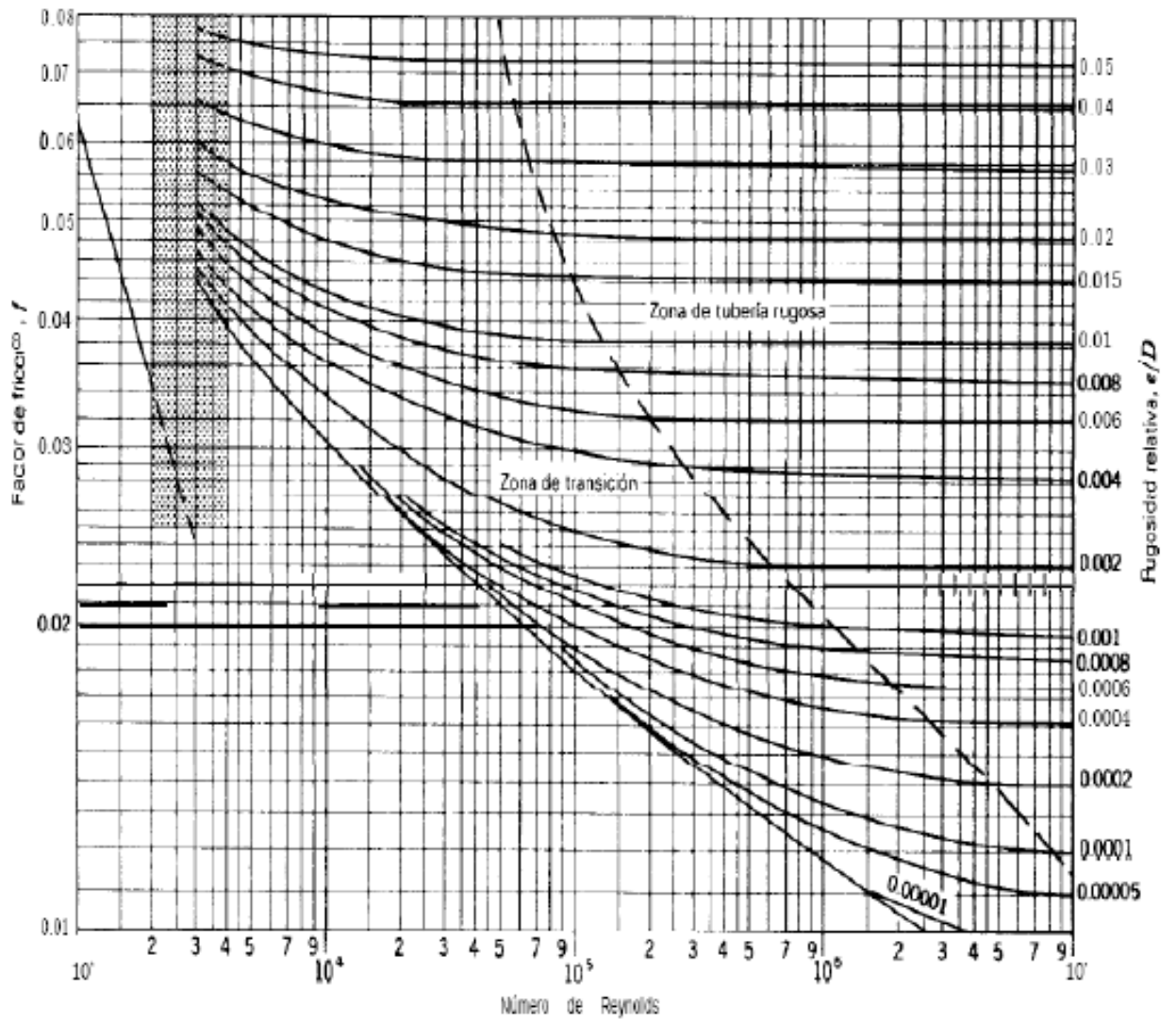
$$\text{Si } 10 < Re < 1000, \quad Ff = 1.53 * (Re)^{0.45} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

$$\text{Si } Re > 1000, \quad Ff = 8.5 \ln(Re) - 16 \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Con las pérdidas de presión en el tubo vacío y el coeficiente de flujo se determina la caída de presión en el Mezclador Estático, de acuerdo con:

$$\Delta P = PH * Ff \quad \text{Ecuación 3.14}$$

**Grafica 3.7 Diagrama de Moody**



## 4. APLICACIÓN CAMPO TISQUIRAMA

### 4.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Tisquirama se halla ubicado en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, al sur del departamento del Cesar, jurisdicción de los municipios de Aguachica y Río de Oro (Figura 1). Al norte se encuentra el Campo Los Ángeles, al sur el campo San Roque y el Campo Santa Lucía; 25 Km. al occidente se encuentra el Río Magdalena. Su principal vía de acceso es la troncal del Caribe, que comunica los municipios de Aguachica y Bucaramanga.

Gráfica 4.1. Localización geográfica Campo Tisquirama



## 4.2. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL CAMPO

La estratigrafía del área comprende rocas ígneas y metamórficas Pre-Mesozoicas hasta depósitos cuaternarios (gráfica 4.2). La mayoría de los pozos atravesaron la secuencia Terciaria presente hasta alcanzar las primeras capas de las rocas del Cretáceo Superior a una profundidad de 9000 a 12.000 pies.

**ESTRATIGRAFÍA** El ambiente sedimentario cambió gradualmente de continental a aguas salobres y hasta marino, producto de un evento transgresivo del mar. Las rocas predominantemente consisten de intercalaciones de calizas y arcillas con esporádicos niveles arenosos en alguna de sus formaciones.

**Formación Santos-Tambor** descansa conforme sobre las capas rojas del Jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareas.

**Formación Rosablanca** fue depositada en una plataforma de carbonatos localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo Temprano. Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Resultados de recientes investigaciones le asignan potencial generador de hidrocarburos.

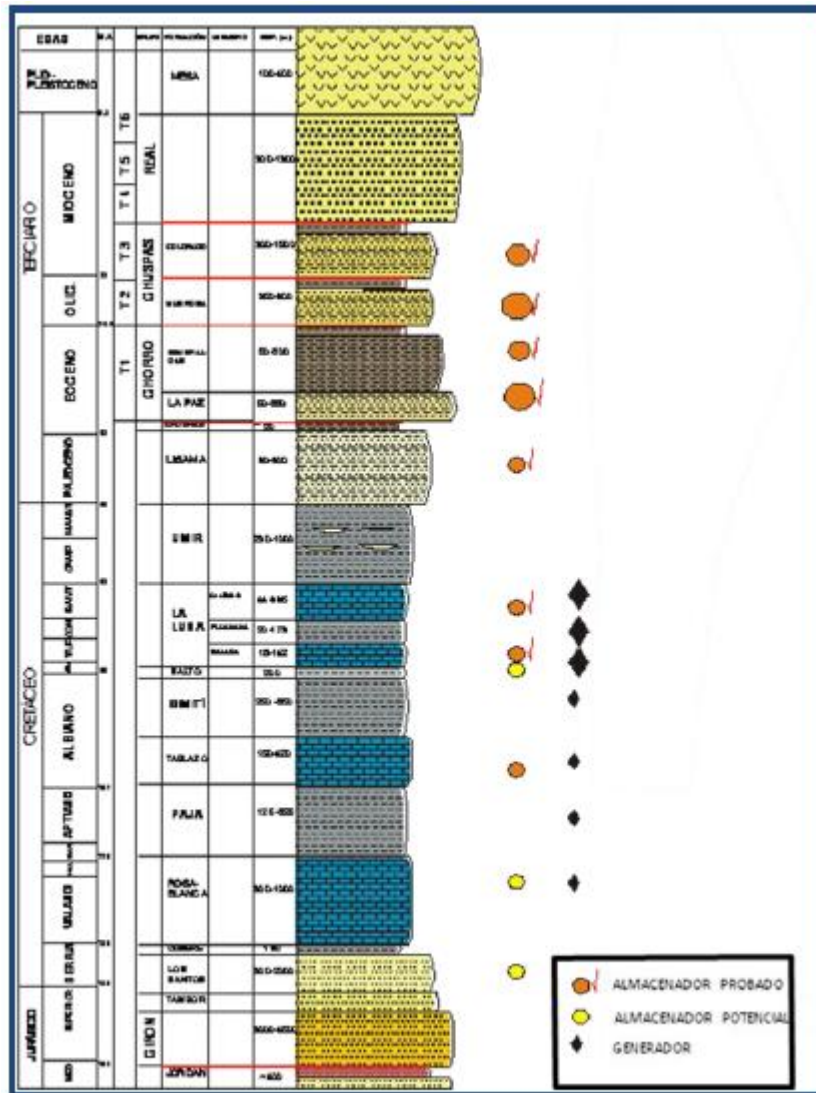
**Formaciones Paja, Tablazo, Simití y Salto**, contienen lodolitas grises, biomicritas, micritas y areniscas calcáreas depositadas en condiciones marinas. Estas rocas son consideradas como sellos además de rocas de sobrecarga para la maduración de la materia orgánica de la Formación Rosablanca.

**Formación La Luna** es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert.

**Formación Umir** de edad Campaniano-Mastrichtiano, suprayace a la Formación La Luna, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas que en general se consideran de bajo potencial almacenador, pero fueron probadas como productoras en el pozo Caimán-1, Tisquirama 6 y Los Angeles 12.

A finales del Cretácico y principios del Terciario se inicia un periodo de regresión marina, pasando por los estados sucesivos de ambientes de aguas salobres y finalmente a través de un levantamiento general, la depositación continental tiene lugar.

Gráfica 4.2. Columna estratigráfica Formaciones Campo Tisquirama



Columna generalizada con la secuencia litológica para el Valle Medio del Magdalena

**Miembro Lisama Superior** está constituido por intercalaciones de lutitas y arcillas interestratificadas con capas de areniscas grises, de grano fino a medio y numerosos mantos de carbón.

**Miembro Lisama Inferior**, para este estudio se dividió en 4 unidades; Lisama A, Lisama B, Lisama C y Lisama E, constituidas por areniscas grises, de grano fino a

medio, porosas y permeables. Todas las unidades de Lisama Inferior son productoras comerciales en el campo Tisquirama.

**Formación La Paz-Esmeraldas**, Eoceno medio-superior, fue depositada sobre la inconformidad del Eoceno, en una relación de onlap. Hacia el borde más oriental de la cuenca parece existir una relación de paraconformidad con la subyacente Formación Lisama. Consta en el área de intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, de color verde a gris, con limolitas, arcillolitas y areniscas lodosas. La relación con las rocas suprayacentes es de carácter paraconforme. Las rocas del Oligoceno están representadas por las Formaciones Mugrosa y Colorado del área del Valle Medio del Magdalena. Consta predominantemente de lodolitas rojas a marrón, blandas, limolitas y niveles delgados de arenisca de cuarzo, de grano fino a grueso, arcillosa, con trazas de pirita. La relación de estas unidades con las capas suprayacentes es una discordancia angular. Las rocas correspondientes a este período geológico se conocen en el área como Grupo Real y comprenden intercalaciones de areniscas cuarzo-feldespáticas, pobremente cementadas, de grano grueso, varicoloreadas, pobremente sorteadas, subangulares con trazas de limolitas con arcillas limosas, blandas de color rojo a rosado. En algunos niveles las areniscas se vuelven conglomeráticas y los niveles arcillosos presentan contenido de yeso.

**RESULTADOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.** Las siguientes tablas muestran los resultados correspondientes a las propiedades de yacimiento de las unidades de la Formación Lisama y Umir, en el campo Tisquirama, las cuales se obtienen mediante los diferentes estudios realizados durante la maduración del yacimiento.

**Tabla 4.1. Propiedades del Yacimiento ubicado en el Campo Tisquirama**

PROPIEDADES DE YACIMIENTO			
CAMPO	UNIDAD		
TISQUIRAMA	Lisama A	Lisama B + C + E	Umir
Petróleo in situ (MBls)	55.7	16.36	-
Profundidad Tope de Yacimiento (ft)	7200	7700	9000
Espesor neto Productor Promedio (ft)	121	138	40
Mecanismo(s) de Producción	Expansión de Roca y Fluido + Empuje de agua parcialmente activo.	Expansión de Roca y Fluido + Empuje de agua parcialmente activo.	-
Existe Capa de Gas	No	No	-
Temperatura de Yacimiento (°F)	157	169	170
Porosidad promedio (%)	15	15	12
Permeabilidad (mD)	270	270	2
Swi (%)	35	35	-
Gravedad *API	13	23	27
GOR (SCF/STB)	100	250	300
Viscosidad (Cp) – Yto.	468	10	-
Factor Volumétrico RB/STB	1.0716	1.14	-
Producción Acumulada (MBls)		5.29	-
Presión Inicial (Presión y Datum)	4.400 Psi @ -7500	4.250 Psi @ -9000	6.700 Psi @ -8.500
Presión Actual (Presión y Datum)	3.150 Psi @ -7500	2.000 Psi @ -9000, Intervalos 3.800 Psi.	6.700 Psi @ -8.500

### 4.3. INFORMACIÓN POZO TISQUIRAMA 7

La información básica consignada en este estudio, que permitirá realizar los cálculos hidráulicos que visualizan el efecto de las propiedades de los fluidos en las facilidades de superficie, hace relación a:

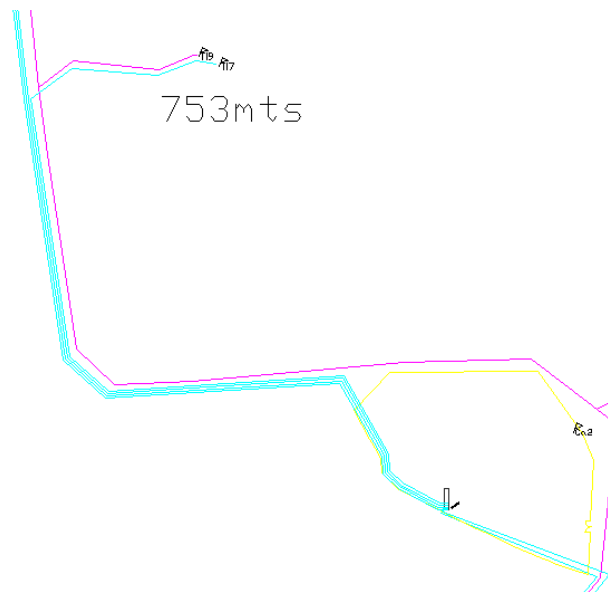
- Volúmenes de producción
- Sistema de levantamiento artificial
- Línea de Producción
- Estado mecánico del pozo
- Análisis de laboratorio del crudo (Assay).
- Sistema de Facilidades

**Tabla 4.2. Potencial de Producción Pozo Tisquirama 7**

POZO	TISQUIRAMA					
	ESTACIÓN	SIST LEV	Producción Total bfpd	BSW	Producción Neta bopd	GOR
<b>TIS 7</b>	TISQUIRAMA	BM	150	0,1	150	250

El pozo Tisquirama 7 tiene una línea de producción de 3 pulgadas SCH 40, la línea tiene una longitud de 750 metros que va desde el pozo hasta la estación, sobre marco al aire, la estación opera a una presión de 30 psig.

**Gráfica 4.3 Trazado línea pozo Tisquirama 7**



### Gráfico 4.4. Estado Mecánico Pozo Tisquirama 7

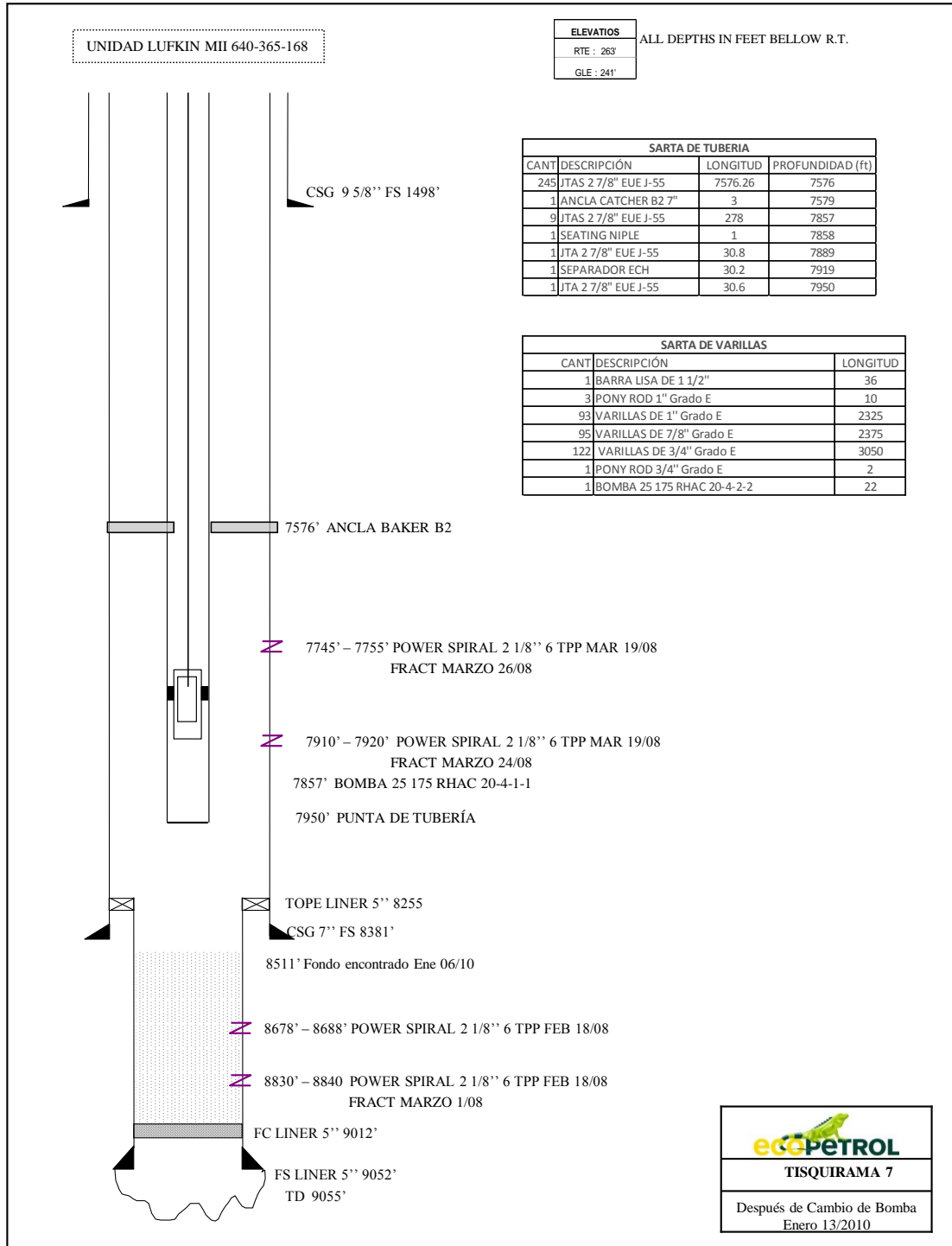


Tabla 4.3. Resultados Assay muestra crudo Tisquirama 7

Análisis	Método	Unidades	200524490 Crudo Tisquirama 7 (30-04-10)	
Destilación Simulada	ASTM D 5307-(07)	prm	---	
IBP		°C	0.900	
5 %Volumen		°C	111.6	
10%Volumen		°C	173.4	
20%Volumen		°C	271.0	
30%Volumen		°C	343.8	
40%Volumen		°C	409.7	
50 %Volumen		°C	465.5	
60 %Volumen		°C	523.0	
66 %Volumen		°C	557.6	
67%Volumen	°C	563.1		
Gases Disueltos	ICP PTE 117020	prm	---	
Parafinas		% Peso	1.931	
I-Parafinas		% Peso	1.319	
Aromáticos		% Peso	0.035	
Mono-Aromáticos		% Peso	0.035	
Naftenos		% Peso	0.758	
Mono-Naftenos		% Peso	0.758	
C7+		% Peso	95.957	
Agua por Destilación		ASTM D 4006-(07)	% Volumen	0.00
Contenido de Azufre		ASTM D 4294-(08a)	% Peso	1.891
Calor de Combustión Bruto	ASTM D 240-(09)	MJ/kg	43.353	
Contenido de Cenizas	ASTM D 482-(07)	% Peso	0.032	
Constante de Viscosidad y Gravedad	ASTM D 2501-(05)	N/A <sup>(1)</sup>	0.864	
Contenido de Ceras	UOP 46-(85)	% Peso	14.5	
Densidad a 15°C	ASTM D 5002-(05)	g/mL	0.9223	
Gravedad API	ASTM D 1250-(08)	°API	21.8	
Factor de Caracterización	UOP 375-(07)	N/A <sup>(1)</sup>	11.78	
Insolubles en n-C7	ASTM D 3279-(07)	% Peso	4.2	
Número de Acido	ASTM D 664-(09)	mg KOH/g	0.936	
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(08)	PSI	4.68	
Punto de Fluidez	ASTM D 97-(09)	°C	-24	
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	°C	6.0	
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4530-(07)	% Peso	8.8	
Contenido de Sal	ASTM D 3230-(08)	lb/1000 BLS	5.02	
Viscosidad a 40°C	ASTM D 445-(09)	mm <sup>2</sup> /s	120.6	
Viscosidad a 50°C		mm <sup>2</sup> /s	71.25	
Contenido de Calcio	ICP PTE 114.138 Basados en la Norma ASTM D 5708	mg/kg	0.777	
Contenido de Cobre		mg/kg	<0.002	
Contenido de Hierro		mg/kg	1.218	
Contenido de Magnesio		mg/kg	0.109	
Contenido de Sodio		mg/kg	5.440	
Contenido de Niquel		mg/kg	50.23	
Contenido de Vanadio		mg/kg	159.0	
Contenido de Silicio		ICP PTE 14.138 Basados en la Norma ASTM D 5184	mg/kg	0.211
Contenido de Aluminio	5184	mg/kg	0.143	

#### 4.4. INFORMACIÓN POZO TISQUIRAMA 9

La información básica consignada en este estudio, que permitirá realizar los cálculos hidráulicos que visualizan el efecto de las propiedades de los fluidos en las facilidades de superficie, hace relación a:

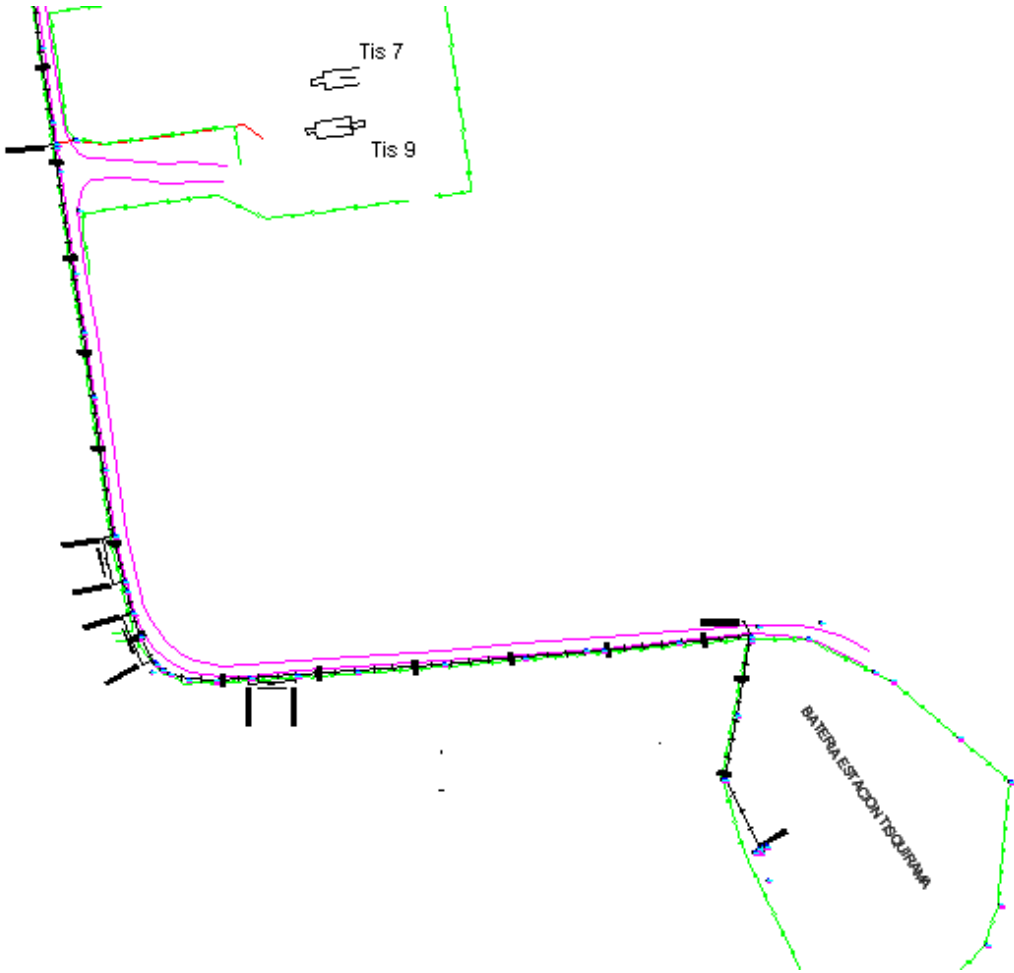
- Volúmenes de producción
- Sistema de levantamiento artificial
- Línea de Producción
- Estado mecánico del pozo
- Análisis de laboratorio del crudo (Assay).

**Tabla 4.4. Potencial de Producción Pozo Tisquirama 9**

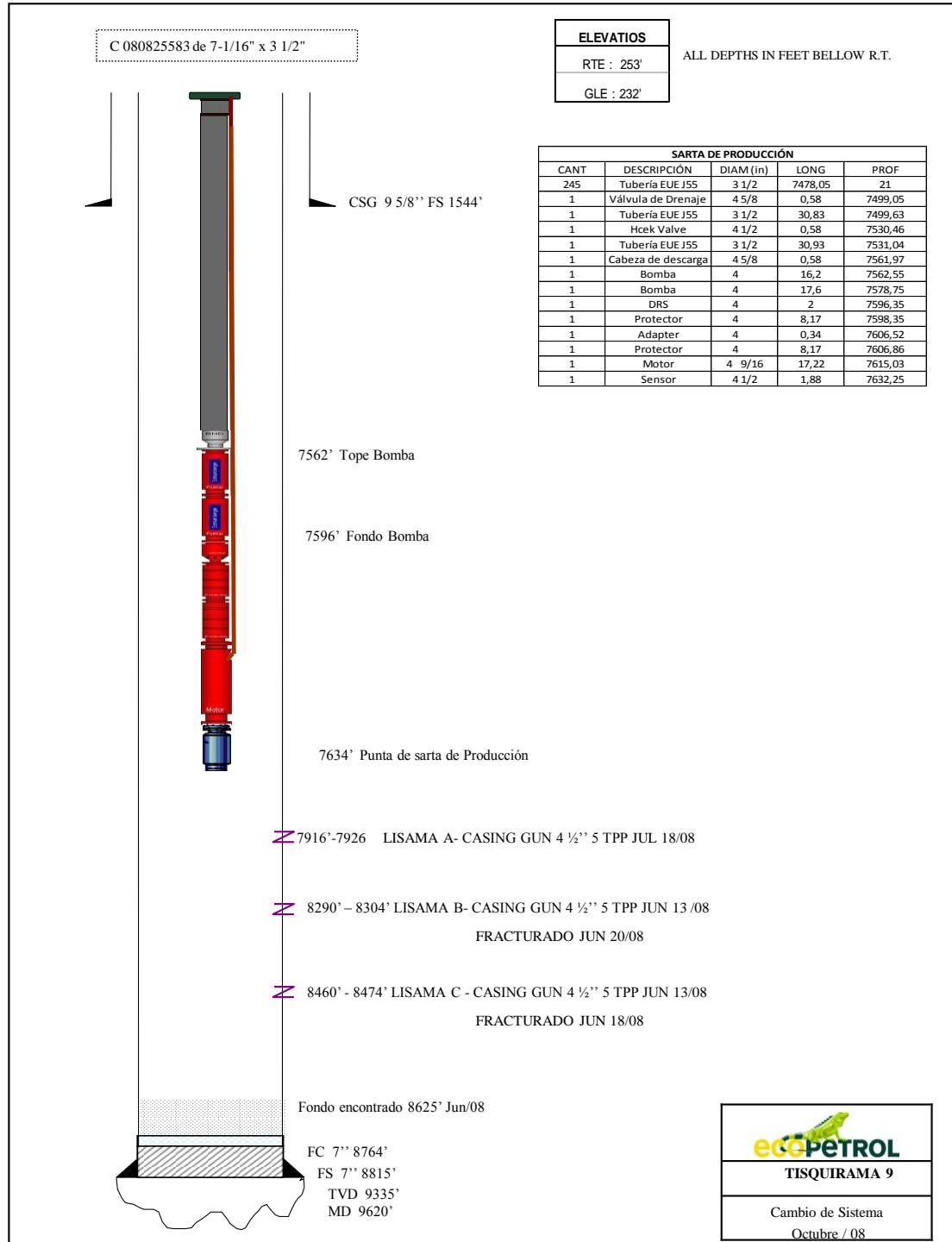
POZO	TISQUIRAMA					
	ESTACIÓN	SIST LEV	Producción Total bfpd	BSW	Producción Neta bopd	GOR
<b>TIS 9</b>	TISQUIRAMA	BES	165	3,4	160	100

El pozo Tisquirama 7 tiene una línea de producción de 4 pulgadas SCH 40, la línea tiene una longitud de 750 metros que va desde el pozo hasta la estación, sobre marco al aire, la estación opera a una presión de 30 psig.

Gráfica 4.5. Trazado línea pozo Tisquirama 9



**Gráfico 4.6. Estado Mecánico Pozo Tisquirama 9**



**Tabla 4.5. Resultados Assay muestra crudo Tisquirama 9**

Análisis	Método	Unidades	200531650
			Crudo Tisquirama 9 en Línea (20-05-10) <sup>(2)</sup>
Destilación Simulada	ASTM D 5307-(07)	prm	---
IBP		°C	181.2
5%Volumen		°C	293.4
10%Volumen		°C	341.2
20%Volumen		°C	411.4
30%Volumen		°C	464.7
40%Volumen		°C	521.4
48%Volumen		°C	565.4
55%Volumen		°C	---
Gases Disueltos (Resumen por Grupo)	ICP PTE 117020	prm	---
Parafinas		% Peso	0.015
I-Parafinas		% Peso	0.013
Aromáticos		% Peso	0.001
Mono-Aromáticos		% Peso	0.001
Naftenos		% Peso	0.016
Mono-Naftenos		% Peso	0.016
C7+		% Peso	99.955
Contenido de Agua	ASTM D 4377-(06)	% Volumen	0.08 <sup>(2)</sup>
Contenido de Azufre	ASTM D 4294-(08a)	% Peso	3.004
Calor de Combustión Bruto	ASTM D 240-(09)	MJ/kg	41.927
Contenido de Cenizas	ASTM D 482-(07)	% Peso	0.092
Constante de Viscosidad y Gravedad	ASTM D 2501-(05)	N/A <sup>(1)</sup>	0.921
Contenido de Ceras	UOP 46-(85)	%Peso	N/D <sup>(4)</sup>
Densidad a 15°C	ASTM D 5002-(05)	g/mL	1.0024
Gravedad API	ASTM D 1250-(08)	°API	9.6
Factor de Caracterización	UOP 375-(07)	N/A <sup>(1)</sup>	11.44
Insolubles en n-Heptano	ASTM D 3279-(07)	% Peso	9.2
Número de Acido	ASTM D 664-(09)	mg KOH/g	5.273
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(08)	PSI	0.51
Punto de Fluidez	ASTM D 97-(09)	°C	27
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	°C	---
Punto de Inflamación	ASTM D 93-(1)	°C	123.0
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4530-(07)	% Peso	15.0
Contenido de Sal	ASTM D 3230-(08)	lb/1000 BLS	42.0
Viscosidad a 40°C	ASTM D 445-(09)	mm <sup>2</sup> /s	47773
Viscosidad a 50°C		mm <sup>2</sup> /s	15172
Contenido de Calcio	ICP PTE 114.138 Basados en la Norma ASTM D 5708	mg/kg	31.56
Contenido de Cobre		mg/kg	0.026
Contenido de Hierro		mg/kg	6.894
Contenido de Magnesio		mg/kg	1.117
Contenido de Sodio		mg/kg	102.0
Contenido de Níquel		mg/kg	77.45
Contenido de Vanadio		mg/kg	352.0
Contenido de Aluminio	ICP PTE 14.138 Basados en la Norma ASTM D 5184	mg/kg	0.825
Contenido de Silicio		mg/kg	3.765

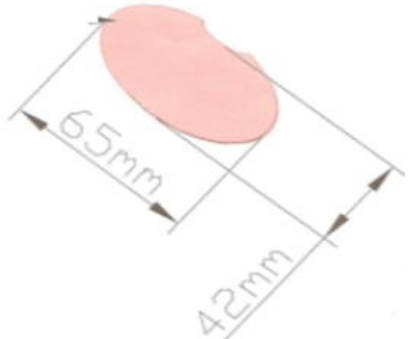
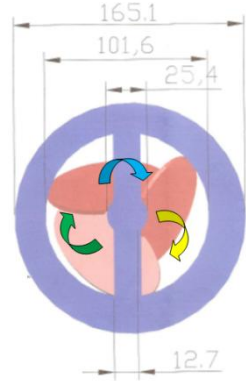
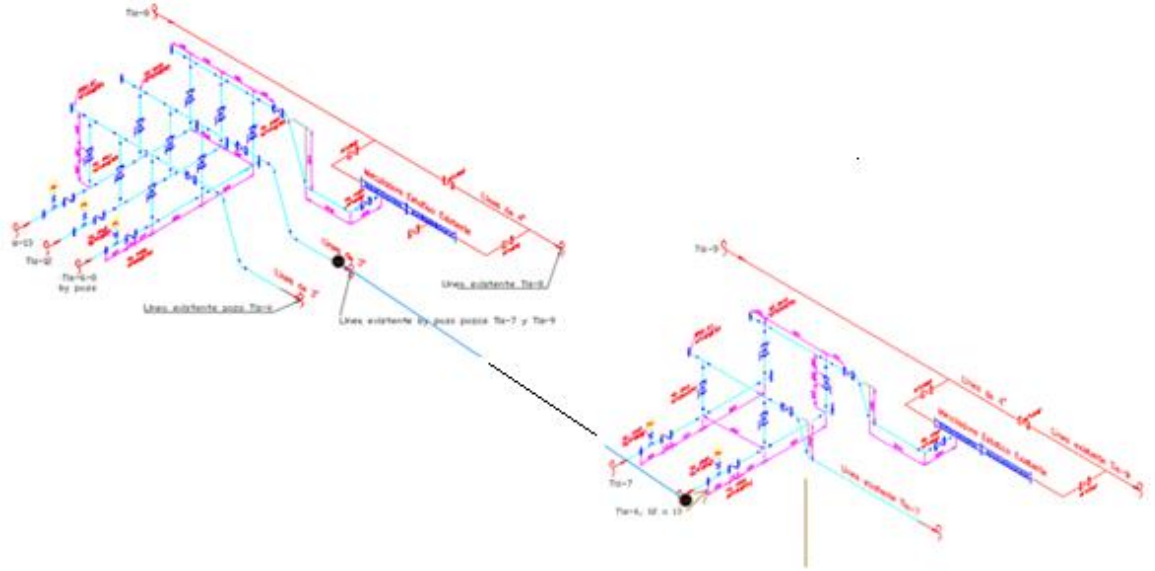
#### **4.5. INFORMACIÓN SISTEMA DE MEZCLA POZO TISQUIRAMA 7 Y 9**

La información básica consignada en este estudio, que permitirá realizar los cálculos hidráulicos que visualizan el efecto de las propiedades de los fluidos en las facilidades de superficie, hace relación a:

- Sistema de Facilidades
- Análisis de laboratorio del crudo (Assay).
- Cromatografía del gas

La línea que se utiliza para el transporte de la mezcla es la línea del pozo Tisquirama 9 que es de 4 pulgadas SCH 40, adicionalmente en cabeza de pozo se realiza un proceso de mezcla mediante un mezclador estático, para poder realizar la mezcla se implementó un manifold distribuidor de líneas para los pozos Tisquirama 7 y una línea relevo de mezcla que viene del cluster de los pozos Tisquirama 6, 8, 12, 13, donde hay otro proceso de mezcla entre los pozos Tisquirama 6 y 8, la funcionalidad del manifold mezclador adicional es dar continuidad a los procesos de mezcla permite medir cada pozo en la estación. La medida de los pozos de crudo pesado Tisquirama 8 y 9 es por diferencia volumétrica en relación al pozo medido.

**Gráfica 4.7. Isométrico de Conexión Manifold distribuidor a Mezclador Estático**



**Tabla 4.6. Resultados Assay muestra crudo Mezcla Tisquirama 7 y 9**

Análisis	Método	Unidades	200531651
			Crudo Mezcla Tisquirama 9 Y 7 (20-05-10) <sup>(2)</sup>
Destilación Simulada	ASTM D 5307-(07)	pm	---
IBP		°C	83.00
5%Volumen		°C	208.1
10%Volumen		°C	277.5
20%Volumen		°C	359.2
30%Volumen		°C	423.6
40%Volumen		°C	477.8
48%Volumen		°C	523.9
55%Volumen		°C	564.3
Gases Disueltos (Resumen por Grupo)	ICP PTE 117020	pm	---
Parafinas		% Peso	0.327
I-Parafinas		% Peso	0.345
Aromáticos		% Peso	0.010
Mono-Aromáticos		% Peso	0.010
Naftenos		% Peso	0.267
Mono-Naftenos		% Peso	0.267
C7+		% Peso	99.051
Contenido de Agua	ASTM D 4377-(08)	% Volumen	0.15 <sup>(2)</sup>
Contenido de Azufre	ASTM D 4294-(08a)	% Peso	2.544
Calor de Combustión Bruto	ASTM D 240-(09)	MJ/kg	42.789
Contenido de Cenizas	ASTM D 482-(07)	% Peso	0.068
Constante de Viscosidad y Gravedad	ASTM D 2501-(05)	N/A <sup>(1)</sup>	0.902
Contenido de Ceras	UOP 46-(85)	%Peso	N/D <sup>(4)</sup>
Densidad a 15°C	ASTM D 5002-(05)	g/mL	0.9720
Gravedad API	ASTM D 1250-(08)	°API	14.0
Factor de Caracterización	UOP 375-(07)	N/A <sup>(1)</sup>	11.54
Insolubles en n-Heptano	ASTM D 3279-(07)	% Peso	8.4
Número de Acido	ASTM D 864-(09)	mg KOH/g	3.608
Presión de Vapor REID	ASTM D 323-(08)	PSI	2.05
Punto de Fluidez	ASTM D 97-(09)	°C	-3
Punto de Inflamación	ASTM D 56-(05)	°C	49.0
Punto de Inflamación	ASTM D 93-(1)	°C	---
Residuo de Carbón Micro	ASTM D 4530-(07)	% Peso	12.8
Contenido de Sal	ASTM D 3230-(08)	lb/1000 BLS	28.16
Viscosidad a 40°C	ASTM D 445-(09)	mm <sup>2</sup> /s	2377
Viscosidad a 50°C		mm <sup>2</sup> /s	1082
Contenido de Calcio	ICP PTE 114.138 Basados en la Norma ASTM D 5708	mg/kg	16.88
Contenido de Cobre		mg/kg	0.023
Contenido de Hierro		mg/kg	7.316
Contenido de Magnesio		mg/kg	0.837
Contenido de Sodio		mg/kg	60.53
Contenido de Níquel		mg/kg	62.90
Contenido de Vanadio		mg/kg	254.0
Contenido de Aluminio	ICP PTE 14.138 Basados en la Norma ASTM D 5184	mg/kg	0.758
Contenido de Silicio		mg/kg	3.391

**Tabla 4.7. Cromatografía Gas Campo Tisquirama**

<b>COMPONENTE</b>	<b>VALOR</b>
C1	72,244
C2	8,399
C3	10,187
IC4	1,223
NC4	2,976
IC5	0,843
NC5	0,892
C6+	0,868
O2	1,222
N2	0,644
H2	0
CO	0
CO2	0,502
H2S	0
TOTAL	100
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0,82702
DENSIDAD, LBS/GAL	0,06312
PESO MOLECULAR	23,84087
GPM	5,71558
BTU neto ideal	1257,539
BTU neto real	1263,429
BTU bruto ideal	1336,775
BTU bruto real	1343,037
F factor de compresibilidad	0,99534
DENSIDAD AIRE a S.C.	0,076318

#### **4.6. CÁLCULOS HIDRÁULICOS LÍNEA DE PRODUCCIÓN**

Los cálculos hidráulicos de las líneas de producción se simularon con el software Pipephase 9.2., los parámetros y propiedad de flujo se tomaron de los resultados de laboratorio para los cálculos hidráulicos se resumen en la tabla siguiente

**Tabla 4.8. Datos de Producción y de fluidos pozos Tisquirama 7 y 9**

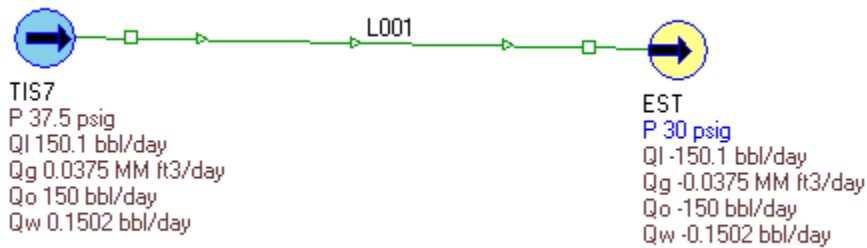
POZO	PRODUCCIÓN			ANÁLISIS DE FLUIDOS					
	Petróleo bopd	Agua bwpd	Gas scfd	API	SG	$\gamma$ mm <sup>2</sup> /s 104 °F	$\gamma$ mm <sup>2</sup> /s 122°F	BSW %	GOR
TIS 7	150	0,15	37500	21,6	0,927	120,6	71,25	0,1	250
TIS 9	160	5,44	16000	9,6	1,0024	47773	15172	3,4	100
TIS 7 y 9	310	5,6	53500	14	0,972	2377	1082	1,8	173

#### 4.6.1. Resultados Pozo Tisquirama 7

Parámetros de entrada

- Producción Petróleo: 150 bopd
- Producción de agua: 0,15 bwpd
- Producción de gas: 37,5 kscfd
- API: 21.6
- S.G gas: 0.827
- Viscosidad de 104°F: 111.8 cp.
- Viscosidad de 122°F: 66 cp.
- Temperatura fluido: 86 °F
- Diámetro línea: 3"
- Longitud de la línea : 2460 pies
- Presión Llegada Estación: 30 psig
- Eficiencia de la línea: 95%
- Temperatura ambiente: 86°F

Datos de salida



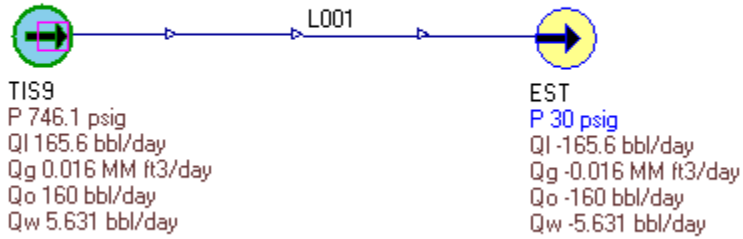
- Presión THP: 37.5 psig
- Velocidad: 2,98 ft/seg

#### 4.6.2. Resultado Pozo Tisquirama 9

##### Parámetros de entrada

- Producción Petróleo: 160 bopd
- Producción de agua: 5,44 bwpd
- Producción de gas: 16 kscfd
- API: 9,6
- S.G gas: 0.827
- Viscosidad de 104°F: 47887.6 cp.
- Viscosidad de 122°F: 15208.4 cp.
- Temperatura fluido: 115 °F
- Diámetro línea: 4"
- Longitud de la línea : 2460 pies
- Presión Llegada Estación: 30 psig
- Eficiencia de la línea: 95%
- Temperatura ambiente: 86°F

##### Datos de salida



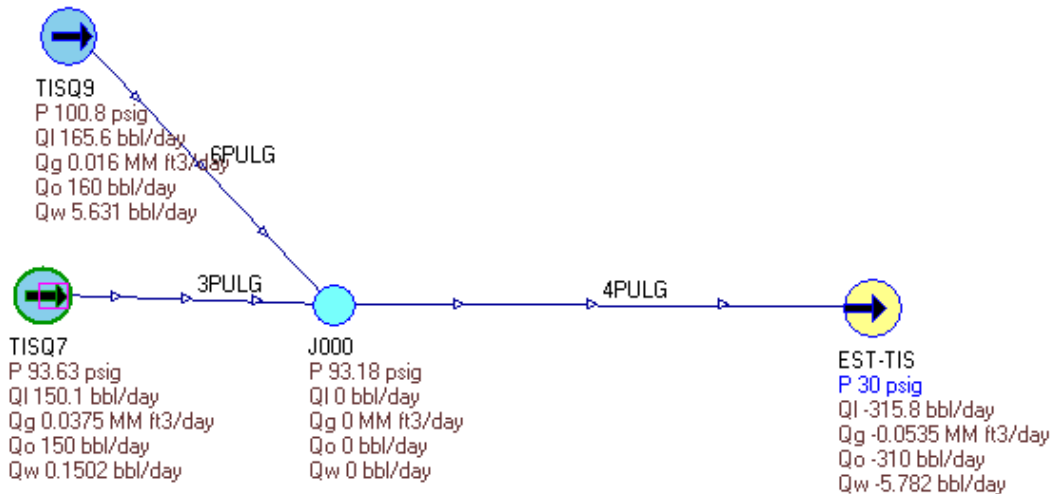
- Presión THP: 746.1
- Velocidad : 0.25 ft/seg

#### 4.6.3. Resultado Mezcla pozos Tisquirama 7 y 9

Parámetros de entrada

Los parámetros de entrada son los datos de cada uno de los pozos Tisquirama 7 y 9 (ver ítem 4.6.2 y 4.6.3)

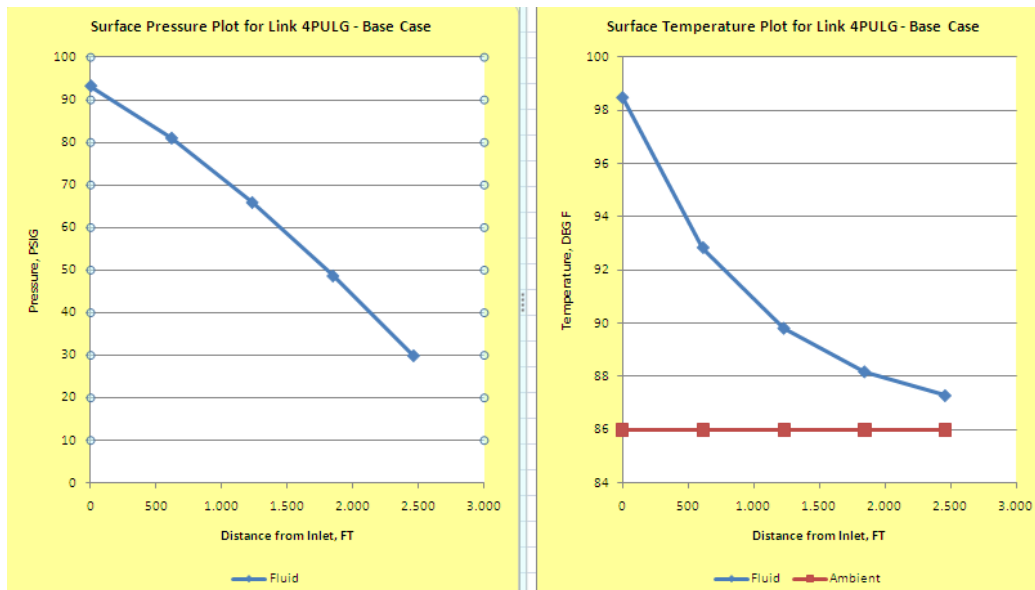
Datos de salida



- Presión THP Tisquirama 7: 93.63 psig

- Presión THP Tisquirama 9: 100.8 psig.
- Velocidad línea 3" (Tis 7 – Mezclador): 1.37 ft/seg
- Velocidad línea 6" (Tis 9 – Mezclador): 0.18 ft/seg (70 metros línea 6")
- Velocidad línea 4" (Mezclador – Estación Tis): 2.16 ft/seg

**Gráfica 4.8. Perfil de caída de presión Temperatura Línea 4" Mezclador - Estación**



#### 4.7. DIMENSIONAMIENTO DE MEZCLADOR ESTÁTICO

Para el dimensionamiento del mezclador estático se seguirá el procedimiento descrito en el capítulo 3.

Parámetros de entrada

- Caudal Petróleo: 310 bopd (10,2 GPM)
- Caudal de agua: 5,6 bwpd (0,2 GPM)
- Caudal de Gas: 53.5 kscfd
- Gravedad específica de la mezcla: 0.972

- Viscosidad de la mezcla 104°F: 1052 cp.
- Viscosidad de la mezcla 122°F: 2310 cp.
- Diámetro tubería mezclador: 4"
- Factor de flujo ( $10 < Re < 1000$ ):  $Ff = 1.53 * (Re)^{0.45}$
- Temperatura mezclador 100°F

#### Resultados

- Reynold: 34
- Velocidad superficial del Líquido: 0,235 ft/seg.
- Velocidad superficial del Gas: 1,925 ft/seg.
- Velocidad mezcla: 2,16 ft/seg
- Número de elementos (Re): 14 de la tabla 3.3.
- Número de elementos (Relación  $\mu$ ): 0, de la tabla 3.3.
- Número de elementos (Relación vel.): 0, de la tabla 3.3.
- Longitud del mezclador ( $1.2 * \text{Número de elementos}$ ): 16,8 ft
- Caída de presión tubería (16,8 ft): 0,44 psig, programa pipephase
- Factor flujo ( $10 < Re < 1000$ ): 7,47 psig de ecuación 3.12
- Pérdida presión total mezclador: 3,28 psig de ecuación 3.14
- Presión en mezclador: 96,5 psig (93.18 psig+ 3,28 psig)

#### 4.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En las tablas 4.9 y 4.10 se relaciona algunos resultados de las propiedades de la mezcla de los fluidos en cabeza de pozo, para los pozos Tisquirama 7 y 9, al igual que la mezcla y de los cálculos hidráulicos realizados. El resultado del mejoramiento de las propiedades de los fluidos dado por la mezcla se refleja en los cálculos hidráulicos realizado al sistema de facilidades.

**Tabla. 4.9. Propiedades de Análisis Assay Tis7, Tis9 y Mezcla Tis 7 y 9 para los volúmenes producidos.**

<b>Propiedades</b>	<b>Pozo</b>		
	TIS 7	TIS 9	MEZCLA
Contenido de agua	0	0,08	0,15
Presión Vapor Reid	4,68	0,51	2,05
Contenido de Cenizas	0,032	0,092	0,068
Residuo de Carbón Micro	8,8	15	12,8
Calor combustión bruto	43,353	41,927	42,789
Contenido de Níquel	50,23	77,45	62,9
Contenido de Vanadio	159	352	254
Contenido de Azufre	1,891	3,004	2,544
Factor Caracterización	11,78	11,44	11,54
Punto Fluidez	-24	27	-3
Viscosidad a 40°C	120,6	47773	2377
Viscosidad a 50°C	71,25	15172	1082
Densidad 15°C	0,9223	1,0024	0,972
Gravedad API	21,6	9,6	14

**Tabla. 4.10. THP de flujo pozos Tisquirama 7 y 9, independiente y mezclados.**

<b>Pozo</b>	<b>psig</b>	
	Independiente	MEZCLA
Tisquirama 7	37,5	93,63
Tisquirama 9	746	100,8

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El mezclado de crudos en cabeza de pozo es una opción técnica y económicamente viable para desarrollar e incorporar reservas de Campos de petróleo que contengan formaciones con hidrocarburos de diferentes grados API.

El conocimiento conceptual de las variables del flujo de fluido en el sistema de producción, operación y tratamiento juega un papel importante en el desarrollo del área, permitiendo la optimización de los recursos en relación a equipos y tratamiento químico.

La implementación de diseños óptimos y funcionales de mezcladores estáticos y manifold de distribución de pozos permite mantener una relación de mezcla óptima de las propiedades de los fluidos, logrando la homogenización y así lograr los beneficios proyectados en relación a otras tecnologías de mezclados y tratamientos químicos, se debe tenerse especial precaución con el uso de productos químicos en el sistema, pues muchos de ellos están constituidos por tenso activos que pueden formar emulsiones más fuertes que las que se formarían en condiciones normales.

Una recomendación de desarrollo para ECOPETROL es viabilizar la perforación de pozos de la formación Lisama A en relación a un 70:30 con el petróleo producido de las formaciones Lisama B, C y D, lo cual podría tener un incremental del orden del 30% con desarrollo de las arenas de crudo pesado. Si las proyecciones estimadas de desarrollar reservas de crudo de 21,6 °API en el área, son del alrededor de los de 7.000 bopd, el potencial del incremental de crudo pesado estaría en el orden de 2.500 bopd.

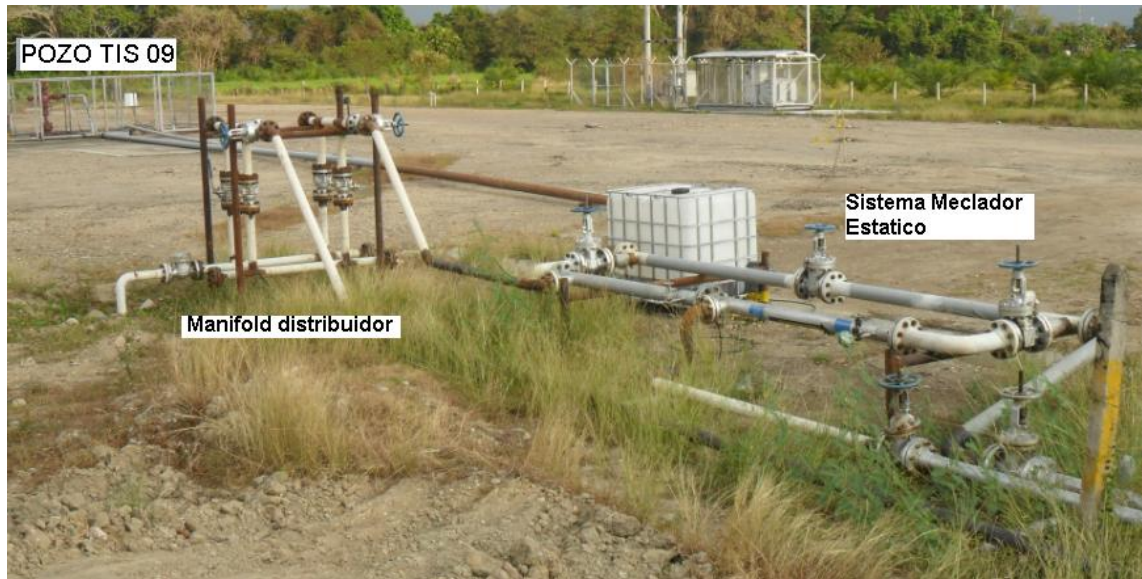
Con el proyecto de recuperación secundaria visualizado para el campo, que incorporará mas producción del petróleo de 21,6 °API, se tendrá mayor producción de agua, con lo que se podría incrementar la producción de crudo pesado hasta en un 30%, en relación al agua producida, aplicando el concepto de mezcla de fluidos de la teoría de la Orimulsión (combustible que contiene 70% de bitumen y 30% de agua).

El diseño realizado del mezclador estático aplicado en el campo Tisquirama se fundamentó en los conceptos de homogenización para los procesos de mezcla (división de flujo, mezcla radial, flujo reverso), la calidad de mezcla obtenida fue garantizada por el número de elementos de mezcla así como la relación L/D.

Con la implementación del sistema de mezclado en cabeza de pozo se observaron los siguientes beneficios:

- Para el pozo Tisquirama 9 se logró una reducción de presión en cabeza de pozo de 746 psig a 100 psig, adicionalmente se obtuvo un reducción en la temperatura del motor de fondo del sistema de bombeo electro sumergible, permitiendo la puesta en producción del pozo, debido a que el motor tenía una protección por alta temperatura; la producción incorporada fue de 160 bopd de 9,6°API.
- La viscosidad del pozo Tisquirama 9 a 40°C es de 47.773 centistoke y se logró, con la mezcla de fluidos, reducir la viscosidad a 2377 centistoke.
- El punto de fluidez del pozo Tisquirama 9 es de 27° y se logró, con la mezcla de fluidos, obtener un valor de – 3 °C.
- Para el pozo Tisquirama 7 no tuvo afectación en las condiciones de producción.

- El modelo se replicó para los pozos Tisquirama 6 y 8, donde se incorporó una producción de 180 bopd, de 12°API, perteneciente al pozo Tisquirama
- Se proyecta replicar el modelo al Pozo Lisama 1 Norte P donde la variable a controlar es el punto fluidez que es de 33°C.



Sistema Mezclador Cabeza Pozo Tisquirama 7 y 9



Sistema Mezclador Cabeza Pozo Tisquirama 7 y 9

## BIBLIOGRAFÍA

### LIBROS

1. "HANDBOOK OF INDUSTRIAL MIXING": SCIENCE AND PRACTICE, EDITED BY EDWARD L. PAUL, VICTOR A. ATIEMO - OBENG, AND SUZANNE M.
2. "Mecánica de Fluidos": Robert L. Mott, sexta edición, año 2006.
3. "Applied Process Design For Chemical and Petrochemical Plants". Third Edition
4. "The Properties of Petroleum Fluids" : William D. McCain, Jr, second edition
5. "Propiedades Fluidos": Módulo 2 Especialización Hidrocarburos. Julio César Pérez, año 2010
6. "Estequiometría": César González Sabogal, Mario Alvarez Cifuentes, año 1984
7. "Cálculo Computacional de la Dinámica de Fluidos de un Mezclador a través del Software FLUENT". Orellana Gajardo, Elías Gerardo, año 2006

### ARTÍCULOS

8. "Laminar Mixing in SMX static Mixers": Mushtak Al-atabi, Yousif A. Abakr, Journal of Engineering Science and Technology Vol. 2, año 2007.
9. "Quantification of Laminar Mixing Performance using Laser-Induced Fluorescence": Oliver Pust, Tyson Strand, Peter Mathys, Armin Rütli, 13th Int Symp on Applications of Laser Techniques to Fluid Mechanics, año 2006
10. "The Influence of Viscosity Ratio on Mixing Effectiveness in a Two-fluid Laminar Motionless Mixer": Amy L. Ventresca, Qing Cao and Ajay K. Prasad, año 2002.
11. "Laminar Flow in Static Mixers with Helical Elements": André Bakker, Richard LaRoche, Elizabeth Marshall, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 1999

12. "Recent Innovations in Turbulent Mixing with Static Elements": Alessandro Paglianti, año 2007.

## **FABRICANTES**

13. A New Tool for CFD Simulation of Laminar Flow in Mixers: Sulzer Technical, año 2006
14. Static Mixing Technology : Kenics, Bulletin 800
15. Mezclador Estático: Novatec, boletín numero 4. Año 2008
16. Sulzer CompaXTM Technology
17. Static Mixing, Heat Exchangers, Ejectors, Inline Heater, In Tank Heater, Jet Mixer, Eductor, Desuperheater: Samhwa Mixing Technology co.
18. For Mixing & Dispersing Viscous Fluids :Stamixco GX static mixer product bulletin, año 2007.