

**ANALISIS TECNICO DEL DISEÑO DE UN MEZCLADOR EN FONDO DE POZO
PARA EL MEJORAMIENTO DE LA MEZCLA DE NAFTA CON CRUDO
EXTRAPESADO**

SABINA LICETH AMARIS REVUELTAS

ANGELA MARCELA VARGAS ZARATE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**ANALISIS TECNICO DEL DISEÑO DE UN MEZCLADOR EN FONDO DE POZO
PARA EL MEJORAMIENTO DE LA MEZCLA DE NAFTA CON CRUDO
EXTRAPESADO**

SABINA LICETH AMARIS REVUELTAS

ANGELA MARCELA VARGAS ZARATE

Trabajo de grado para optar al título de:

Ingeniero de petróleos

Director

JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN

Ingeniero de Petróleos, M.Sc

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por darme a unos padres María Roció Revueltas y Cesar Amarís que siempre me enseñaron que la educación es el mejor camino para lograr nuestros sueños y por mostrarme que lo que uno quiere siempre valdrá la pena.

Por permitirme tener un hijo Robney Matías Mejía Amarís que fue ese pequeño impulso que me faltaba para notar la gran fuerza que guardo en mi interior; Por darme a un hombre Didier Mejía que me apoya sin importarle que la distancia quizás cause dolor en él.

A mis hermanos Cesar Humberto y Jhonatan David que me dan aliento y apoyo emocional a mis familiares por darme compañía cuando estuve sin mis padres al arrancar este camino.

Por último pero no menos importante a esas personas que conocí en este recorrido mis amigos y familia en la distancia a Indy, Catalina, Gloria, Diego, Lisbeth, Ángela y muchos más.

Sabina Liceth Amarís Revueltas.

DEDICATORIA

Primero que todo a **DIOS** por permitirme alcanzar este logro tan importante en mi vida.

A mi padre Jorge Vargas y mi madre Licia Zarate por su apoyo, esfuerzo y paciencia,
para ustedes y por ustedes todos mis logros.

A mis hermanos Edgardo y Leandro, gracias por su apoyo, por brindarme tanto cariño,
por tantas enseñanzas de vida, ustedes son mi ejemplo a seguir.

A mis chiquitos Sebastián y Samuel, los adoro.

A mi prima Aleja, a mi gran amigo Juli por cuidar de mí y ser tan especial, a los dos
muchas gracias por estar siempre ahí.

Y por último a todas aquellas personas que estuvieron presentes de una u otra forma
durante este recorrido, a todos muchas gracias.

Ángela Marcela Vargas Zarate

CONTENIDO

| | Pág |
|---|------------|
| INTRODUCCION..... | 13 |
| 1. MARCO TEORICO..... | 16 |
| 1.1. CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO..... | 17 |
| 1.1.1. Clasificación de los crudos pesados..... | 18 |
| 1.2. TRASPORTE DE CRUDO PESADO..... | 19 |
| 1.3. MEZCLADORES ESTATICOS..... | 20 |
| 1.3.1. Tipos de mezcladores estáticos..... | 23 |
| 1.3.2. Características de los mezcladores estáticos..... | 25 |
| 1.4. CRITERIOS Y ESPECIFICACIONES PARA LA ELECCION DEL MEZCLADOR..... | 28 |
| 1.4.1. Métodos para la selección del tipo y diseño del mezclador..... | 29 |
| 1.5. DILUYENTES, TIPOS DE DILUYENTES Y PROCESO DE APLICACIÓN DEL DILUYENTE..... | 31 |

| | |
|---|----|
| 1.6. OLEODUCTOS..... | 35 |
| 1.7. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUES DEL PROCESO DE MEZCLADO. | 36 |
| 2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACION..... | 38 |
| 2.1. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE MEZCLADORES ESTATICOS..... | 38 |
| 2.1.1. Criterios para la selección. | 38 |
| 2.1.2. Características de los campos de crudo pesado en Colombia. | 39 |
| 2.1.3. Bases del diseño para la selección..... | 40 |
| 2.2. SELECCIÓN DEL POZO QUE CUMPLA CON LOS REQUISITOS PARA LA IMPLEMENTACION DEL MEZCLADOR ESTATICO. | 41 |
| 2.2.1. Características del crudo del pozo..... | 41 |
| 2.2.2. Características de la formación geológica perforada..... | 43 |
| 2.2.3. Estado mecánico del pozo. | 44 |
| 3. DISEÑO DEL MEZCLADOR ESTATICO PARA LA INSTALACION EN FONDO DE POZO..... | 48 |
| 3.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE MEZCLADOR A DISEÑAR..... | 52 |

| | |
|--|----|
| 3.2. CÁLCULOS NECESARIOS PARA LA ELECCIÓN DEL TIPO DE MEZCLADOR A DISEÑAR..... | 54 |
| 3.3. PROPIEDADES DEL MEZCLADOR SELECCIONADO..... | 57 |
| 3.4. METODOLOGIA PARA LA INSTALACION DEL MEZCLADOR. | 58 |
| 3.4.1. Calculo de la dimensiones del mezclador seleccionado. | 58 |
| 3.4.2. Propiedades de la nafta. | 61 |
| 3.4.3. Inyección de la nafta..... | 62 |
| 3.5. MODELAJE DEL COMPORTAMIENTO DEL MEZCLADOR..... | 65 |
| 3.5.1. Análisis de los resultados obtenidos..... | 71 |
| 4. ANALISIS FINACIERO DEL PROYECTO..... | 75 |
| 4.1. VALOR PRESENTE NETO (VPN): | 76 |
| 4.2. TASA INTERNA DE RETORNO TIR. | 77 |
| 4.3. ANALISIS FINANCIERO..... | 77 |
| 5. ANALISIS COMPARATIVO. | 80 |

| | |
|---|----|
| 5.1. ANALISIS COMPARATIVO DE LA EFICIENCIA DE LOS MEZCLADORES EN SUPERFICIE Y EN FONDO. | 80 |
| 5.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA UTILIZACION DE LOS MEZCLADORES EN SUPERFICIE Y EN FONDO. | 83 |
| 6. CONCLUSIONES..... | 86 |
| 7. RECOMENDACIONES. | 87 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 88 |

LISTA DE FIGURAS.

| | Pág |
|---|------------|
| Figura 1. Simulación de un fluido..... | 22 |
| Figura 2. Mezclador tipo hoja..... | 23 |
| Figura 3. Mezclador tipo entrelazado..... | 23 |
| Figura 4. Mezclador tipo entrelazado..... | 24 |
| Figura 5. Mezclador tipo KMS..... | 26 |
| Figura 6. Mezclador tipo KMX..... | 26 |
| Figura 7. Mezclador tipo SMV..... | 27 |
| Figura 8. Mezclador tipo KVM..... | 28 |
| Figura 9. Sistema de mezclado..... | 34 |
| Figura 10. Zonas cañoneadas en el pozo CHICHIMENE. | 47 |
| Figura 11. Diagrama de Moody..... | 52 |
| Figura 12. Grafica de L/D contra homogeneidad. | 59 |
| Figura 13. Esquema del mezclador. | 60 |
| Figura 14. Esquema del mezclador. | 61 |
| Figura 15. Esquema de la tubería..... | 64 |
| Figura 16. Esquema de instalación en fondo de pozo. | 64 |
| Figura 17. Escala de colores para la variación de la densidad. | 67 |
| Figura 18. Concentración 15% de nafta..... | 68 |
| Figura 19. Concentración 20% de nafta..... | 68 |
| Figura 20. Concentración 25% de nafta..... | 69 |
| Figura 21. Concentración 30% de nafta..... | 69 |
| Figura 22. Contorno de la densidad a la salida del mezclador | 70 |
| Figura 23. Valores de densidad a la salida del mezclador..... | 72 |
| Figura 24. Eficiencia del mezclador tipo KMS..... | 81 |
| Figura 25. Eficiencia de mezclador del ICP. | 82 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág |
|---|------------|
| Tabla 1. Aplicabilidad de los mezcladores estáticos | 31 |
| Tabla 2. Propiedades físicas del diluyente..... | 32 |
| Tabla 3. Aspectos físicos importantes. | 33 |
| Tabla 4. Características y propiedades..... | 40 |
| Tabla 5. Lista de componentes del crudo. | 41 |
| Tabla 6. Características de la tubería. | 45 |
| Tabla 7. Sarta de producción..... | 46 |
| Tabla 8. Cálculos necesarios para el diseño del mezclador. | 55 |
| Tabla 9. Cálculo de propiedades físicas. | 55 |
| Tabla 10. Cálculos del número de Reynolds. | 56 |
| Tabla 11. Cálculo de la longitud del mezclador..... | 60 |
| Tabla 12. Propiedades de la nafta. | 61 |
| Tabla 13. Requerimientos del material de la tubería capilar. | 63 |
| Tabla 14. Características del capilar..... | 63 |
| Tabla 15. Densidades medidas en la simulación de la mezcla..... | 72 |
| Tabla 16. Concentración de diluyentes..... | 73 |
| Tabla 17. Cálculos de caída de presión..... | 74 |
| Tabla 18. Costos de la nafta. | 78 |
| Tabla 19. Costos..... | 78 |
| Tabla 20. Ingresos. | 79 |
| Tabla 21. Costo final..... | 79 |
| Tabla 22. Datos para la eficiencia..... | 81 |

RESUMEN

TITULO: ANALISIS TECNICO DEL DISEÑO DE UN MEZCLADOR EN FONDO DE POZO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA MEZCLA DE NAFTA CON CRUDO EXTRAPESADO*

AUTORAS: SABINA LICETH AMARIS REVUELTAS

ANGELA MARCELA VARGAS ZARATE**

PALABRAS CLAVE

MEZCLADORES ESTATICOS; TIPOS DE MEZCLADORES; DINAMICA DE FLUIDOS COMPUTACIONALES; MEZCLA EN FONDO DE POZO.

DESCRIPCION:

En la actualidad las reservas de crudo pesado y crudo extra pesado son aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, de ahí la importancia de la búsqueda de nuevas técnicas para su producción. Se le denomina crudo pesado a los crudos con gravedad API entre los 12 y 20 °API y extra pesado los crudos con gravedad API entre 4 y 12 °API. La viscosidad de los crudos pesados y extra pesados varía desde los 20 cP hasta los 1.000.000 cP

En la actualidad se utiliza la técnica de dilución para el aumento de esta gravedad API para optimizar así el desplazamiento del crudo en el interior de las oleoductos o para su embarque en los tanques de transporte.

Los mezcladores estáticos se utilizan para homogenizar diferentes sustancias y productos químicos en procesos de ingeniería e industriales. Estos son piezas sin movimientos instaladas longitudinalmente en la tubería o tanque donde se va a hacer la mezcla de los fluidos o sustancias involucradas.

Comercialmente existen diferentes tipos de mezcladores, cada uno de estos con diferentes funciones y características. La elección del tipo del mezclador depende de la viscosidad del fluido, del régimen de flujo y se debe basar en las condiciones que se tengan y los resultados que se deseen obtener. Por el momento el uso del mezclador se ha realizado en superficie y lo que se busca con este análisis es observar si la instalación del mezclador en fondo de pozo es viable para la industria.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: John Alexander León Pabón

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ANALYSIS OF DESIGN OF A DOWNHOLE MIXER FOR IMPROVING THE MIX WITH CRUDE NAFTA EXTRAPESADO

AUTHORS: SABINA LICETH AMARIS REVUELTAS
ANGELA MARCELA VARGAS ZARATE**

KEY WORDS

Static mixers; Types of mixers ; COMPUTATIONAL FLUID DYNAMICS ; MIX downhole .

DESCRIPTION :

At present the reserves of heavy and extra heavy crude oil are about 70% of total petroleum resources in the world, hence the importance of finding new techniques for production. It is called heavy oil crudes with API gravity between 12 and 20 °API and extra heavy crude with API gravity between 4 and 12 °API. The viscosity of heavy and extra heavy crude oils varies from 20 cP to 1,000,000 cP

Currently dilution technique used for increasing the API gravity and to optimize the movement of the oil inside the oil or for loading onto transport tanks.

Static mixers are used to homogenize different substances and chemicals in engineering and industrial processes. These movements are not installed parts longitudinally in the pipe or tank where it will do the mixture of fluids or substances involved.

Commercially there are different types of mixers, each of these with different functions and features. The type of mixer depends on the fluid viscosity, and flow regime should be based on the conditions to be taken and the results to be produced. At the moment the use of the mixer was performed on the surface and what is sought with this analysis is to see if the installation of downhole mixing is feasible for industry.

INTRODUCCION.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: John Alexander León Pabón

La necesidad del tratamiento de crudo pesado y extra pesado en la industria juega un papel importante ya que se necesita de métodos específicos para la recuperación de este tipo de crudo, como lo son el uso de diluyentes para obtener una disminución en la viscosidad y por lo tanto una mejora en la movilidad. Para realizar una mezcla homogénea entre dicho crudo y el diluyente es necesario hacer uso de un mezclador estático para así poder recolectar el crudo con mayor facilidad

El proceso de mezclado requiere de la selección del tipo de mezclador necesario para el caso que vaya a ser estudiado y para ello se deben tener en cuenta las propiedades físicas del fluido y los criterios necesarios que exija el tipo de mezclador seleccionado, entre otras cosas, el régimen de flujo; laminar o turbulento. Además se debe tener en cuenta el grado de homogenización que se desee alcanzar el cual va a depender de la geometría, el tamaño y número de elementos presentes en el mezclador.

Hoy en día se encuentran analizados los comportamientos y las técnicas de instalación de mezcladores estáticos en superficie con un correcto funcionamiento, por lo que se es posible pensar y desear una instalación de mezcladores estáticos en el fondo del pozo, por lo que se llevara a cabo este análisis.

El análisis de un mezclador en fondo de pozo se hace con el fin de observar si hay una viabilidad técnica y financiera para el manejo de mezclado entre crudo pesado y diluyente en fondo de pozo. Dicho análisis se va a realizar empleando técnicas numéricas y la ayuda de la simulación, de la cuales se obtendrán los datos necesarios para conocer si es viable o no.

La presente investigación muestra los tipos de mezcladores posibles para su uso, la selección del tipo de mezclador a utilizar, los cálculos necesarios para sus dimensiones y análisis.

1. MARCO TEORICO

1.1 CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO.

En la actualidad las reservas en el mundo de crudo pesado y crudo extra-pesado se estiman entre 9 y 13 trillones de barriles de crudo, siendo aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo¹ equivalente a un promedio de tres veces las reservas combinadas entre gas y crudo convencional.

Los crudos pesados son un sistema coloidal compuesto principalmente por partículas de asfaltenos que se encuentran diluidas en un solvente constituido por máltenos. La fracción polar más aromática y pesado en el crudo son los asfaltenos, los cuales están compuestos por anillos aromáticos con cadenas alifáticas que poseen grupos polares en sus extremos.²

Se le denomina crudo pesado a los crudos con gravedad API entre los 12 y 20 °API y extra pesado los crudos con gravedad API entre 4 y 12 °API. La viscosidad de los crudos pesados y extra pesados varía desde los 20 cP hasta los 1.000.000 cP.

En el año 2015 la producción del grupo empresarial ECOPETROL alcanza 1 millón BOPD solo para el campo castilla, 85.000 barriles diarios en promedio en el

¹ARENAS, Naddia y ARTEAGA, Jaime. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013. Pag 25

² RUIZ, William y HERNAND, Harold. Comparación experimental de la enzima biológica stimuzyme y un diluyente para determinar el efecto en la reducción de viscosidad para crudo pesado. . Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2014.Pag 19

campo Chichimene, la producción de crudo pesado en este año representa el 53% de la producción total.³

Propiedades de los crudos pesados y extra pesados

- Baja gravedad API.
- Alta viscosidad.
- Alto punto de fluidez entre 80 – 100 ° F
- Alto contenido de asfáltenos.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Baja relación gas aceite.
- Salinidad del crudo.
- Producción de arena.

1.1.1 Clasificación de los crudos pesados. Los crudos pesados se clasifican de acuerdo a la cantidad de cera y asfaltos que estos contengan, y se clasifican así.

- Crudos ligeramente parafinados: contenido de cera ligeramente bajo.
- Crudo parafinicos: crudos con alto contenido de cera, relativamente bajo contenido de asfáltenos en el residuo.
- Crudo naftenicos o asfálticos: son crudos con pequeñas cantidades de cera y alto contenido de asfalto en el residuo.
- Crudos aromáticos: crudo con alto contenido de aromáticos.⁴

³ PEÑA Carolina. Ecopetrol necesita aumentar eficiencia en crudos pesados. (en línea). [Bogotá: Colombia]. La República, Junio, 2015. [Citado: 20 Julio 2015]. Disponible en Internet: http://www.larepublica.co/ecopetrol-necesita-aumentar-eficiencia-en-crudos-pesados_268096

⁴ARENAS, Naddia y ARTEAGA, Jaime. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013. Pag 29.

1.2 TRASPORTE DE CRUDO PESADO

Debido a la alta viscosidad del crudo extra pesado y crudo pesado el desplazamiento de estos fluidos es un gran problema de forma natural, por lo que el desarrollo de tecnologías para hacer más fácil este proceso es de vital importancia.

Desde que se inició la producción de petróleo pesado se ha venido trabajando en tecnologías para mejorar este desplazamiento, algunos de los métodos más usados son:

- **métodos térmicos:** se basan en aplicar calor y aumentar la temperatura del crudo con el fin de que reduzca su viscosidad y así mejorar su movilidad, en muchos casos debido a que el recorrido es muy largo se instalan estaciones de recalentamiento, por lo que es una de sus limitaciones al momento de transportar el crudo ya que este sufre pérdidas de calor a través del recorrido, lo que genera que su viscosidad vuelva a su valor original. Otra limitación que muestra esta técnica es el acceso a la fuente de energía para generar el calentamiento.
- **método de dilución:** éste consiste en la dilución del crudo pesado con otras sustancias de gravedad API más alta en ocasiones son crudo liviano u otras sustancias como el nafta, este proceso genera un cambio en la estructura interna del crudo, no sufre cambios por efectos de la temperatura, presión y distancia recorrida en el caso de los oleoductos. El problema que presenta esta técnica es en la parte económica pues el uso de diluyente es bastante costoso ya que los diluyentes usados son derivados de crudos livianos lo que incrementa el costo de la producción de este tipo de hidrocarburo.

En esta técnica es necesaria una relación aproximada de 20-30 % del diluyente y el valor restante de crudo pesado.⁵

Otros de los criterios que se tienen en cuenta son los cambios que ocurren en las tuberías al momento de transportar crudo pesado, entre estas se encuentran:

- El tipo de flujo en la tubería en estos casos se asume como un fluido monofásico, newtoniano e incompresible, de densidad ρ y viscosidad μ , que fluye a un caudal Q a través de una tubería de diámetro d , desde el punto 1 al punto 2.
- Presión máxima de operación: La PMO es igual a la Presión Máxima de Diseño (PMD) multiplicada por el factor de servicio (FS).
- Temperatura.
- Capacidad máxima de transporte de la tubería: Es la capacidad máxima de la tubería a una densidad y viscosidad dada que puede transportarse, sin que la presión interna sobrepase la presión máxima de operación (PMO) en ningún punto a lo largo de la tubería.⁶

1.3 MEZCLADORES ESTATICOS.

Estos se usan para homogeneizar diferentes sustancias y productos químicos en procesos de ingeniería e industriales, además existen varias tecnologías para la mezcla de los fluidos como mezcladores estáticos, micro mezcladores, agitadores inestables, agitación excéntrica.⁷

⁵ Ibíd. Pág. 32.

⁶ GARCÍA C, RODRIGEZ O, HERNADEZ F, AFANADOR L, RODRIGUEZ L. Optimización del transporte por el oleoducto de crudo pesado castilla Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010. Pág. 22.

⁷ SHUNSUKE H; NAOTO O; SEE-JO K. (2012). Advance in mixing technology: recent advances in mixing research and development. [citado el 15 de Enero 2015] Pág. 4.

Los mezcladores estáticos son piezas sin movimientos instaladas longitudinalmente en la tubería o tanque donde se va a hacer la mezcla de los fluidos o sustancias involucradas. Los fluidos son proporcionados a los mezcladores mediante el uso de bombas, la selección del tipo del mezclador depende de la viscosidad del fluido y del régimen de flujo.

Los mezcladores estáticos vienen en diferentes presentaciones en cuanto a tamaño, lugar y sistema de instalación, también vienen presentados en diferentes materiales de acuerdo al producto a mezclar y la empresa o patente a fabricar. Este tipo de tecnología funciona para mezclar prácticamente todos los estados de la materia sólido, líquido, gas.

El propósito de la pieza inmóvil es redistribuir el fluido en la dirección transversal al flujo principal, en las direcciones radial y tangencial. La efectividad de esta redistribución está en función del diseño seleccionado. Es importante diferenciar entre la mezcla o dispersión en regímenes turbulento y laminar.⁸

- **Mezcla turbulenta:** Un mezclador estático tiene uno o varios elementos de mezcla los cuales generan remolinos en el flujo.
- **Mezcla 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

⁸ MIGUEZ María. Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área Sinovensa, Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Estado Monagas. Venezuela: Universidad Del Oriente, 2011.Pag 22.

de finas capas. A mayor número de elementos, más finas son las capas y se alcanza una mejor homogeneidad.⁹

Figura 1. Simulación de un fluido



FUENTE: Tomado de SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology¹⁰.

Características

- Son diseñados para soportar grandes cambios de presión con pequeños diámetros.
- Fáciles de instalar.
- Posibilidad de acoplamiento bridado o roscado.
- Con elementos mezclador fijo o removible de acuerdo a la necesidad.
- Virtualmente libres de mantenimiento.
- Aseguran un producto final homogéneo.

Funcionamiento.

- La bomba empuja el líquido dentro del mezclador.
- El flujo es cortado y forzado a dirigirse contra las paredes opuestas de la tubería.
- Un vórtice es creado axialmente en la línea central de la tubería.

⁹ SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology. [en línea] [citado el 20 de noviembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.sulzer.com/>> Pág. 5.

¹⁰ ibíd. pág. 4

- El vórtice es cortado de nuevo y el proceso ocurre pero en rotación contraria. Esos cambios de rotación aseguran un producto final homogéneo.¹¹

1.3.1 Tipos de mezcladores estáticos

- **Diseño de hoja**
Son usados principalmente para fluidos de viscosidad media, la característica de este tipo de mezcladores es que mezclan de tal manera que amplifican el número de divisiones del fluido y aumentan la velocidad del flujo.

Figura 2. Mezclador tipo hoja.



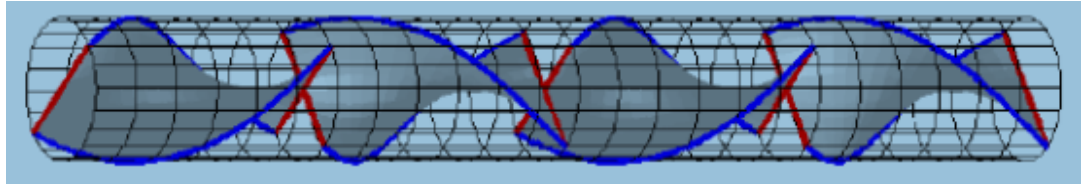
FUENTE: Tomado de NOVATEC FLUID SYSTEM S.A. Mezcladores Estáticos.¹²

- **Diseño helicoidal**
Mezclan fluidos de alta viscosidad, es de bajo rendimiento, tiene como ventaja una baja caída de presión, ha sido uno de los primeros diseños patentados en la industria de los mezcladores

Figura 3. Mezclador tipo entrelazado

¹¹ NOVATEC FLUID SYSTEM S.A. Mezcladores Estáticos. [en línea]. [citado el 10 de diciembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.novatecfs.com/pdf/catalogos/mezclador.pdf>> Pág. 2.

¹² Ibid

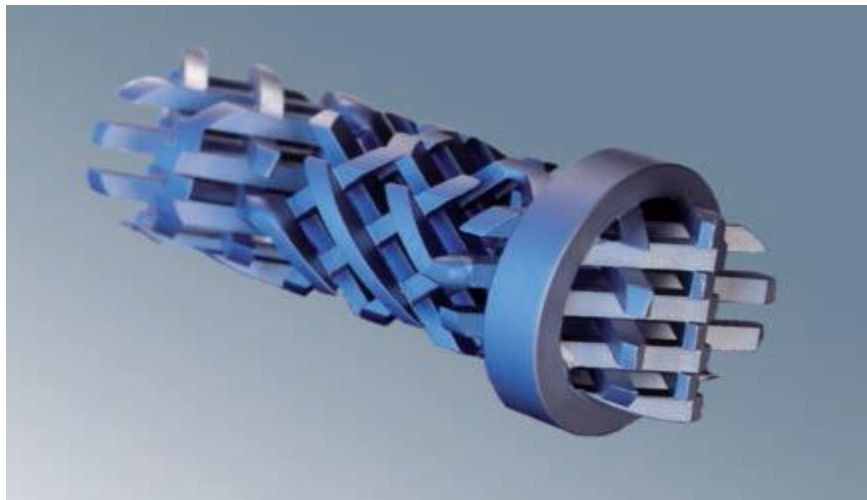


FUENTE: Tomado y modificado de ORELLANA, Elías. (2006). Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Concepción- chile.¹³

- **Diseño entrelazado**

Su estructura a lo largo del mezclador es idéntica y está diseñado con barras entrelazadas, este tipo de mezclador puede manejar productos de alta viscosidad, y tiene un alto grado de eficiencia en el mezclado.

Figura 4. Mezclador tipo entrelazado



FUENTE: Tomado de SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology¹⁴

¹³ ORELLANA, Gardo y Elías. Gerardo. Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Concepción- chile: Universidad del Bio-Bio. Facultad de Ingeniería. Departamento Ingeniería Mecánica, 2006. 42 p

¹⁴ SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology. [en línea] [citado el 26 de noviembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.sulzer.com/>> Pág. 8.

Otros tipos de mezcladores estáticos son:

- Mezcladores tipo oblea.
- Mezcladores de no obstáculo.

Los mezcladores aplican a tres tipos de mezclas o grupos los cuales están divididos así:

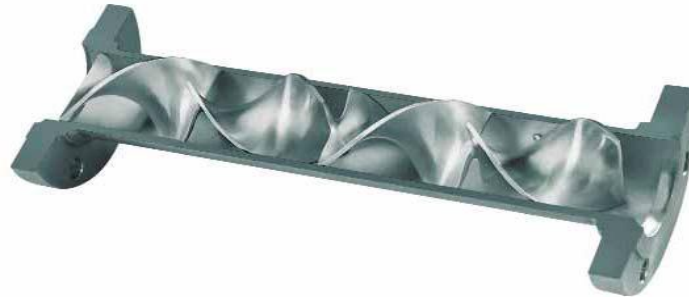
- **Grupo 1:** mezcla de fluidos miscibles.
- **Grupo 2:** generación de interfaces entre fases no miscibles.
- **Grupo 3:** operación de transferencia de calor y homogeneización térmica.¹⁵

1.3.2 Características de los mezcladores estáticos: Hay diferentes tipos de fabricantes que desarrollan mezcladores estáticos con diferentes características, a continuación se presentara una lista de los nombres comerciales de los mezcladores estáticos y las diferentes funciones que tienen éstos y las fábricas que lo ofrecen:

- **KMS:** Es ofrecido por la fábrica Kenics, Inc. Es un mezclador con un diseño de cinta torcida, alternándose de izquierda a derecha y viceversa, este tipo de mezclador dirige el flujo en forma radial hacia las paredes de la tubería y luego la dirige hacia el centro de las tubería, el proceso se repite a lo largo de la sección del mezclador aumentando así su eficiencia, se puede usar para todo tipo de régimen de flujo (laminar, transicional y turbulento), además es bueno para la mezcla de líquido – líquido.

¹⁵ MIGUEZ María .Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área Sinovesa, Trabajo de grado ingeniero de petróleos, Estado de Monages, Venezuela: Universidad del oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias aplicadas, departamento de Ingeniería de Petróleos, 2011. Pág. 28.

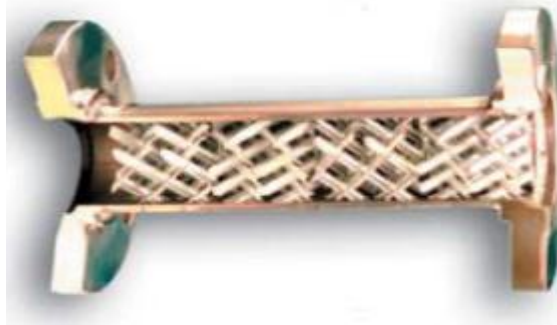
Figura 5. Mezclador tipo KMS



FUENTE: ORELLANA, Elías.(2006).“Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent”¹⁶

- **KMX:** Está formado por una serie de varillas inclinadas, que forman un enrejado en forma de X, se utiliza para fluido de alta viscosidad y/o elevado caudal. Este funciona con un principio de “flujo cruzado” generando una división del flujo y consiguiendo así una mezcla rápida, el mezclador generalmente tiene una longitud aproximada al diámetro de la tubería. El régimen de flujo que maneja es laminar y funciona con fluidos de altas viscosidades.

Figura 6. Mezclador tipo KMX



FUENTE: SULZER Chemtech¹⁷

¹⁶ ORELLANA, Gjardo y Elías. Gerardo. Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Concepción- Chile: Universidad del Bio-Bio. Facultad de Ingeniería. Departamento Ingeniería Mecánica, 2006. 42 p

¹⁷ SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology. [en línea] [citado el 26 de noviembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.sulzer.com/>> Pág. 20

- **SMV:** Son fabricados por las empresas Koch-Glitsch y Sulzer su diseño se basa en hojas de metal corrugada que avanzan con una diferencia de 30° o 45 ° con respecto al eje de la tubería, los elementos del mezclador se relacionan unos a otros, son ideales para aplicaciones en donde se requiera una mezcla homogénea y en régimen de flujo turbulento.

Figura 7. Mezclador tipo SMV



FUENTE: Tomado de SULZER Chemtech.¹⁸

- **KVM:** Son laminas planas inclinadas montadas en la pared del tubo, cada lamina está separada entre sí con la misma distancia, tiene como ventaja que genera poca caída de presión y se puede mezclar con aditivos introducidos aguas arribas o inyectados directamente sobre el primer elemento del mezclador. El mezclador KVM también tiene la ventaja de que se le pueden hacer conexiones con puerto de inyección múltiple.¹⁹

¹⁸ Ibíd. Pág. 21

¹⁹ ORELLANA, Gardo y Elías. Gerardo. Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Concepción- Chile: Universidad del Bio-Bio. Facultad de Ingeniería. Departamento Ingeniería Mecánica, 2006. Pág. 48.

Figura 8. Mezclador tipo KVM



FUENTE: SULZER Chemtech.²⁰

1.4 CRITERIOS Y ESPECIFICACIONES PARA LA ELECCION DEL MEZCLADOR

La elección y características del mezclador se deben basar en las condiciones que se tengan y los resultados que se deseen obtener:

- Los componentes a ser mezclados: Se deben tener los caudales a manejar, las propiedades físicas de los fluidos involucrados, valores de la temperatura y la presión a los que se operará la mezcla.
- La calidad de la mezcla: Se debe saber el grado de homogenización que se desea con el mezclador para elegir el que más se adapte a la eficiencia

²⁰ SULZER CHEMTECH. Mixing and reaction technology. [en línea] [citado el 26 de noviembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.sulzer.com/>> Pág. 21

deseada y a su vez saber el tiempo que tardara el fluido en transitar por el mezclador.

- **Detalles mecánicos:** Es necesario conocer la longitud requerida, diámetro exterior, el material idóneo para manejar el tipo de fluido sin que el mezclador sufra daños, y la capacidad de procesamiento del mezclador.
- **Materiales de construcción:** los materiales más usados y más resistentes a diferentes tipos de sustancias son el acero, acero inoxidable, aleaciones entre materiales resistentes y en algunos casos PVC.

1.4.1 Métodos para la selección del tipo y diseño del mezclador: Se debe manejar ciertos criterios técnicos para la especificación del diseño y el tipo de mezclador estático.

Se tienen tres parámetros fundamentales para la selección del mezclador estáticos más acorde a la situación.

1. Tener claro si la tubería a usar es óptima para la instalación del mezclador estático.
2. Si la tubería es óptima, determinar los equipos necesarios para la instalación.
3. Realizar un esquema detallado del tipo de equipos seleccionados.

Luego de saber si la tubería es óptima y los quipos necesarios se hará un paso a paso detallado para la selección del mezclador más adecuado.

1. Tener claro el tipo de aplicación en el que se usara el mezclador (mezcla, Transferencia de calor, Reacciones químicas, etc...)
2. Definir las propiedades del flujo y sus características. (tasa de flujo, densidad, viscosidad, entre otros).
3. Identificar las limitaciones del proceso por ejemplo el espacio de ubicación, limitaciones de presión entre otras.
4. Definir las características finales de los resultados deseados del proceso.
5. Seleccionar los equipos (mezclador) que puedan llegar a cumplir con las características deseadas.
6. Definir los requisitos secundarios del proceso que se desea desarrollar como costos, longitud del mezclador.
7. Definir los mezcladores estáticos que cumplan con los requisitos secundarios establecidos.
8. Reducir los posibles candidatos de diseños de mezcladores mediante la comprobación del cumplimiento de los requisitos primarios y los requisitos secundarios.
9. Seleccionar el diseño más apropiado para el proceso deseado y si es necesario hacer mejoras sobre este mismo.

Los parámetros para el diseño y las dimensiones del mezclador estático se basan en la homogeneidad del fluido, la caída de presión, coeficiente de transferencia de calor, tiempos de residencia y distribución de tamaño de gota de dispersión.

Tabla 1. Aplicabilidad de los mezcladores estáticos

| REGIMEN DE FLUJO | KMS | KMX | SMV | KVM |
|----------------------|-----|-----|-----|-----|
| Laminar | | | | |
| Mezcla | c | a | | |
| Alta-baja viscosidad | | a | | |
| Dispersión | a | a | | |
| Turbulento | | | | |
| Alta turbulencia | a | | | c |
| Baja turbulencia | c | | c | |
| Líquido- Líquido | c | | c | |

a: aplicable; c:mejor elección del diseño.

FUENTE: tomado y adaptado de ORELLANA,E; (2006).Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software "fluent".

1.5 DILUYENTES, TIPOS DE DILUYENTES Y PROCESO DE APLICACIÓN DEL DILUYENTE.

NAFTA: Este como muchos de los diluyentes es un derivado del petróleo, en donde están mezclados ciertos hidrocarburos refinados parcialmente, este es un gran diluyente pues tiene una gran afinidad con los asfáltenos.

Este fluido cumple con las características de un crudo liviano, por lo que sufre procesos de evaporación, la nafta se utiliza para disminuir la viscosidad de crudos más pesados aumentando la capacidad de transporte de los mismos. Los crudos de alta viscosidad y alta densidad requieren un promedio entre un 10 a 20 % de diluyente para ser recolectado.

La adición de diluyentes al crudo pesado tiene como ventajas:

- Disminuye el valor la viscosidad del crudo.
- Mejora el desplazamiento en tuberías.
- Reduce el consumo de energía de la bomba para desplazar el crudo.

Generalmente contiene un porcentaje máximo de agua emulsionada del 0,6 %.²¹

PROPIEDADES FISICAS DEL DILUYENTE

Tabla 2. Propiedades físicas del diluyente

| PROPIEDADES FISICAS | |
|-----------------------------|-----------------|
| Punto de ebullicion | 172-215 °C |
| Punto de fusion | -30 |
| Densidad | 0.75-0.79 g/cm3 |
| Solubilidad en agua | ninguna |
| Presion de vapor Kpa a 20 C | 0.1-0.2 |
| Punto de inflamacion | 44 °C |
| Temperatura de autoignicior | 355 °C |
| limites de explosividad | 0.6-0.8 |

FUENTE: tomado y adaptado de fichas de seguridad sustancias químicas, grupo Prevenir Consulting²² S.A. 2011.

²¹ WALDROP, Reinaldo. Evaluación de compatibilidad de crudo para la inyección de diluyente en los pozos asociados al campo levas, perteneciente al área de operacional dación-distrito San Tome. Venezuela. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Barcelona-España: Universidad del Oriente, 2011. Pag 56.

²² Grupo porvenir Consulting S.A. fichas de seguridad sustancias químicas 2011. Pág. 11

Tabla 3. Aspectos físicos importantes.

| ASPECTOS FISICOS IMPORTANTES | |
|--|--|
| ESTADO FISICO, ASPECTO | Líquido incoloro. |
| PELIGROS FISICOS | El vapor es mas denso que el aire y puede extenderse a nivel del suelo; posible ignicion en punto distante. |
| PELIGROS QUIMICOS | Reacciona con oxidantes fuertes, roiginando peligro de incendio y explosion. |
| LIMITE DE EXPOSICION | TLV no establecido. |
| | MAK no establecido. |
| VIAS DE EXPOSICION | La sustancia se puede adsorver por inhalacion del vapor y por ingestion. |
| RIESGOS DE INHALACION | No puede indicarse la velocidad a la que se alcanza una concentracion nociva en el aire por evaporacion de esta sustancia a 20°C. |
| EFFECTOS DE EXPOSICION DE CORTA DURACION | El vapor irrita levemente los ojos. La ingestion del liquido puede dar lugar a la aspiracion del mismo por los pulmones y por consiguiente neumonitis quimica. La sustancia puede causar efectos en el sistema nervioso central, y producir perdidas del conocimiento. |
| DATOS AMBIENTALES | La sustancia es toxica para los organismos acuaticos. |

FUENTE: Tomado de fichas de seguridad sustancias químicas, grupo Prevenir Consulting S.A. 2011²³

Inyección de diluyentes.

Hoy en día la inyección de diluyentes en la industria de crudo pesado en Colombia se hace en superficie con el refuerzo de mezcladores y bombas, algunos equipos requeridos para la inyección del diluyente son las válvulas tipo globo, controles de tipo manual, controles de tipo automatizado, y medidores tipo turbinas. Los diluyentes usados o más comunes son la nafta y crudos livianos.

²³ ibíd.

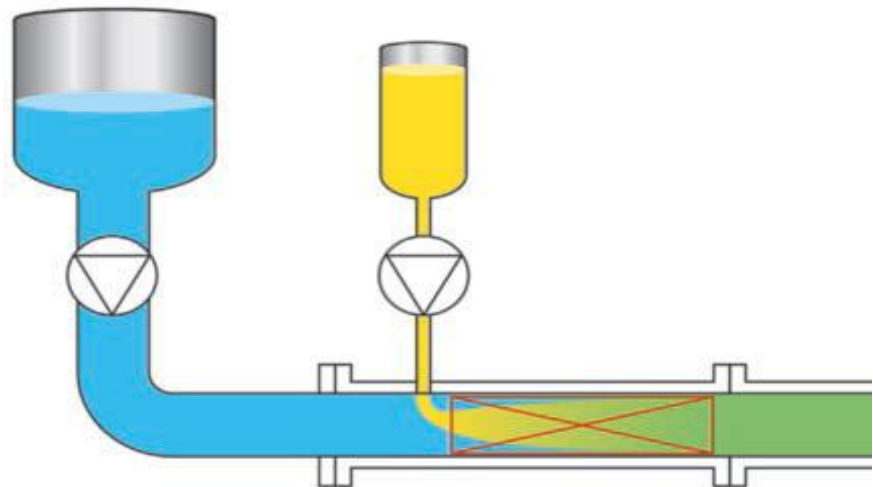
La inyección se puede realizar en fondo o en superficie. La inyección en fondo puede realizarse a la succión o a la descarga de la bomba.

Al momento de la succión la viscosidad del fluido disminuye, lo que genera un mayor llenado de las cavidades, aumentando la eficiencia volumétrica.

En el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, si se presentara una falla eléctrica el diluyente se desviaría hacia abajo inundando la bomba y produciendo una falla casi inmediata.²⁴

Estos diluyentes tienen características como la viscosidad, densidad, gravedad específica muy parecidas entre ella.

Figura 9. Sistema de mezclado



FUENTE: SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology.²⁵

²⁴ WALDROP, Reinaldo. Evaluación de compatibilidad de crudo para la inyección de diluyente en los pozos asociados al campo levas, perteneciente al área de operacional dación-distrito San Tome. Venezuela. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Barcelona- España: Universidad del Oriente, 2011.pag 57.

²⁵ SULZER CHEMTECH. Maxing and reaction technology. [en línea] [citado el 26 de noviembre del 2014] disponible en < URL:<http://www.sulzer.com/>> Pág. 4

Puntos óptimos para la inyección del diluyente en superficie.

Los puntos en superficie donde es permitido o es mejor hacer la inyección del diluyente, es en los puntos de toma de muestras, como lo son:

- Las líneas de flujo.
- Múltiple o serpentín.
- Tuberías.

1.6OLEODUCTOS.

La instalación y/o usos de los oleoductos tiene como fin:

- Uso final y destinación del crudo.
- Disponibilidad de combustible y energía eléctrica en el trazado.
- Disponibilidad de un disolvente.
- Propiedades físicas y químicas de la emulsión.
- Acceso de vías.
- Inversión contra costos de operación.²⁶

Para el transporte por oleoducto los fluidos, en este caso el crudo, debe cumplir con unas características como:

- La mayoría de las tuberías que transportan crudo requieren que su gravedad API sea alrededor de 19 °, con lo cual se espera que su correspondiente viscosidad este alrededor de los 400 cP a la temperatura ambiente.²⁷
- El fluido debe estar a una temperatura por encima del punto de fluidez.

²⁶ ARENAS, Nadia y ARTEAGA, Jaime. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013 Pag 31.

²⁷ ROMERO, Asencion y RINCON, Rafael. Ecuación para la correlación de la viscosidad de mezcla: crudo pesado más diluyente. Instituto mexicano del petróleo, dirección de investigación y Posgrado. México DF- Mexico.2013.

- Tener una viscosidad lo suficientemente baja, para que los requerimientos de bombeo sean mínimos.²⁸

Los aspectos generales de los oleoductos son:

- **Capacidad de la línea:** tasa de flujo requerida para llenar la línea volumen/tiempo.
- **tiempo de pasaje:** tiempo que tarda el frente de un bombeo en ir desde la estación de despacho hasta la de recibo.
- **Presión requerida en la tubería:** en la tubería se dan pérdidas a través de toda la línea y están causada por
 - ❖ Resistencia a la fricción de la superficie interna de la tubería.
 - ❖ Viscosidad del crudo.
 - ❖ Cambio de diámetro de la tubería.
 - ❖ Obstrucciones en la tubería.²⁹

1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS ANTES Y DESPUES DEL PROCESO DE MEZCLADO.

Los fluidos antes del proceso de mezclado tienen propiedades que al momento del proceso son afectadas, estas propiedades se deben tomar en los puntos adecuados para la toma de muestra. Estas propiedades son:

- Densidad de los fluidos antes de la mezcla
- Densidad de la mezcla después del proceso: la mezcla de los fluidos cambia la densidad de los fluidos involucrados dando como resultado un nuevo valor único para los dos fluidos.

²⁸. WALDROP, Reinaldo. Evaluación de compatibilidad de crudo para la inyección de diluyente en los pozos asociados al campo levas, perteneciente al área de operacional dación-districto San Tome. Venezuela. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Barcelona- España: Universidad del Oriente, 2011. Pag 56

²⁹ ARENAS, Nadia y ARTEAGA, Jaime. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013 Pag 34.

$$SGm = \left(\frac{141.5}{131.5 + \text{°API oil}} \right) * (1 - \% \text{diluyente}) + \left(\frac{141.5}{131.5 + \text{°API diluyente}} \right) * \% \text{diluyente}^{30} \quad (1)$$

- Viscosidad de la mezcla: la viscosidad de la mezcla es tan importante como la densidad, se deben tomar las medidas de los fluidos antes del proceso y luego se deben correlacionar.

$$\text{viscosidad de la mezcla} = \sum y_k * VBN_k \quad (2)$$

$$VBN_K = A + B \ln(\ln(v_k + C)) \quad (3)$$

Con $A = -157,43$ $B = 376,38$ y $C = 0,93425$ donde v_k es la viscosidad de cada componente y y_k es la fracción volumétrica.³¹

- Temperatura de la mezcla: en la medición de la temperatura influye mucho el tipo de tecnología implementada, el uso de los termómetros de inserción permite hacer mediciones antes y después del proceso de mezclado pues es necesario llevar un control de la temperatura.

$$T_{\text{mezcla}} = \frac{m(\text{oil}) * Ce(\text{oil}) * T_{\text{oil}} + m(\text{diluyente}) * Ce(\text{diluyente}) * T_{\text{diluyente}}}{m(\text{oil}) * Ce(\text{oil}) + m(\text{diluyente}) * Ce(\text{diluyente})} \quad (4)$$

Donde Ce hace referencia a los calores específicos de cada sustancia referente a las propiedades del tipo de crudo y diluyente que se vaya a usar.

Se deben tener en cuenta los puntos en donde se debe hacer la medición de las temperaturas pues se debe tomar medición antes y después de cada válvula de seguridad y después del proceso de mezclado.

³⁰ Implementación de prueba de internos de sistemas de mezclado para el campo Chichimene. Bucaramanga-Colombia, 2013. Pag 15-16.

³¹ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO, GARCIA C y DIAZ C. Evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo Chichimene. Piedecuesta-Santander. 2014 Pág. 26.

2 DESARROLLO DE LA INVESTIGACION

2.1 CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE MEZCLADORES ESTATICOS.

Para el desarrollo del proceso se debe tener acceso a una serie de información de los campos colombianos que cuenten con ciertas propiedades necesarias para la aplicación del sistema de mezclado con diluyente.

2.1.1 Criterios para la selección: las condiciones mínimas para desarrollar esta selección son:

- Producción de crudo: las producciones de algunos campos en Colombia está en los siguientes rangos. Campo Rubiales tiene una producción de 281804 BpD, Campo Castilla tiene una producción de 63159 BpD, Campo Quifatiene una producción de 61269 BpD, Campo Chichimene tiene una producción de 36373 BPD.³²
- Viscosidad mayor a 1.000 cp.
- Temperatura en fondo: la temperatura en fondo es de mucha influencia pues este factor interfiere en la selección del tipo de material con el que se debe desarrollar el mezclador.
- Presión en fondo.

³² RUIZ, William y HERNANDEZ, Harold. Comparación experimental de la enzima biológica stimuzyme y un diluyente para la determinar el efecto en la reducción de la viscosidad para crudo pesado. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. , Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2014. Pag 23.

- BSW del crudo: El campo seleccionado debe tener un corte de agua no superior al 10% pues esto genera una reducción en la eficiencia del mezclador.³³
- Régimen de flujo del crudo: los crudos pesados por lo general tienen un régimen laminar pues son de altas viscosidades lo que genera que su desplazamiento sea lento produciendo así este tipo de régimen.
Para el diseño o la selección del mezclador se requiere conocer el tipo de régimen ya que los mezcladores estáticos varían de acuerdo al régimen de flujo.
- Profundidad de la formación: La profundidad de la formación productora del crudo pesado juega un papel importante así como la temperatura pues el valor de la profundidad influye en la elección del tipo de material con el que se debe fabricar el mezclador.

2.1.2 Características de los campos de crudo pesado en Colombia. A

continuación se presentan algunas características y propiedades generales del crudo pesado en Colombia.

³³ MIGUEZ María .Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área Sinovesa, Trabajo de grado ingeniero de petróleos, Estado de Monages, Venezuela: Universidad del oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias aplicadas, departamento de Ingeniería de Petróleos, 2011. Pag 37.

Tabla 4. Características y propiedades

| características y propiedades | valor |
|-------------------------------|--------------|
| Estado | Líquido |
| Color | Negro |
| Agua soluble | Ninguno |
| Gravedad API | 12,8 |
| Punto de auto ignición | 405 C |
| Gravedad específica a 60 °F | 0,9843 |
| Presión de vapor a 68 F | 0,89 psi |
| Viscosidad cinemática a 150 F | 367,8 cSt |
| Punto de inflamación | 180,86 F |
| Punto de fluidez | 50 F |
| contenido de sal | 4 lb/1000 Bb |
| Azufre | 1,296 % p |
| n-C7 insoluble | 13,17 % m |
| Cenizas | 0,04 %m |
| H ₂ S existente | < 1 ppm |
| vanadio | 129,4 ppm |
| niquel | 30,6 ppm |
| hierro | 1,6 ppm |
| cobre | 0,1 ppm |
| sodio | 0,6 ppm |

FUENTE: Tomado y adaptado de Pacific Rubiales Energy.

2.1.3 Bases del diseño para la selección. De acuerdo a los parámetros establecidos para la posible aplicación de un mezclador estático y conociendo las características de algunos campos colombianos de crudo pesado y extra pesado se optó por la elección del campo Chichimene por ser la mejor opción en cuanto al cumplimiento de las características, se trabajara con un crudo extra pesado de la formación San Fernando el cual cuenta con las siguientes propiedades:

- Gravedad API de 8°
- Viscosidad entre los 20000 cp
- Presión de fondo de 3300 psi
- Temperatura de fondo de 184 °F
- BSW menor al 10%.

- Profundidad promedio de la formación 8128 ft.

2.2 SELECCIÓN DEL POZO QUE CUMPLA CON LOS REQUISITOS PARA LA IMPLEMENTACION DEL MEZCLADOR ESTÁTICO.

Basándose en datos reales se elige un pozo del campo CHICHIMENE, el cual cuenta con las propiedades mencionadas anteriormente.

2.2.1 Características del crudo del pozo. El crudo del pozo llamado por comodidad CHICHIMENE es un crudo denominado Black oil con una presión de yacimiento de 3300 psig y una temperatura de yacimiento de 184 °F, el pozo maneja una presión promedio de fondo de 3020 psig y una temperatura de fondo de pozo de 204 °F. La temperatura promedio de la cabeza del pozo es de 90 °F.

La composición del crudo está dada en su mayoría por moléculas de C36+ con presencia de otros componentes en pequeñas cantidades. A continuación se presenta las cantidades en porcentaje molar y porcentaje en peso de los componentes del crudo.

Tabla 5. Lista de componentes del crudo.

| | componente | % molar | % peso |
|-----|--------------------|---------|--------|
| H2 | hidrogeno | 0 | 0 |
| H2S | Ácidosulfúrico | 0 | 0 |
| CO2 | Dióxido de carbono | 6,26 | 0,68 |
| N2 | metano | 0,99 | 0,07 |
| C1 | etano | 11,68 | 0,46 |
| C2 | metano | 1,05 | 0,08 |
| C3 | propano | 1,04 | 0,11 |
| iC4 | i-butano | 0,57 | 0,08 |
| nC4 | n-butano | 1,06 | 0,15 |
| C5 | neopentano | 0,1 | 0,02 |
| iC5 | i-pentano | 0,69 | 0,12 |

| | | | |
|-------|---------------------|-------|-------|
| nC5 | n-pentano | 0,68 | 0,12 |
| C6 | hexano | 0,39 | 0,08 |
| | Methyl-cyclopentano | 0,17 | 0,03 |
| | benceno | 0,04 | 0,01 |
| | Ciclo-hexano | 0,21 | 0,04 |
| C7 | heptano | 0,58 | 0,14 |
| | Metil-ciclohexano | 0,26 | 0,06 |
| | tolueno | 0,10 | 0,02 |
| C8 | octano | 0,71 | 0,20 |
| | Ethil-benceno | 0,06 | 0,02 |
| | M/P xileno | 0,08 | 0,02 |
| | O-xileno | 0,10 | 0,03 |
| C9 | nonano | 0,57 | 0,18 |
| | Trimetil-benceno. | 0,11 | 0,03 |
| C10 | decano | 1,17 | 0,41 |
| C11 | undecano | 1,51 | 0,55 |
| C12 | dodecano | 1,10 | 0,44 |
| C13 | tridecano | 2,09 | 0,91 |
| C14 | tetradecano | 2,38 | 1,12 |
| C15 | pentadecano | 1,86 | 0,95 |
| C16 | hexadecano | 3,24 | 1,79 |
| C17 | heptadecano | 2,77 | 1,63 |
| C18 | octadecano | 2,62 | 1,63 |
| C19 | nonadecano | 2,79 | 1,82 |
| C20 | eicosano | 2,42 | 1,65 |
| C21 | heneicosano | 2,20 | 1,59 |
| C22 | docosano | 2,20 | 1,66 |
| C23 | tricosano | 2,29 | 1,80 |
| C24 | tetracosano | 1,67 | 1,37 |
| C25 | pentacosano | 1,75 | 1,50 |
| C26 | hexacosano | 1,56 | 1,39 |
| C27 | heptacosano | 1,44 | 1,33 |
| C28 | octacosano | 1,61 | 1,55 |
| C29 | nonacosano | 1,52 | 1,52 |
| C30 | Triacontano | 1,46 | 1,51 |
| C31 | hetriacontano | 1,24 | 1,33 |
| C32 | dotriacontano | 1,35 | 1,48 |
| C33 | tritriacontano | 1,12 | 1,27 |
| C34 | tetratriacontano | 1,14 | 1,34 |
| C35 | pentatriacontano | 1,08 | 1,31 |
| C36 + | Hexatriacontano + | 24,92 | 72,34 |

FUENTE: Tomado y adaptado de CoredLab. Reservoir Optimization.

Otras propiedades del crudo son:

- Viscosidad del crudo a condiciones de yacimientos: 771,636 cP a 3300 psi
- Viscosidad del crudo a presión de saturación y 184 °F: 299.139 cP a 568 psi
- Presión de saturación a 184 °F: 568 psi
- Presión de saturación a 300 °F: 725 psi.

2.2.2 Características de la formación geológica perforada.

Está conformado hasta su formación productora de diez (10) capas las cuales tiene la siguiente secuencia estratigráfica de superficie a fondo, la formación es la formación GUAYABO la cual llega aproximadamente a los 1754 ft; luego le sigue la formación CARBONERA la cual va desde los 1754 hasta 3162 ft; la tercera formación es una LUTITA E que va desde los 3162 hasta 3416 ft; la cuarta formación es el estrato llamado C1 que va desde 3416 hasta 4128 ft; la quinta formación es la ARENISCA CARBONERA y tiene un espesor que va desde 4128 hasta 4612 ft; le sigue la unidad C-2 su espesor va desde 4612- 6340 ft; la siguiente es la unidad LUTITA E-3 que va desde 7084- 7257 ft; la octava unidad es la UNIDAD T1 va desde 7084 – 7257 ft; la novena unidad es la LUTITA E4 va desde 7257 – 7878 ft; y la formación productora de crudo es la formación SAN FERNANDO la cual tiene un espesor de 702 ft y va desde los 7878 – 8589 ft.

La secuencia que tiene la perforación de este campo y del pozo se encuentra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, esta estratigrafía es muy común en los llanos orientales. Las roca generadoras del hidrocarburo son las formaciones Guadalupe, y la roca acumuladora son las formaciones

Guadalupe superior, Guadalupe masivo, y la formación San Fernando o también conocida como unidad T2.

FORMACION SAN FERNANDO (UNIDAD T2):

Esta formación marca el límite del Cretáceo- Terciario en la cuencas de los llanos, esta formación está marcada por una secuencia de areniscas cuarzosa de grano fino a grueso, con un grado de selección moderado, esta intercaladas con delgadas capas de shale. En el tope de la formación se encuentra la Lutita E4 con un contacto bien definido entre el shale y la arenisca.

El espesor de la capa varía entre 295 y 411 ft, en esta formación se pueden observar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.³⁴

2.2.3 Estado mecánico del pozo. Tiene una profundidad total de perforación de 9034 ft, los diámetros de perforación del pozo están distribuidos de la siguiente manera.

³⁴ RUEDA, Andrés. Estudio hidráulico del sistema de recolección (troncal norte) de crudo extra pesado del campo Chichimene de la superintendencia Castilla Chichimene de Ecopetrol. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de físico- química, escuela de petróleos., 2013. Pág. 72-73.

Tabla 6. Características de la tubería.

| CASING | DIAMETRO | PESO (lb/ft) | GRADO | ID |
|------------|----------|--------------|-------|-------|
| Superficie | 13 3/8" | 68 | K-55 | 12,42 |
| Intermedio | 9 5/8" | 47 | K-55 | 8,68 |
| Liner | 7" | 29 | R3 | 6,18 |

FUENTE: tomado y adaptado de ECOPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones central-Campo chichimene.

El primer zapato está ubicado a una profundidad de 1028 ft con un diámetro de 13 3/8".

El segundo zapato está ubicado a una profundidad de 7886 ft con un diámetro de 9 5/8".

El tercer zapato está a una profundidad de 9034 ft con un diámetro de 7".

El pozo produce por medio de una unidad de bombeo electrosumergible el cual tiene la bomba ubicada a una profundidad de 6519,62 ft, la marca del equipo electrosumergible centrilift (baker Hughes), la unidad de bombeo esta conformada de la siguiente manera.

- Cable AGW # 2 SOLF FLAT CAP 3/8" 4770 ft, cable AGW # 1 SOL FLAT CAP 3/8" 1670 ft aproximadamente, con empalme en la junta 145.
- Variador WOOD GROUP vector VII, S/N 1003546, 480 VOLTS/ transformador interno ABB 500KVA 1LCB322532.
- Transformador ABB, 500 KVA, 1LCB, 326773.
- Motor de fondo 562 MSP1 KLMHG 380HP 1881V 123A. S/N: 12807379; PN.0215044850 Nvo.

Tabla 7.Sarta de produccion.

| DESCRIPCION | LONGITUD (ft) | TOPE | FONDO |
|--|------------------|----------|----------|
| EMR | 32 | 0 | 32 |
| Hanger 11"* 5 ½" LTC (Repair) | 1 | 31 | 33 |
| Landing Joint 5 ½"LTC, 15.5 lb./FT R2 | 31.71 | 33 | 64,71 |
| 197 juntas de 5 ½" LTC 15,5 lb/ft J-55 | 6.394.07 | 64,71 | 6,458,78 |
| X-over 3 ½" EUE 8RD pin 5 ½" LTC caja (Re-run) | 0,79 | 6,458,78 | 6,459,57 |
| Pup joint 3 ½" EUE 9.3 LB/ft. Re-Run | 8,20 | 6,459,57 | 6,467,77 |
| Y-tool Csg 9 5/8" – 3 ½" EUE, S/N:120650446 Nva | 4,97 | 6,467,77 | 6,472,74 |
| Checkvalve 3 ½" EUE. Nuevo | 0,55 | 6,472,74 | 6,473,29 |
| Pupjoint 3 ½" EUE 9.3 usado | 6,14 | 6,473,29 | 6,479,43 |
| Descarga convencional FPDIS 2 ½" EUE. Nueva | 0,55 | 6,479,43 | 6,479,98 |
| Descarga DGU sensor welllift 3 ½" EUE Nueva. | 0,76 | 6,479,98 | 6,480,74 |
| Bomba sup serie 538 PMSSD H6 139 P23 139 ETAPAS nuevo | 18,95 | 6,480,74 | 6,499,69 |
| Bomba inf serie 538 PMSXDH6 61G31 61 etapas nuevo | 14,45 | 6,499,69 | 6,514,14 |
| Intake separador de gas serie 538 GSTHVEUX H6 nuevo | 5,48 | 6,514,14 | 6,519,62 |
| Sello superior serie 513GSB3GDB LT H6 nuevo | 6,31 | 6,519,62 | 6,525,93 |
| Tabla 7 continua. | | | |
| Sello inf serie 513 GSB3 LT H6 nuevo | 6,31 | 6,525,93 | 6,532,24 |
| Motor 562 MPS1 KLMHG 380 HP nuevo | 31 | 6,532,24 | 6,563,24 |

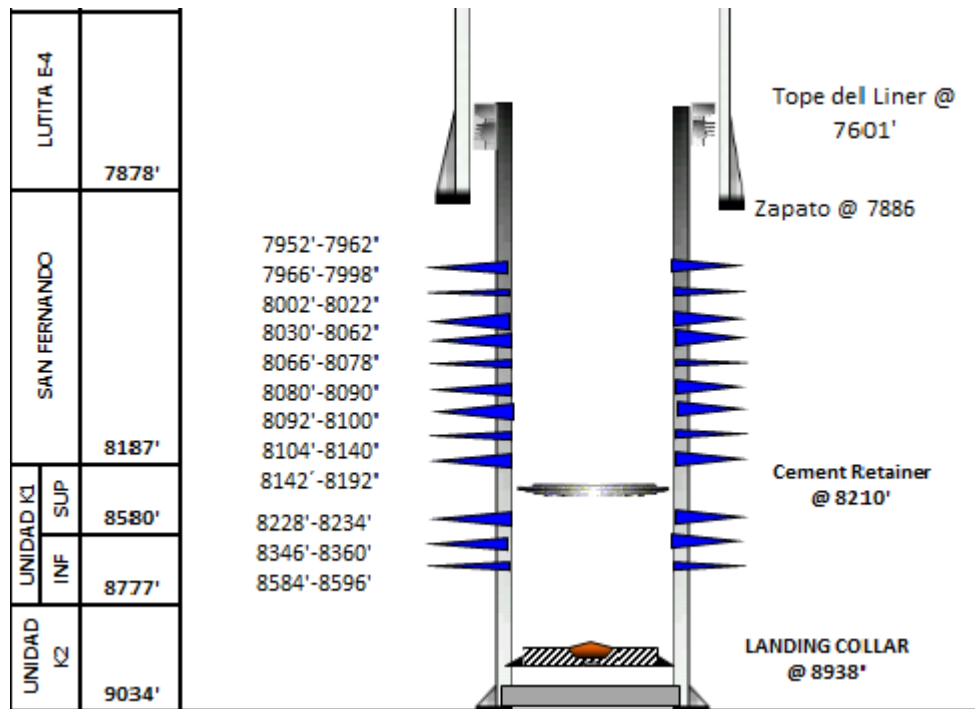
| | | | |
|-----------------------------------|------|----------|----------|
| Sensor well lift, serie 459 nuevo | 1,84 | 6,563,24 | 6,565,08 |
|-----------------------------------|------|----------|----------|

FUENTE: Tomado y adaptado de ECOPEPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Central-Campo Chichimene.

El pozo presenta una zona cañoneada en la formación San Fernando a una profundidad de 7952 ft hasta 8192 ft y una zona adicional a una profundidad de 8228 ft hasta 8596 ft.

La sarta de producción tiene un peso de 105 Mlbs la cual incluye el peso del bloque viajero más el peso que ejerce el fluido. El cable AGW # 2 SOL FLAT CAP 3/8" 4770 Ft, cable AGW # 1 SOL FLAT CAP 3/8" 1670 ft aproximadamente. Empalme en la junta 145.

Figura 10. Zonas cañoneadas en el pozo CHICHIMENE.



FUENTE: Tomado Y adaptado de ECOPEPETROL S.A. Superintendencia de Operaciones Central-Campo Chichimene

3 DISEÑO DEL MEZCLADOR ESTÁTICO PARA LA INSTALACION EN FONDO DE POZO.

Para la elección y diseño o rediseño de un mezclador estático se deben tener en cuenta características y parámetros a ser manejados, los cuales deben ser establecidos antes del proceso; los parámetros de gran importancia son :

Homogeneidad: Un sistema homogéneo es aquel que toma igual valor de sus propiedades intensivas, o en una mezcla de varias sustancias que da como resultado una sustancia de estructuras y composición uniforme. En procesos de mezclado la homogeneidad se relaciona a partir de la desviación estándar relativa, la cual está definida como una medida de la desviación estándar de la concentración a la salida del mezclador estático (S), dividido por la desviación estándar teórica a la entrada del mezclador σ_0

$$\frac{S}{\sigma_0} (5)$$

Donde S indica la concentración a la salida y está dada por:

$$S = \left(\frac{\sum (C_i - CA)^2}{n-1} \right)^{0.5} (6)$$

Donde, C_i es la concentración en una muestra, CA es la concentración promedio (Kg/m³) y n es el número de muestras tomadas a la salida del mezclador.³⁵

La desviación estándar a la entrada del mezclador está dada por:

³⁵ Esquema integral de dilución del sistema de producción de crudo extra pesado: evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo Chichimene. Bucaramanga- Santander. 2014. Pag 16.

$$\sigma = \left(\frac{\sum(U_i * C_i)^2}{U} - CA^2 \right)^{0,5} \quad (7)$$

Donde, U_i es la tasa volumétrica del componente i y U es el flujo volumétrico total (m^3/s).

La homogeneidad también va asociada a la relación de la longitud del mezclador estático y el diámetro del mismo (L/D).

Caída de presión: Teniendo en cuenta que el fluido se encuentra en estado estable, y que se maneja un fluido newtoniano e incompresible, de densidad ρ y viscosidad μ , el cual fluye a un caudal Q a través de una tubería de diámetro d , desde el punto 1 al punto 2. Esta afirmación ya la se había descrito antes.

El gradiente de presión interna del flujo está definido de la siguiente manera:

$$\nabla P = - \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (8)$$

Otro factor es el gradiente de presión total y está definido como la suma del gradiente de presión por la gravedad, el gradiente de presión por fricción y el gradiente de presión por aceleración.

$$- \frac{\Delta P}{\Delta L} = - \left(\frac{\Delta P}{\Delta L \text{ gravedad}} + \frac{\Delta P}{\Delta L \text{ friccion}} + \frac{\Delta P}{\Delta L \text{ aceleracion}} \right) \quad (9)$$

El valor que aporta la aceleración en la mayoría de los casos es despreciable, por lo que en la ecuación final se puede despreciar este valor y el gradiente total puede definirse entonces como la suma de los gradientes por fricción y gravedad.

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = -GE * (1.422 \frac{\Delta H}{\Delta L} + \frac{1}{26552} * \frac{Q^2}{d^5} * f) \quad (10)$$

Donde GE es la gravedad especifica del fluido, la cual está en relación con la gravedad API del fluido, y está dada por:

$$GE = \frac{141,5}{131,5+API} \quad (11)$$

Unidades de las ecuaciones:

P, Presión interna, PSI

L, Longitud de la tubería, metros (mt)

H, Altura de la tubería, metros (mt)

Q, caudal del fluido, BPD

D, diámetro interno de la tubería, pulgadas (in)

F, factor de fricción, adimensional³⁶.

Otra manera de calcular la caída de presión de la tubería es:

$$\Delta P = 4 * f * \frac{L}{D} * \rho * \frac{V^2}{2} \quad (12)$$

Donde las unidades manejadas son:

f: factor de fricción.

L: largo de la tubería.

D: diámetro de la tubería.

V: velocidad del flujo.

P: densidad del fluido.

³⁶ Esquema integral de dilución del sistema de producción de crudo extra pesado: evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo Chichimene. Bucaramanga – Santander, 2014. Pag 18.

Factor de fricción f: Depende únicamente del número de Reynolds si el fluido se encuentra en régimen laminar, y de la rugosidad relativa de la tubería (K/d) y número de Reynolds si el flujo está en régimen turbulento; si el flujo es altamente turbulento el factor de fricción solo dependerá de la rugosidad relativa de la tubería.

$$f = \frac{0.079}{Re^{0.25}} \text{ Para } 4000 < Re < 100000 \quad (13)$$

$$f = \frac{16}{Re} \text{ Para } Re < 2000^{37} \quad (14)$$

Número de Reynolds: Es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia con las fuerzas viscosas. También se puede decir que relaciona el tamaño y la velocidad del sistema con propiedades físicas del fluido, el número de Reynolds está dado por la siguiente ecuación.

$$Re = 92,26 * \frac{Q}{d\mu} \quad \text{O} \quad Re = \frac{\rho * D * V}{\mu} \quad (15)$$

Se indican tres regímenes de fluido de acuerdo al número de Reynolds obtenido.

Re < 2100 se denomina en Régimen Laminar

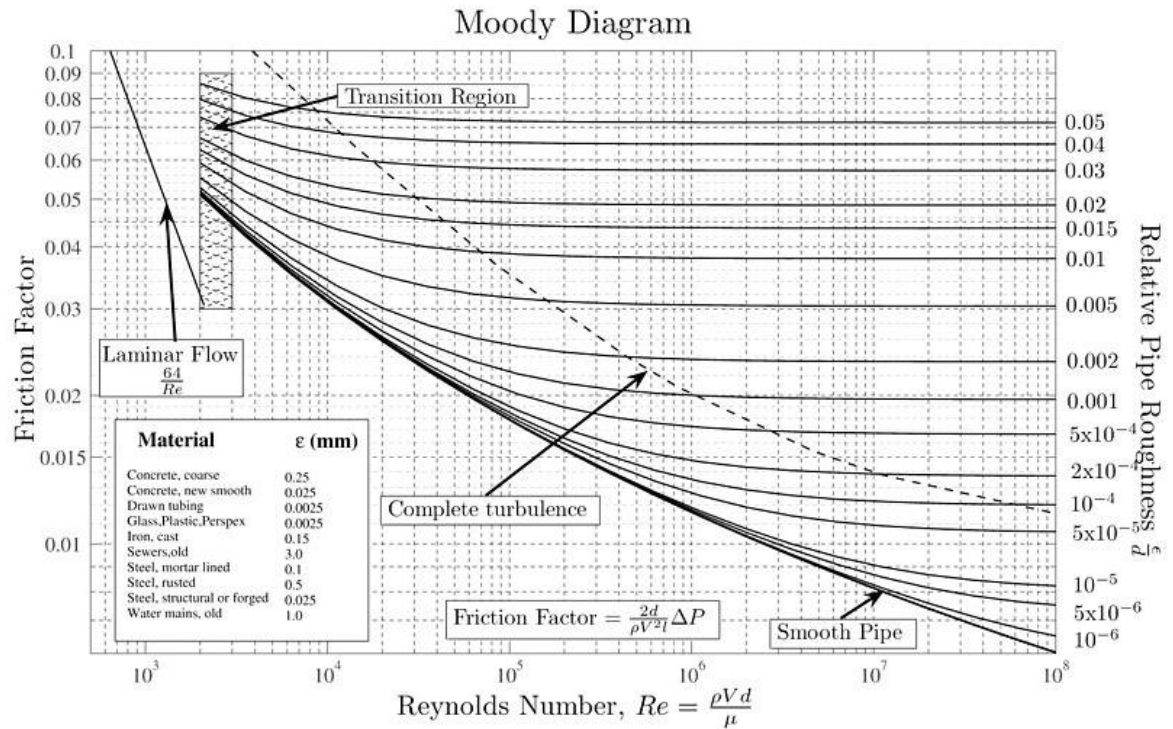
2100 < Re < 10000 se denomina régimen de transición (inestable)

Re > 10000 se denomina flujo totalmente turbulento.

³⁷ ORELLANA, Elías. (2006). Cálculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero mecánico, Facultad de ingeniería. Concepción – Chile, 2006. Pag 32.

El número de Reynolds también se encuentra relacionado con el coeficiente de fricción y la rugosidad relativa de la tubería.

Figura 11. Diagrama de Moody



FUENTE: tomado de <http://pt.wikibooks.org/>

3.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE MEZCLADOR A DISEÑAR.

Conociendo las características y propiedades que se deben tener en cuenta para la selección del mezclador se procede a caracterizar las propiedades del fluido. En este caso se caracteriza el fluido como una mezcla homogénea de fluidos miscibles.

Las propiedades de los fluidos que se trabajan son las siguientes:

- Viscosidad.

- Tasa de flujo.
- Densidad.
- Temperatura.
- Presión.

El resultado final deseado que se requiere obtener es el de una mezcla con una homogeneidad promedio del 1%; por lo que retomando los tipos de mezcladores que se pueden llegar a usar y descartando los que no cumplen los requisitos, se definen los siguientes.

- Mezcladores tipo KMS: En su mayoría de usos da como resultado mezclas con alto grado de homogeneidad y funciona para todos los regímenes de flujo (laminar, transicional, turbulento).
- Mezcladores tipo SMX: Funciona para fluidos que se encuentren en régimen laminar y con altas viscosidades, por ejemplo como el crudo pesado. Las mezclas generadas con este tipo de mezcladores resultan con una homogenización leve o moderada.
- Mezcladores tipo KVM: este tipo de mezclador tiene la ventaja que permite tener procesos de inyecciones múltiples de fluidos y/o la inyección se puede hacer directamente sobre el primer elemento del mezclador.
- Mezclador tipo SMV: hojas de metal corrugadas que avanzan 30 o 45 grados con respecto al eje de la tubería. Cada elemento es 0,5 a 1 de la

medida del diámetro en su longitud y los elementos adyacentes se giran 90 grados en relación de uno al otro. Es ideal para flujo turbulento.³⁸

3.2 CÁLCULOS NECESARIOS PARA LA ELECCIÓN DEL TIPO DE MEZCLADOR A DISEÑAR.

Para el desarrollo de los cálculos se requieren de datos básicos de la tubería, del fluido que se denominara flujo principal y del diluyente como flujo secundario.

La variación de los datos se desarrollara para el diluyente nafta, del cual se tomaran los datos necesarios para los cálculos respectivos

.

Los datos básicos requeridos para hacer el diseño, los cálculos y la selección del mezclador más adecuado para el caso que se esté manejando en el momento son:

³⁸ ORELLANA, Elías. (2006). Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero mecánico, Facultad de ingeniería. Concepción – Chile, 2006. Pag 46.

Tabla 8. Cálculos necesarios para el diseño del mezclador.

| CALCULOS NECESARIOS PARA EL DISEÑO DEL MEZCLADOR ESTATICO | | | | | |
|---|-------------------|--------------------|-------------|---------------------|------------|
| | | | | | |
| DATOS NAFTAT Y T | | | | | |
| | unidades de campo | | unidades SI | | |
| DIAMETRO TUBERIA (IN) | 8,681 | In | 0,231493333 | mt | 231,493333 |
| CAUDAL FLUJO PRINCIPAL (BPD) | 1064 | BOPD | 14615663,46 | m ³ /seg | constantes |
| CAUDAL FLUJO SECUNDARIO (BPD) | 319,2 | BPD | 4384699,037 | m ³ /seg | A |
| DENSIDAD FLUJO PRINCIPAL | 63,24989247 | lb/ft ³ | 0,812227842 | Kg/m ³ | B |
| DENSIDAD PFLUJO SECUNDARIO | 43,15542522 | lb/ft ³ | 0,544223945 | Kg/m ³ | C |
| VISCOSIDAD PRINCIPAL (Cp) | 771,636 | mPa*S | 0,771636 | | |
| VISCOSIDAD SECUNDARIO | 0,32 | mPa*S | 0,00032 | Kg/m*s | |
| GRAVEDAD API CRUDO | 8 | | | | |
| GRAVEDAD API DEL DILUYENTE | 73,1 | | | | |
| CONCENTRACION DEL FLUJO SECUNDARIO | 0,3 | | | | |
| GRAVEDAD ESPECIFICA DE LA MEZCLA | 0,917513848 | 57,25286413 | 0,73521659 | | |
| LONGITUD DE LA TUBERIA (ft) | 7878 | ft | 2520,96 | mt | |

El primer paso a desarrollar es el cálculo de propiedades de la mezcla las cuales son densidad, viscosidad y cantidad de flujo de la mezcla.

Tabla 9. Calculo de propiedades físicas.

| CALCULOS PROPIEDADES FISICAS | | | |
|--------------------------------|-----------------|------------------|-------------|
| | FLUJO PRINCIPAL | FLUJO SECUNDARIO | TOTAL |
| DENSIDAD (Kg/m ³) | 0,812227842 | 0,544223945 | 0,731826673 |
| VISCOSIDAD (Cp) | 771,636 | 0,32 | 174,066525 |
| FLUJO (BPD) | 1064 | 319,2 | 1383,2 |
| area | 0,042088929 | m ² | |
| velocidad | 451433737,6 | m/s | |
| reynolds | 439365,0183 | | |

Los valores plasmados en la tabla son calculados con ecuaciones mencionadas anteriormente las cuales son:

$$\text{Densidad total} = \text{flujo principal} * (1 - \text{concentracion diluyente}) + \text{flujo secundario} * \text{concntracion diluyete} . \quad (16)$$

$$\text{viscosidad de la mezcla} = \sum y_k * \text{VBN}_k(17)$$

Luego se procede a conocer el área de la zona de interés, la velocidad del flujo y el número de Reynolds correspondiente a la velocidad y el flujo total.

Tabla 10. Cálculos del número de Reynolds.

| | | |
|------------------|-------------|----------------|
| area | 0,042088929 | m ² |
| velocidad | 451433737,6 | m/s |
| reynolds | 439365,0183 | |

De acuerdo al valor calculado en el número de Reynolds el régimen del flujo se encuentra en estado turbulento, lo que reduce el número de tipos de mezcladores que podrían ser utilizados, por lo que se debe revisar de nuevo la lista de mezcladores preseleccionados y seleccionar los que sean útiles para ese régimen de flujo.

De acuerdo a la literatura consultada el tipo de mezclador que más se acopla a las necesidades del diseño es el mezclador KMS. Pues funciona adecuadamente para fluido en régimen turbulento, con una homogenización moderada como resultado, maneja fluidos con altas viscosidades, y a su vez permite que los fluidos a ser mezclados puedan tener viscosidades extremadamente diferentes.

3.3 PROPIEDADES DEL MEZCLADOR SELECCIONADO.

KMS: Es un mezclador tipo cinta torcida, las torceduras en la cinta se alternan de izquierda a derecha o viceversa. Este dirige el flujo en forma radial hacia las paredes de la tubería y la dirige nuevamente al centro. Adicionalmente el cambio de la velocidad y la división del flujo da como resultado la combinación de los fluidos los cuales de manera continua se alternan igualmente de derecha a izquierda, aumentando la eficiencia del mezclador.

Es útil para los tres tipos de flujos, laminar, turbulento y transición. Es conveniente para la mayoría de los casos de mezclado que involucran líquidos o gases.³⁹

Los principios de operación del mezclador son:

- División de flujo.
- La circulación rotatoria.
- Mezclado radial.

El material posible para la fabricación del mezclador sería aleaciones de acero con características similares al acero de las tuberías de producción. Aunque los fabricantes recomiendan sus propios materiales de acuerdo a los servicios que ofrezcan.

³⁹ ORELLANA, Gjardo y Elías. Gerardo. Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Concepción- Chile: Universidad del Bio-Bio. Facultad de Ingeniería. Departamento Ingeniería Mecánica, 2006.Pag 44.

3.4 METODOLOGIA PARA LA INSTALACION DEL MEZCLADOR.

3.4.1 Calculo de la dimensiones del mezclador seleccionado. Para iniciar el proceso de cálculo de las dimensiones del mezclador se requiere conocer inicialmente un promedio de la densidad de los fluidos mezclados, en este caso la concentración de nafta se variara para poder observar con que concentración funciona mejor la mezcla y se debe hacer el cálculo de la concentración promedio, la cual está dada por la siguiente ecuación.

$$\text{concentracion promedio} = \Sigma(C_i - C_a)^2 \quad (18)$$

Donde C_i es la densidad a la concentración deseada y C_a es la densidad promedio de la mezcla.

El siguiente paso a seguir es el cálculo de la desviación estándar de la concentración a la salida del mezclador estático llamado S .

$$S = \left(\frac{\Sigma(C_i - C_a)^2}{n-1} \right)^{0.5} \quad (19)$$

Paso siguiente:

$$\sigma = \left(\frac{\Sigma(U_i * C_i)^2}{U} - C_a^2 \right)^{0.5} \quad (20)$$

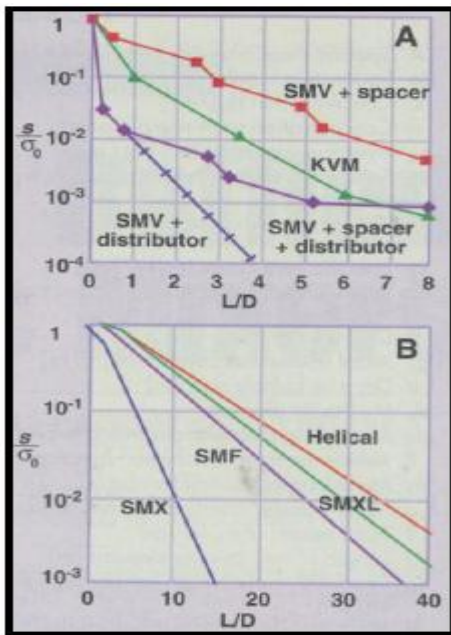
Seguido de S/σ_0 , luego se procede al cálculo de L/D el cual para fluidos de viscosidades diferentes se calcula de la siguiente manera.

$$\frac{L}{D} = \left(\frac{L}{D}\right)_{\text{viscosidad igual}} + k * \log\left(\frac{\mu_{\text{alta}}}{\mu_{\text{baja}}}\right)^{40} \quad (21)$$

El valor de L/D para viscosidades iguales debe ser leído de gráficas, alguna de ellas se muestra en la figura 12; para el caso del mezclador KMS este valor es estándar y es 1,5 y el valor de K varía de 2 a 10. El número de elementos de un mezclador KMS varía de 6 a 8, para obtener una mayor eficiencia, se eligen 6 elementos; la longitud de cada elemento es 1,5 por el diámetro de la tubería.

Del valor calculado de (L/D) para viscosidades diferentes se hace un despeje de longitud y conociendo el diámetro de la tubería en donde se desea instalar el mezclador estático se calcula el valor de la longitud del mezclador que se está diseñando.

Figura 12. Grafica de L/D contra homogeneidad.



FUENTE: Esquema integral de dilución del sistema de producción de crudos extrapesados: Evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamientos del campo Chichimene.⁴¹

⁴⁰ Esquema integral de dilución del sistema de producción de crudo extra pesado: evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo Chichimene. Bucaramanga- Colombia. Pag 17.

⁴¹ Ibid

La figura 12 muestra la homogeneidad para algunos tipos de mezcladores en régimen turbulento (A) y régimen laminar (B).

Tabla 11. Cálculo de la longitud del mezclador.

| CALCULO DE LA LONGITUD DEL MEZCLADOR | | | | |
|--|-------------|------------------------------|-------------|--|
| CANTIDAD DE CONCENTRACION DE DILUYENTE | DENSIDAD | | | |
| 15% | 0,774009425 | | | |
| 20% | 0,76107848 | | | |
| 25% | 0,74814735 | | | |
| 30% | 0,73521659 | | | |
| CONCENTRACION PROMEDIO | 0,754612961 | | | |
| $(C_i - C_a)^2$ con 15% | 0,000376223 | | | |
| $(C_i - C_a)^2$ con 20% | 4,18029E-05 | | | |
| $(C_i - C_a)^2$ con 25% | 4,18041E-05 | | | |
| $(C_i - C_a)^2$ con 30% | 0,000376219 | | | |
| $\Sigma(C_i - C_a)^2$ | 6,98978E-07 | | | |
| S | 0,000482693 | | | |
| σ_o | 0,430316442 | | | |
| S/σ_o | 0,001121717 | el L/D equivalente es 2,5L/D | | |
| L/D | 8,940977506 | | | |
| L (m) | 2,069776686 | L (ft) | 6,468052144 | |
| rugosidad relativa para el acero | 0,0018 | in | | |
| e/D | 0,000207349 | | | |
| calculo de A | 1,60836E+22 | | | |
| calculo de B | 8,03248E-18 | | | |

Los cálculos hallados para el mezclador estático tipo KMS se desarrollaron asumiendo una ubicación del mezclador en la zona inmediata debajo de la bomba electro sumergible a una profundidad promedio de 6340 ft.

Figura 13. Esquema del mezclador.

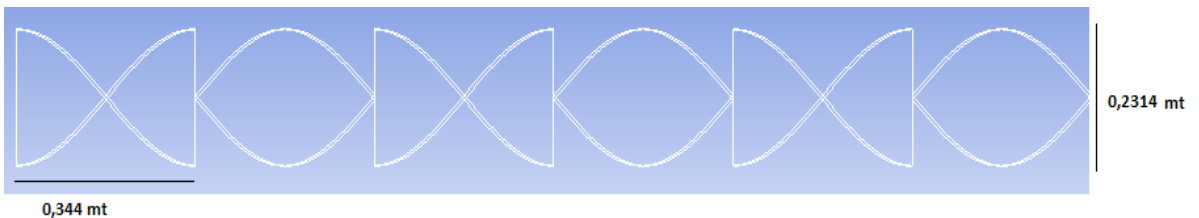
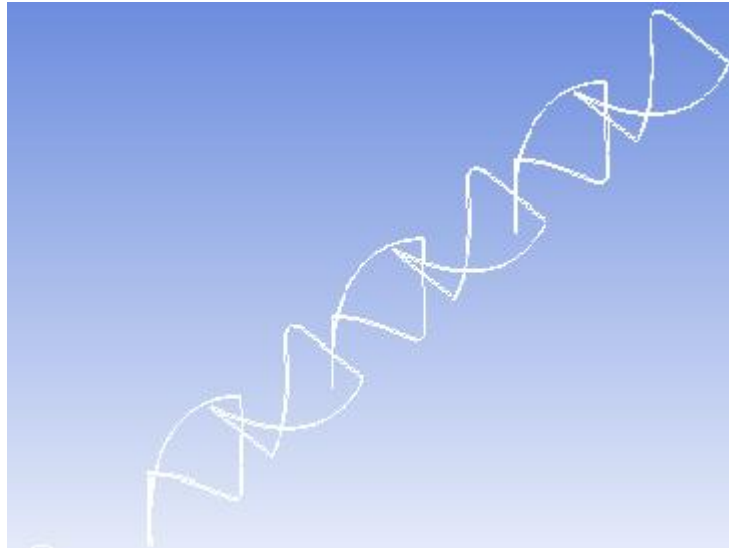


Figura 14. Esquema del mezclador.



3.4.2 Propiedades del nafta.

El tipo de nafta seleccionado para el proceso es nafta que se usa en el campo Chichimene para proceso de mezcla en superficie.

Tabla 12. Propiedades de la nafta.

| PROPIEDAD | NAFTA T&T |
|------------------------|-----------|
| Densidad | 0,6913 |
| API | 73,1 |
| Viscosidad a 30 C (cp) | 0,32 |

Se hará una variación de acuerdo a las concentraciones más utilizadas en superficie, por lo que se modificara el contenido de nafta del 15 % hasta el 30% en el contenido del crudo.

3.4.3 Inyección de la nafta. El volumen de nafta máximo que se inyectara al pozo, es decir con una concentración de 30 % es de 319,2 BPD por lo que se requiere de la instalación de tubería capilar para la inyección del diluyente.

La tubería capilar para la inyección del nafta podrá ser ubicado dentro de la configuración de los cables de la bomba o puede ir de forma independiente, las modificaciones generadas al sistema de bombeo electro sumergible son insignificantes.

La presión de inyección del nafta debe estar garantizada con 100 psi por encima de la presión de fondo fluyendo, por ejemplo si la presión de fondo fluyendo es de 1000 psi se debe asegurar que la presión de inyección en superficie del nafta debe ser de 1100 psi para que la inyección del nafta se de en el punto deseado. Además se debe tener en cuenta las pérdidas de presión en la tubería para que el equipo de inyección seleccionado al final del recorrido genere la presión necesaria de los 1100 psi.⁴²

- Tubería capilar:

Se recomienda usar un tubo capilar de $\frac{3}{4}$ " de diámetro el cual tiene una capacidad de 68 – 515 BPD de diluyente, el cual cumple con los requerimientos mínimos y máximos del caudal a manejar. El tipo de material para la tubería que se debe usar es la de norma ASTM A106 de grado B, que se muestra en la siguiente tabla.

⁴² LEON, Wilson. Diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo para la implementación de la tecnología de inyección de diluyente en la cara de la formación, aplicando a crudos extra pesados. Trabajo de Grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industria de Santander. Facultad de fisicoquímica, Escuela de petróleos. 2013. Pag 41.

Tabla 13. Requerimientos del material de la tubería capilar.

| ASTM | MAXIMA TEMPERATURA | GRADO |
|-------|--------------------|-------|
| A 106 | 475° C , 885°F | B |

FUENTE: Tomado y adaptado de catálogo de suministros S.A

Las características de la tubería capilar se describen a continuación.

Tabla 14. Características del capilar.

| numero de partes | tamaño de la línea | maxima caída de presión (Psi) | rango de flujo | |
|------------------|--------------------|-------------------------------|----------------|------------|
| KSB 131-075 | 3/4" x 1" | 18 | 2-15 (GPM) | 68-515 BPD |

FUENTE: Tomado y adaptado de informe de elementos de diseño de facilidades para la prueba de dilución a nivel de clúster en el campo Chichimene.

La longitud de la tubería capilar al interior del pozo será en promedio de un pie por debajo de la ubicación del mezclador estático el cual está ubicado a 6340 ft de profundidad y quien a su vez tiene una longitud de 6,47 ft lo que dará como resultado una longitud total de tubería capilar de 6347,47 ft.

En el interior del pozo la tubería capilar debe ir sujeta a la tubería de producción por medio de abrazaderas diseñadas para el uso con dos tuberías, garantizando así que las vibraciones u otro tipo de movimiento no generen desprendimiento en la tubería capilar.

La figura 15 muestra una imagen del acople necesario que se debe desarrollar en la tubería de producción para la inyección de nafta.

- Bomba de inyección:

Se requiere para la inyección del nafta el uso de una bomba la cual se recomienda una bomba de desplazamiento positivo rotatoria de cavidades progresivas, este tipo de bombas tiene buena estabilidad en la presión y el flujo debido a sus largas líneas de sellado; tiene valores reducidos en las vibraciones y en la turbulencia, alta eficiencia volumétrica y mecánica, maneja caudales de bombeos hasta 2.200 gpm, y presiones máximas hasta de 680 psi.

Figura 15. Esquema de la tubería.

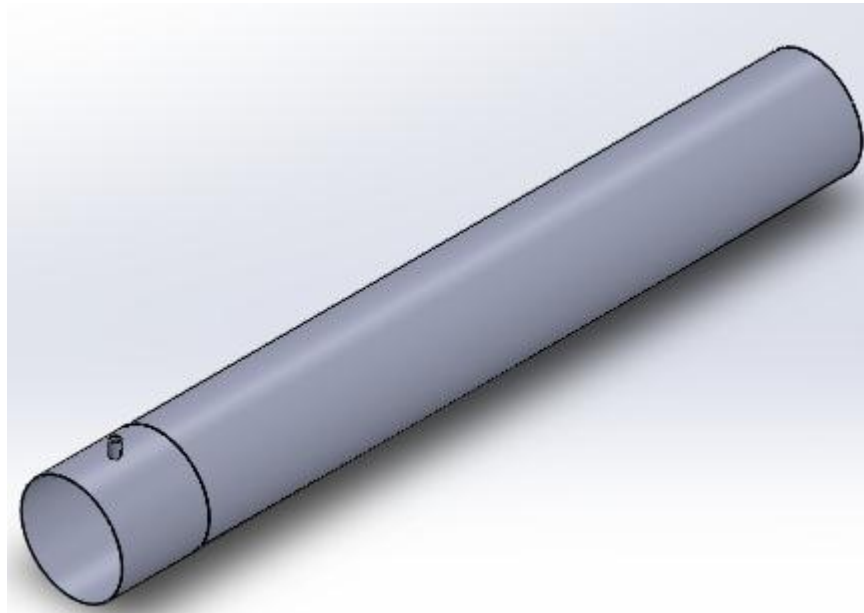
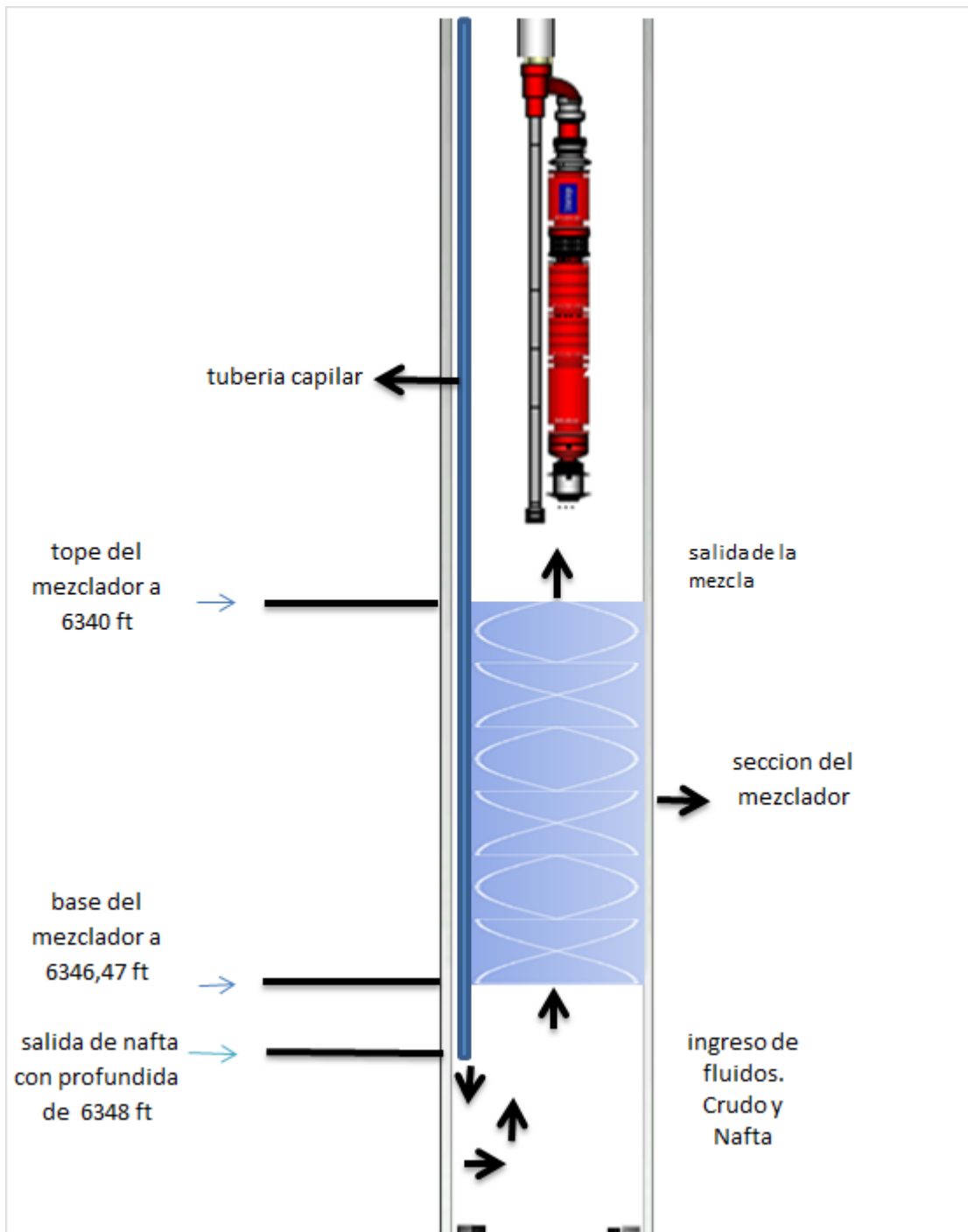


Figura 16. Esquema de instalación en fondo de pozo.



3.5 MODELAJE DEL COMPORTAMIENTO DEL MEZCLADOR.

Para el modelaje del comportamiento de los mezcladores estáticos en interacción con los fluidos se utiliza como herramientas la simulación numérica, a través de la dinámica de fluidos computacionales.

La dinámica de fluidos computacionales es una herramienta que proporciona información cualitativa y cuantitativa de la predicción del flujo de fluido por medio de la solución de las ecuaciones fundamentales usando métodos numéricos.

Esta es una herramienta que ofrece la capacidad de simular flujo de gases, líquidos, transferencia de masa y calor, cuerpos en movimiento, interacción fluido-estructura, entre otros.

Los software comerciales más utilizados, que ofrecen la herramienta de la dinámica de fluidos computacionales en el mercado son los simuladores Gambit y Ansysfluent.

Para el análisis del mezclador seleccionado se usó el simulador Ansysfluent el cual cuenta con un paquete con la herramienta de la dinámica de fluidos computacionales.

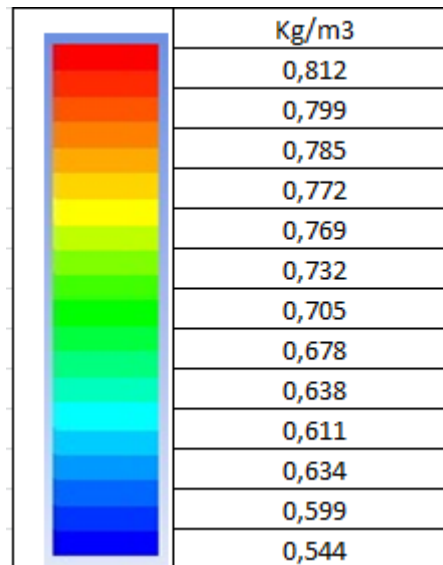
Para poder desarrollar el análisis se requiere del conocimiento de las dimensiones exactas del mezclador y de las propiedades del fluido antes y después de la mezcla; dichos valores fueron calculados anteriormente.

Los datos usados en el proceso de simulación antes y después del mezclado fueron los valores de densidad de los dos fluidos (crudo pesado y nafta), y los

valores de densidad promedio de la mezcla de los dos fluidos. La densidad promedio de la mezcla se calcula con las ecuaciones anteriormente mencionadas.

Al introducir los datos al simulador éste asigna un color específico a cada uno de los fluidos; en este caso fueron asignados los colores rojo y azul al crudo y a la nafta respectivamente. A continuación se mostrara los contornos de colores de acuerdo a la variación de la densidad de la mezcla:

Figura 17. Escala de colores para la variación de la densidad.



En las siguientes figuras se aclara que la parte derecha corresponde a la entrada de los fluidos y la parte izquierda muestra la salida de los fluidos ya mezclados.

Figura 18. Concentración 15% de nafta

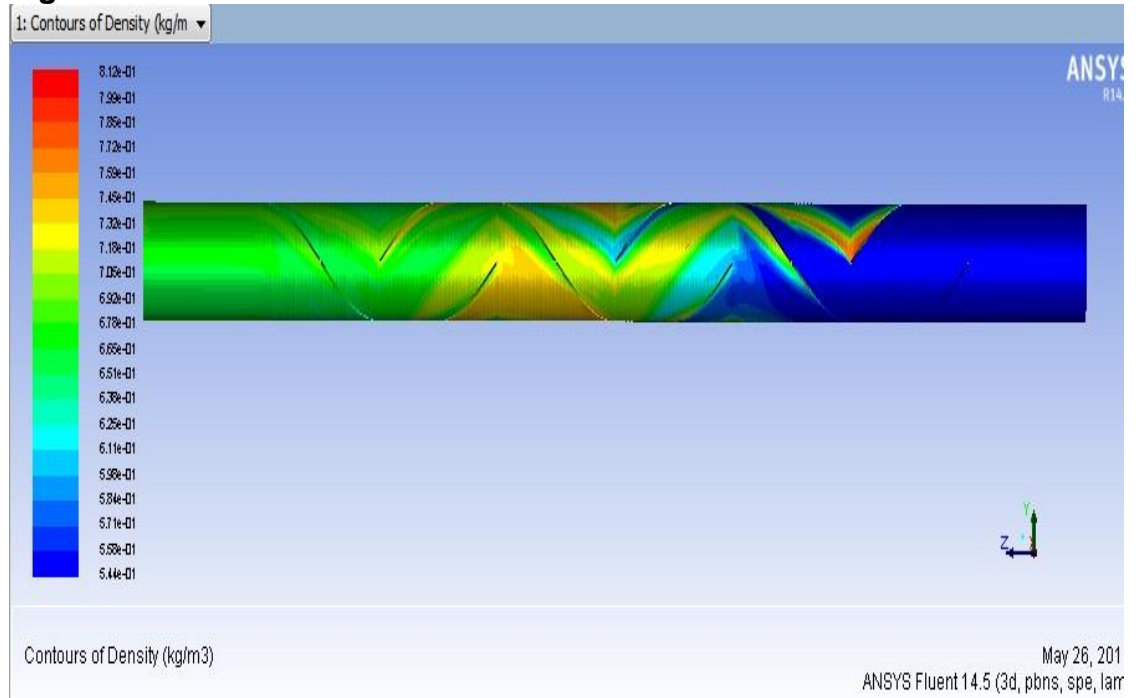


Figura 19. Concentración 20% de nafta

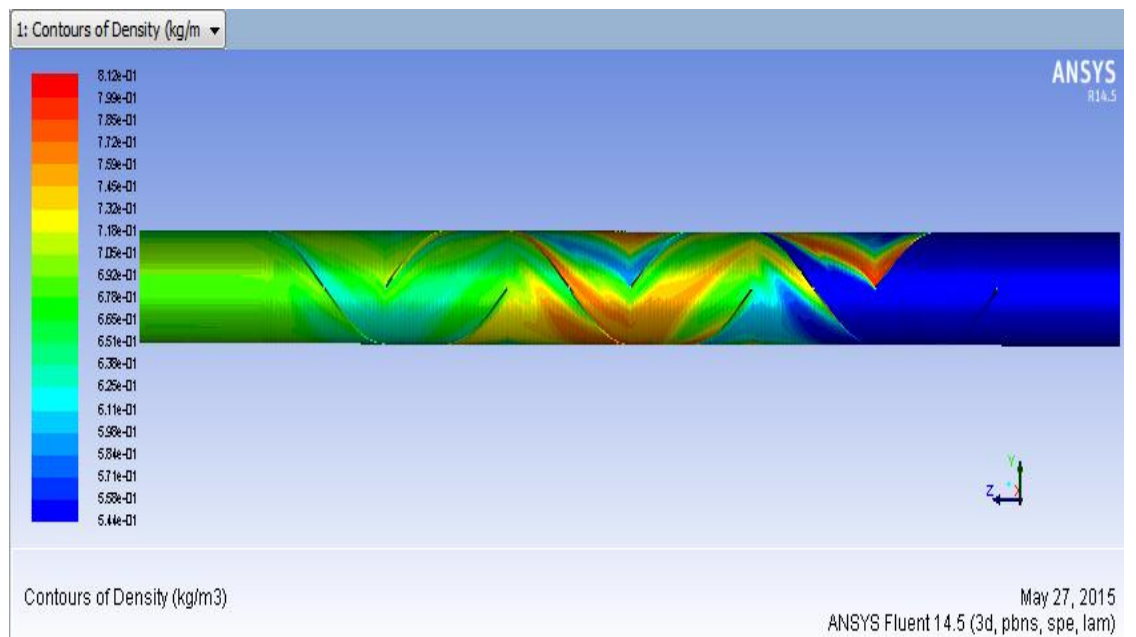


Figura 20. Concentración 25% de nafta

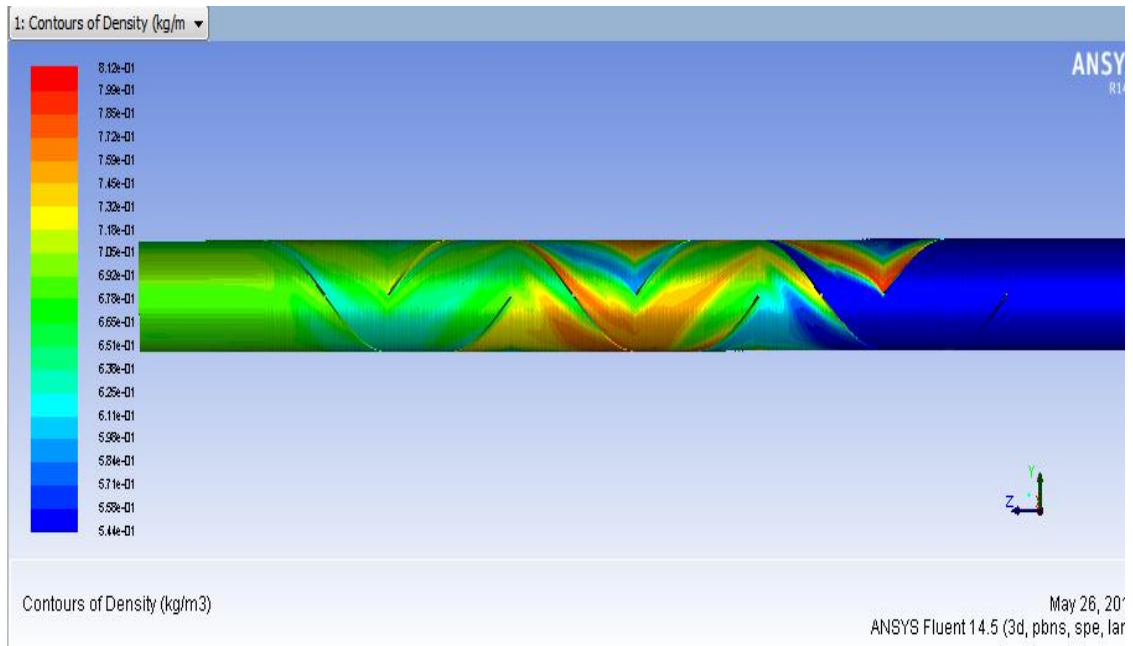


Figura 21. Concentración 30% de nafta

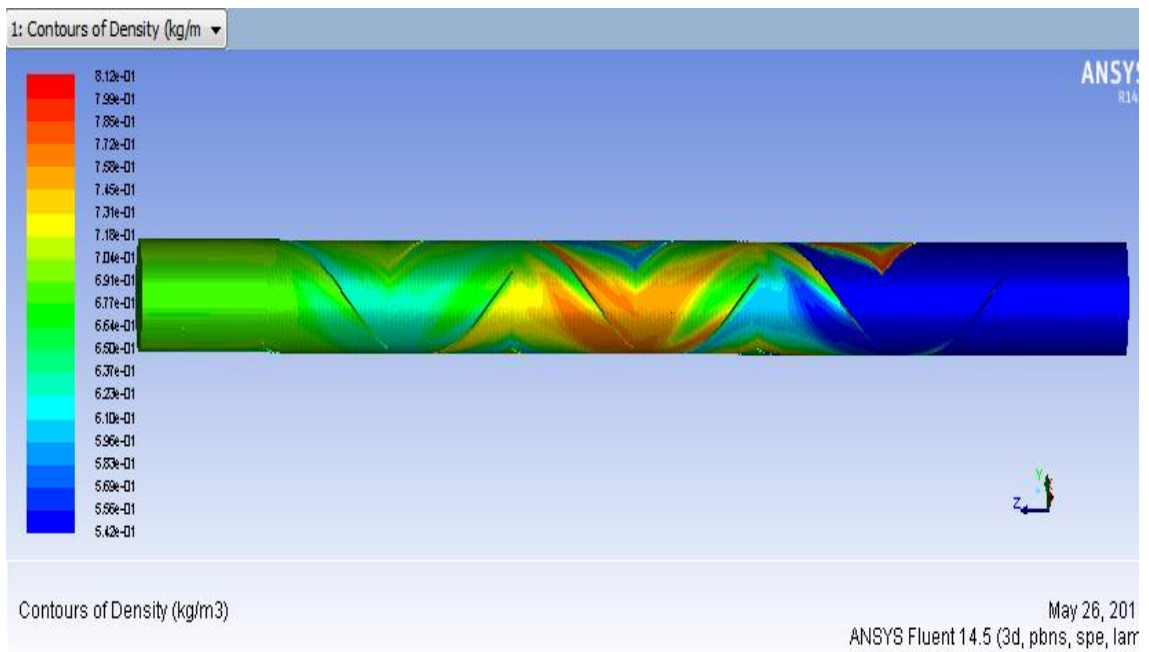
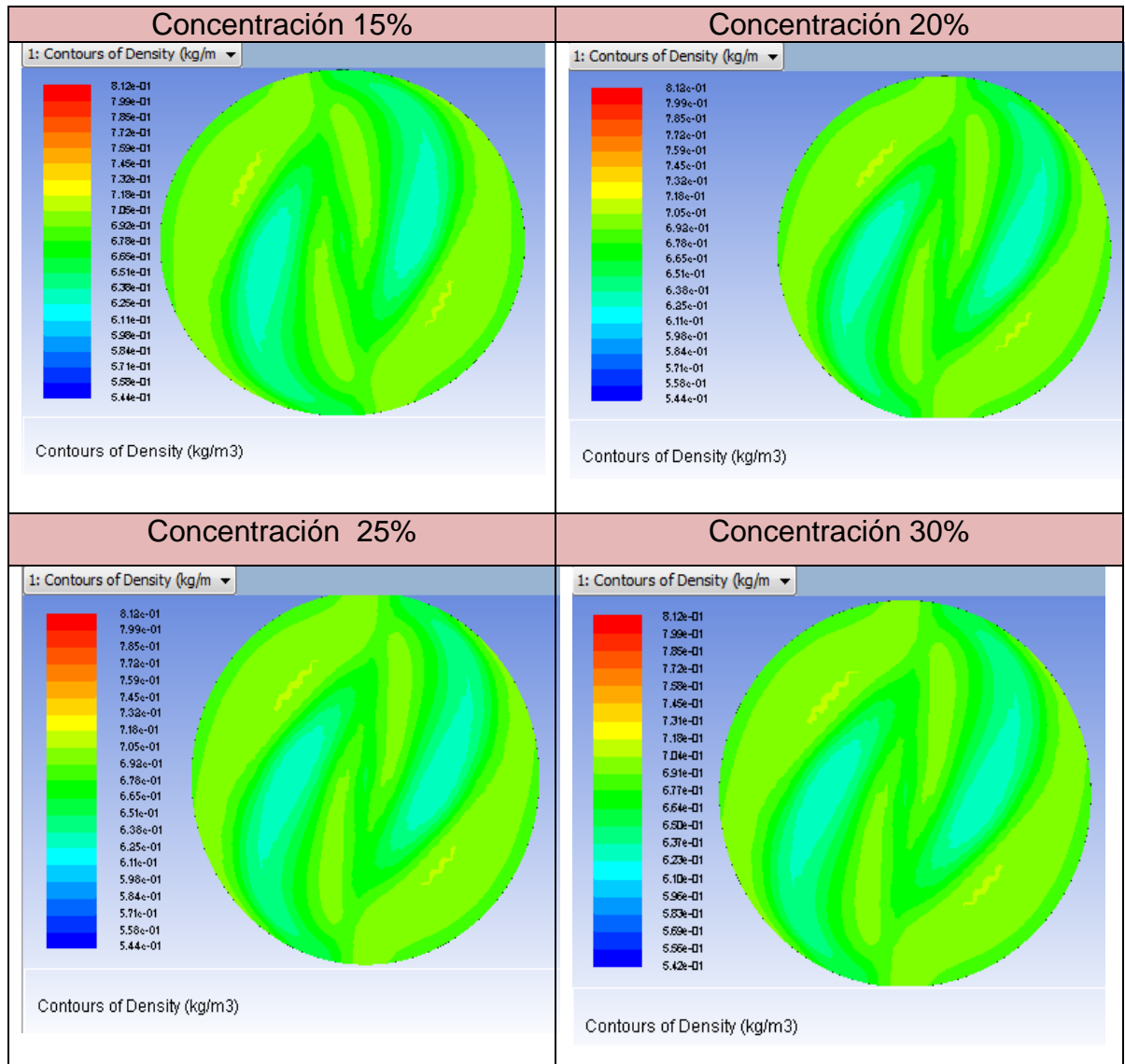


Figura 22. Contorno de la densidad a la salida del mezclador



3.5.1 Análisis de los resultados obtenidos. Desde las figuras 17 hasta la figura 21 se logra observar los resultados de manera gráfica obtenidos por el simulador, en las primeras cuatro figuras se puede observar el cambio y el recorrido de los fluidos a través del mezclador con la variación respectiva de concentración de nafta desde el 15% hasta el 30%, permitiendo observar que a medida que la concentración de nafta aumenta la densidad de la mezcla disminuye, el ingreso del crudo y del nafta se evidencia a la parte derecha de la imagen, el simulador arroja el esquema de color azul a la entrada del mezclador, pues el nafta al ser de menor densidad se dirige por las paredes de la tubería hasta llegar al inicio de la sección del mezclador, y el crudo pesado se dirige por la parte interna de la tubería; al momento de ingresar el flujo al mezclador se evidencia el cambio en las tonalidades indicando el proceso de mezclado y a su vez el cambio en la densidad.

La figura 21 permite observar el comportamiento gráfico de la salida directa del mezclador evidenciando un poco más la tonalidad que indica el cambio de densidad producido por la mezcla de los fluidos.

A la salida del mezclador en cada una de las concentraciones de nafta se observa una tonalidad verde la cual indica una reducción de la densidad en un rango de 0,63 hasta 0,705 (Kg/m³) en promedio. Lo que indica que la herramienta arroja resultados más optimistas en cuanto a la reducción de la densidad al generarse la mezcla de los fluidos comparándola con los cálculos teóricos en el cual la variación de las densidades se dan desde 0,772 hasta 0,731 (Kg/m³). Dejando visible que los resultados de la simulación son mejores en cuanto el proceso deseado.

Figura 23. Valores de densidad a la salida del mezclador.

| | |
|--|-------------------------|
| | 0,718 Kg/m ³ |
| | 0,705 Kg/m ³ |
| | 0,692 Kg/m ³ |
| | 0,678 Kg/m ³ |
| | 0,665 Kg/m ³ |
| | 0,651 Kg/m ³ |

Tabla 15. Densidades medidas en la simulación de la mezcla.

| CONCENTRACION | 15% | 20% | 25% | 30% |
|--|-------|-------|-------|------|
| DENSIDAD PROMEDIO (Kg/m ³) | 0,692 | 0,678 | 0,665 | 0,65 |

El resultado obtenido es el que se deseaba obtener ya que a medida que la cantidad de nafta aumenta el proceso de mezclado es más eficiente; la literatura recomienda el uso de concentración de nafta en un rango de 25% a 30% y los resultados del proceso de simulación permiten ver que la mayor reducción de la densidad se da en la concentración de 25% y 30%, aunque el cambio de densidad entre 25% y 30 % es muy poco según los esquemas arrojados como resultado lo que permite decidir de que con una concentración del 25% se puede obtener los resultados deseados evitando a la vez un gasto innecesario en volumen de nafta consumida.

La posibilidad de aumentar la concentración de nafta a un 30% deberá ser analizada con respecto a la relación beneficio-costos, para tomar la mejor decisión, ya que el aumento de la concentración generara un poco más de reducción en la densidad pero a su vez podrá generar grandes gastos económicos, sin que se aumente considerablemente la eficiencia del proceso.

En cuanto al análisis de los resultados obtenidos por medio de cálculos numéricos se evidencia el mismo comportamiento de reducción de la densidad de la mezcla con el aumento del porcentaje de nafta. Pero con la diferencia que los resultados de la simulación se acercan a un escenario más optimista con respecto a los beneficios que se obtiene logrando una mejor movilidad del fluido.

Tabla 16. Concentración de diluyentes.

| CANTIDAD DE CONCENTRACION DE DILUYENTE | DENSIDAD |
|--|--------------------|
| 15% | 0,77202725 |
| 20% | 0,758627063 |
| 25% | 0,7452226 |
| 30% | 0,73182667 |
| CONCENTRACION PROMEDIO | 0,751925896 |

Como se observa en la tabla las concentraciones de 25% y 30% son los que generan mayor cambio en la densidad, pero hay poca diferencia numérica y a la vez pocos cambios en la densidad de la mezcla, lo que indica que ambos análisis llevan a conclusiones muy similares con el uso de una concentración del 25% de nafta.

El cálculo de la caída de presión en el mezclador es de vital importancia ya que si ésta es demasiado alta, no permitirá que el mezclador tenga un buen funcionamiento, pues se debe tener en cuenta que la principal energía con la que funcionan los mezcladores es la que llevan los fluidos al desplazarse.

La caída de presión generada por el mezclador es calculada por medio de una ecuación anteriormente mencionada, dando como resultado 1,3 psi por cada pie de longitud del mezclador y 8,439 psi como pérdida total a lo largo del mezclador.

Lo que indica que la caída de presión es poca para generar que los fluidos pierdan movimiento a lo largo del mezclador.

Tabla 17. Cálculos de caída de presión

| | | UNIDADES | | |
|-----------------------------|-------------|--------------|------------|-----|
| FACTOR DE FRICCIÓN DE MOODY | 0,013405781 | ADIMENSIONAL | | |
| $\Delta P/\Delta L$ | 1,30472267 | psi/ft | 8,43901426 | psi |

4 ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.

Permite determinar qué tan rentable o no puede llegar a ser un proyecto mediante la identificación de los costos y beneficios asociados al proyecto.

En efecto, la tarea de evaluar consiste en medir objetivamente ciertas magnitudes resultantes de la formulación del proyecto y convertirlas en cifras financieras con el fin de obtener indicadores útiles para medir su bondad.⁴³

- **HORIZONTE ECONOMICO:**

Este hace referencia al tiempo estimado para la sustentabilidad económica del proyecto, varía de acuerdo al tipo de proyecto a ser desarrollado; y se basa en el criterio de vida económica útil (VEU).⁴⁴

- **FLUJO DE FONDO:**

Hace referencia al esquema que se presenta en forma orgánica y sistemática de los ingresos y egresos líquidos registrados periodo por periodo durante el desarrollo del horizonte económico del proyecto.

- **COSTOS DE OPERACIÓN:**

⁴³ MIRANDA, Juan J; Gestión de proyectos. Pag 254.

⁴⁴ LEON, Wilson. Diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozo para la implementación de la tecnología de inyección de diluyente en la cara de la formación, aplicando a crudos extrapesados. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industria de Santander. Facultad físico-química. Escuela de ingeniería de petróleos 2013. Pag 99.

Son las cantidades económicas necesarias para el desarrollo y mantenimiento del proyecto; se debe tener en cuenta para los costos de operación factores como incrementos esperados para el futuro, costos no incurridos, flujos líquidos de dinero, entre otros aspectos.

4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN):

El valor presente neto corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos, el objetivo de este es permitir determinar si un proyecto es viable económicamente o no.

En el valor presente neto llegan a influir todos los factores monetarios del proceso, como la inversión inicial, las inversiones durante el desarrollo, los gastos de caja, entre otros durante el periodo de desarrollo del proyecto.

Para la decisión de la viabilidad de un proyecto se tiene en cuenta los resultados del VPN. Si este da como resultado:

VPN < 0 No es viable.

VPN = 0 No genera pérdidas, ni ganancias.

VPN > 0 Es viable.

$$VPN = \sum_{T=0}^T \frac{VPI}{(1+i)^T} - \sum_{T=0}^T \frac{VPE}{(1+i)^T} \quad (22)$$

Se debe tener en cuenta un concepto de tasa de oportunidad o tasa de descuento, la cual también indicara más adelante si es viable o no el desarrollo del proyecto.

4.2 TASA INTERNA DE RETORNO TIR.

Es la tasa utilizada para medir la rentabilidad en la inversión de un proyecto, también es conocido como tasa de descuento y genera que el VPN sea igual a cero, entre más alta sea la TIR más rentable será el proyecto.

Un criterio de decisión para la TIR se basa en comparar el TIR del proyecto y la tasa de oportunidad, si la comparación da como resultado que la $TIR > to$, el proyecto es recomendable; si $TIR = to$ el proyecto no genera pérdidas ni ganancias; y si $TIR < 0$ el proyecto no es recomendable.

4.3 ANALISIS FINANCIERO.

Este análisis se basa en valores supuestos basados en algunos valores promedio de la industria. En este análisis se tendrán en cuenta valores de procesos necesarios para la instalación del mezclador en fondo.

El análisis se desarrollara con un pronóstico de 2 años para recuperar la inversión.

La tasa de descuento para el análisis, se definió en 11% de acuerdo a los índices de mercado, y basados en otros proyectos similares, teniendo en cuenta los riesgos de inversión.

El costo de la nafta a inyectar el cual es de una gravedad API de 73 al cual se le asigna un precio de USD\$ 120 por barril en el cual lleva incluidos precios de transporte.

Se considerara un porcentaje de inflación semejante al del año actual el cual será de un 3%.

El costo de la fabricación del mezclador estático tiene un promedio de USD\$ 3000 con las especificaciones deseadas.

COSTOS DEL NAFTA.

Tabla 18.Costos de nafta.

| | | | |
|--------------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| Tasa de inyección. | 319,2 BPD | 114912 Bb/año | 114912 Bb/año |
| Costos | USD\$ 38304 Día | USD\$ 13789440 año | USD\$ 14203123 año |

COSTOS DE EQUIPOS Y PROCESOS A DESARROLLAR.

Tabla 19.Costos.

| DESCRIPCION | COSTO PROMEDIO (PESOS) |
|---|------------------------|
| Equipos para la inyección de nafta con medidas de ¾". | 40.000.000 |
| Bomba de desplazamiento tipo tornillo. | 15.000.000 |
| Tubería capilar ASTM grado B de ¾" (6348 ft). | 70.000.000 |
| Modificaciones para el acople de la tubería capilar. | 7.000.000 |
| Equipos del sistema de control para la inyección. | 30.000.000 |
| Mezclador estático tipo KMS. | 6.500.000 |
| Día de servicio técnico. | 2.700.000 |
| subtotal | 171.200.000 |

| | |
|-------------|-------------|
| IVA del 16% | 27.392.000 |
| total | 198.592.000 |
| | |

INGRESOS

El costo de barril de crudo pesado con gravedad API de 8 tiene un costo promedio de 27 dólares de acuerdo al contexto actual del precio del crudo.

Tabla 20. Ingresos.

| | día | Año 1 | Año 2 |
|----------------|-------------|---------------|---------------|
| Producción Bbl | 1024 Bb/día | 373760 bb/año | 373760 bb/año |
| Costos USD\$ | 27.648 | 10.091.520 | 10.091.520 |

Conociendo los gastos invertidos por la compra del nafta, la inversión por la instalación del mezclador estático en fondo de pozo, y sabiendo cuanto son las posibles ganancias por la venta del crudo de acuerdo a la situación actual del mercado se puede calcular si hay o no ganancias al cabo de 2 años de la implementación del diseño.

Tabla 21. Costo final

| VARIABLES | CANTIDAD EN PESOS |
|-----------|-------------------|
| INGRESOS | 88.691.036.564 |
| EGRESOS | 72.027.509.171 |
| TOTAL | 16.663.527.393 |

El valor presente neto en dólares da un resultado de USD\$ 6,493,970 lo que indica que el proyecto es viable y que se puede desarrollar para mejoras en el proceso de transporte del crudo en la tubería de producción.

5 ANALISIS COMPARATIVO.

5.1 ANALISIS COMPARATIVO DE LA EFICIENCIA DE LOS MEZCLADORES EN SUPERFICIE Y EN FONDO.

La ecuación usada para el cálculo de la eficiencia del mezclador estático fue diseñada por el instituto colombiano del petróleo.

$$E = \frac{P_{sm} - P_c}{P_i - P_c} \quad (23)$$

Dónde:

P_{sm} , es el valor de propiedad del fluido a la salida del mezclador, en este caso la densidad del fluido.

P_i , es el valor de la propiedad que debería de tener en valores calculados, es decir el esperado o el ideal.

P_c , es el valor de la propiedad del crudo antes de entrar al mezclador.

Para hacer los cálculos se debe tomar muestras aguas arriba y aguas abajo de la sección del mezclador; pero en algunos casos antes de la implementación del diseño se hacen procesos de simulación, por lo que los datos tomados para el cálculos de la eficiencia serán todos teóricos, tomados de los cálculos matemáticos y de los resultados de la simulación.

En el caso de la toma de muestras en un mezclador en fondo este se debe tomar antes del proceso de mezclado para conocer las propiedades del crudo ya que

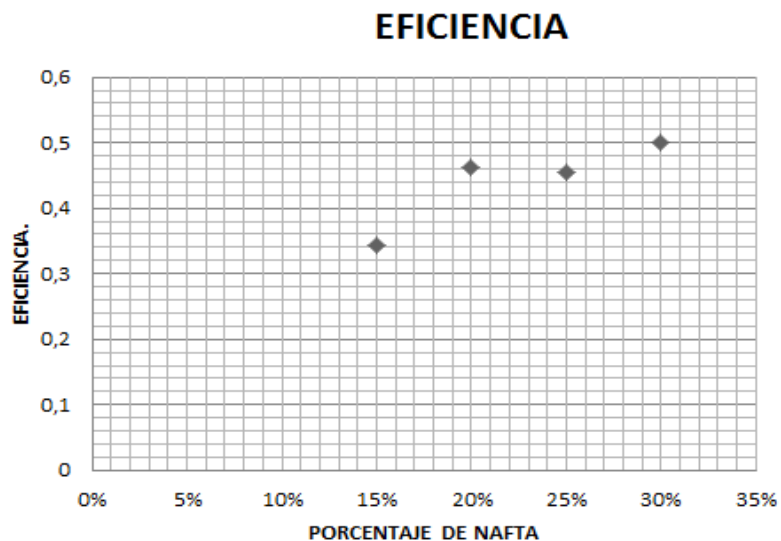
obtener muestras en secciones diferentes de la tubería tiene alto grado de dificultad y altos costos para la toma de la muestra.

Tabla 22. Datos para la eficiencia

| Concentracion | 30% | 25% | 20% | 15% |
|---------------|-------|------------|------------|-----------|
| Pi | 0,65 | 0,665 | 0,678 | 0,69 |
| Psm | 0,731 | 0,745 | 0,75 | 0,77 |
| Pc | 0,812 | 0,812 | 0,812 | 0,812 |
| | | | | |
| eficiencia | 0,5 | 0,45578231 | 0,46268657 | 0,3442623 |

Los valores tomados para los cálculos llamados en la tabla como Pi son los valores arrojados por el simulador y los cuales tomamos como valores teóricos, y los valores de Psm son los calculados por medio de ecuaciones los cuales se toman como valores reales a la salida del mezclador.

Figura 24. Eficiencia del mezclador tipo KMS



Al comparar los resultados de la eficiencia del mezclador instalado en fondo con los análisis de un mezclador instalado en superficie bajo condiciones similares se observa que el comportamiento de eficiencia es bastante similar en cuanto a las concentraciones manejadas, los resultados plasmados del mezclador en superficie son tomados de un estudio ya realizado.

Figura 25. Eficiencia de mezclador del ICP.

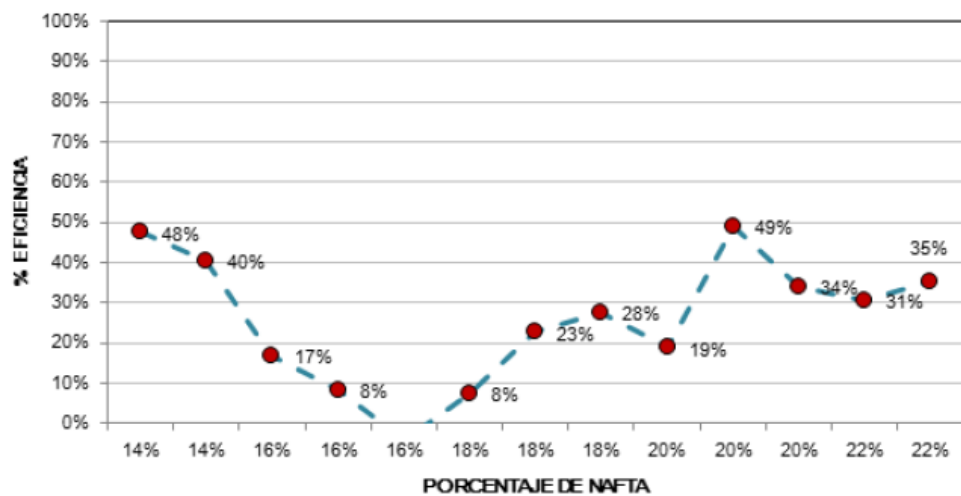


Figura 4-8. Eficiencia de mezclado en densidad API

FUENTE: Tomado y adaptado de Esquema integral de dilución del sistema de producción de crudo extra pesado: evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo Chichimene. Bucaramanga-Santander.

Como se observa en las figuras en los rangos donde más se asemejan los resultados en cuanto a la eficiencia del mezclador evaluado, la densidad de los fluidos es en 20 a 25 % en concentración de nafta en el cual está en un rango de eficiencia superior al 40%, hay que tener en cuenta que los tipos de mezcladores son diferentes por lo que el resultado tiene muchos factores que interfieren en él.

Otro factor que se debe tener en cuenta es que cada mezclador tiene un rango de manejo por lo que el hecho de que las eficiencias tengan resultados similares no

indica que ambos tipos de mezcladores sean válidos para cualquiera de los dos usos es decir en fondo o en superficie.

Hay que tener en cuenta que el mezclador estático en superficie tiene como principal beneficio mejorar el transporte del crudo en superficie, y el mezclador estático en fondo ofrece como beneficio la mejora en el transporte del crudo y ayuda a reducir esfuerzos en las bombas y equipos de succión del crudo.

Por resultados numéricos de eficiencia el uso de los mezcladores en superficie y en fondo son muy viables en su uso, hay que tener en cuenta otros factores como los nombrados anteriormente para tomar la decisión de implementar la instalación o no, según el criterio y los resultados arrojados por el desarrollo del proyecto la implementación del proyecto es totalmente viable.

5.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA UTILIZACION DE LOS MEZCLADORES EN SUPERFICIE Y EN FONDO.

- VENTAJAS

| MEZCLADOR EN SUPERFICIE | MEZCLADOR EN FONDO |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> - Fácil instalación del mezclador - Un daño en el mezclador no representa una parada en la producción. - Mayor facilidad a posibles reparaciones. - Es posible generar la mezcla de | <ul style="list-style-type: none"> - Mejora la vida de utilidad de la bomba de fondo. - Incrementa la producción por día al permitir una mejor velocidad del fluido. - Mejora el proceso de transporte de crudo aguas |

| | |
|---|---|
| <p>crudo proveniente de otros pozos con nafta.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si se desea se puede mezclar el crudo ya libre de agua libre lo que genera un uso más eficiente del proceso. - Cuenta con tuberías paralelas a la del mezclador (bypass) para permitir el flujo si se llegara a presentar un daño o una reparación. | <p>arriba de las estaciones en donde se generaría la mezcla en superficie.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reduce los daños generados en cabeza de pozo debido a la alta densidad del crudo. - Mejora el proceso de la bomba optimizando la dinámica del pozo. - Con la bomba de succión del fondo del pozo se mueve los fluidos involucrados en la mezcla. |
|---|---|

• DESVENTAJAS

| MEZCLADOR EN SUPERFICIE. | MEZCLADOR EN FONDO |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Requieren del uso de bombas adicionales para la inyección de nafta. - El proceso del mezclado se desarrolla después de las estaciones de recolección lo que no reduce el esfuerzo de los equipos aguas arribas de los mezcladores. - El proceso por lo general se desarrolla en régimen laminar lo que requiere de mezcladores de | <ul style="list-style-type: none"> - Para su instalación se requiere de la parada del pozo y la retirada de la bomba. - Cualquier tipo de mantenimiento o reparación requiere de la parada de producción del pozo. - La presencia de gas y agua en el crudo genera un volumen mayor de inyección de nafta. - Requiere de pequeñas adaptaciones en la tubería de |

| | |
|--|-------------|
| con grandes longitudes para que alcance el régimen turbulento. | producción. |
|--|-------------|

7. CONCLUSIONES.

- Los mezcladores diseñados para el uso en superficie son adaptables de acuerdo a sus propiedades y condiciones para su instalación en fondo de pozo, ya que los mezcladores estáticos están diseñados para trabajar en un amplio rango de situaciones.
- Las concentraciones adecuadas para el proceso de mezclado está en un promedio de 20 a 25 % de nafta para obtener buenos resultados, en cuanto a la disminución de la densidad del crudo, sin generar gastos innecesarios de nafta.
- Los rangos de densidad que puede alcanzar el crudo con gravedad API de 8 está alrededor de 0,67 kg/m³ con el proceso de mezclado en fondo.
- Los mezcladores en fondo tienen rangos de eficiencia muy similares a los mezcladores en superficie, en el caso del mezclador tipo KMS seleccionado para la instalación en fondo de pozo con una concentración de 25% en nafta da como resultado un 45% de eficiencia.
- Los gastos generados para la implementación del diseño y la compra de materia prima como el nafta son elevados pero su inversión es recuperada al cabo de 2 años y los beneficios que conlleva el sistema son amplios.
- La implementación del mezclador en fondo evita derrames de nafta en la superficie los cuales se presentan en ocasiones por fugas en las tuberías.

8. RECOMENDACIONES.

- Hacer un estudio analizando otros tipos de mezcladores los cuales sus propiedades y condiciones de uso se adapten a las condiciones de un pozo seleccionado.
- Diseñar toda la sarta de tuberías y equipos de completamiento de pozo necesario para la correcta instalación de los mezcladores estáticos en fondo de pozo.
- Realizar un estudio que permita el uso de diluyentes que sean más amigables con el medio ambiente y que a su vez su adquisición sea más económica para la industria.

BIBLIOGRAFIA.

ANGUIANO A, Aliskair A. Metodología para el aseguramiento de flujo de crudo pesado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.

ARENAS Z, Naddia D; ARTEAGA M, Jaime A. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Universidad Industrial de Santander, 2013.

ARRIETA V, Gustavo A. Metodología de optimización numérica multi-objetivo y de simulación numérica de la interacción fluido – estructura del desempeño de un agitador con impulsor PBT variando ángulo, altura y velocidad de rotación utilizando ANSYS CFX, MECHANICAL Y DESINGN EXPLORER. Pontificia Universidad Católica del Perú, 2012.

CORDON ORELLANA, Ana L. diseño de un sistema de dilución continua de ácido sulfúrico. Universidad de San Carlos de Guatemala, 2013.

CORREDOR R, Laura M; VALERO A, Magda L; Estudio y análisis del procesamiento a nivel piloto de crudos pesados por convección térmica. Universidad Industrial de Santander, 2004.

DURAN, Javier; AYALA, Carlos; GOMEZ, Carlos; DIAZ, Carlos. Informe con elementos de diseño de facilidades para la prueba de dilución de clúster en el campo Chichimene. ECOPETROL, Piedecuesta – Santander, 2013.

GARCIA, Cesar; RODRIGUEZ, Omar; HERNANDEZ, Fabio; AFANADOR, Luz; RODRIGUEZ, Lilia; CASALLAS, Pedro; CRUZ, Guillermo. Optimización del transporte por oleoducto de crudo pesado castilla. Bucaramanga, 2001.

GARCIA C, Cesar A; DIAZ P, Carlos A. informe de evaluación de sistemas de homogeneización en línea para etapas de recolección y tratamiento del campo chichimene. ECOPETROL – ICP, Piedecuesta – Santander 2014.

LEON AMAYA, Wilson Fernando. Diseño conceptual de las facilidades de superficie y completamiento de pozos para la implementación de la tecnología de inyección de diluyente en la cara de la formación, aplicado a crudo extrapesados. Universidad Industria de Santander, 2013.

MIGUEZ ALFARO, María E; Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área Sinovensa, estado Monagas. 2011.

ORREGO, Santiago. Simulación de fluidos utilizando computadores: una moderna herramienta para el estudio y análisis de fluidos. Universidad EAFIT, 2009.

ORRELLANA GAJARDO, Elías G. Calculo computacional de la dinámica de fluidos de un mezclador a través del software fluent. Universidad del Bio-Bio, 2006.

Quimicompuestos, S.A de C.V. Hoja de datos de seguridad, HSD. Gas nafta Nacional. 2008.

RUEDA N, Andrés J .Estudio hidráulico del sistema de recolección (troncal norte) de crudo extra pesado del campo Chichimine de la superintendencia castilla Chichimene de Ecopetrol S.A. Universidad Industrial de Santander, 2013.

RUIZ T, William M; HERNANDEZ M, Harold J. Comparación experimental de la enzima biológica stimuzyme y un diluyente para determinar el efecto en la reducción de viscosidad para crudo pesado. Universidad Industrial de Santander, 2014.

SANABRIA P, Johanna C; CIFUENTES B, Iván D; Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (campo rubiales).Universidad Industrial de Santander, 2010.

SHUNSUKE Hashimoto; NAOTO Ohmura; SEE-JO Kim; SHALIZA B. Ibrahim. Advances in MixingTechnology: RecentAdvances in MixingResearch and Development. 2012.

Sulzerchemtench. Mixing and reactiontechnology, Pace-settingtecnoligy, Worldwide.

WALDROP R, Reinaldo J. Evaluación de compatibilidad de crudo para la inyección de diluyente en los pozos asociados al campo Levas, perteneciente al área operacional Dación - Distrito San Tomé. Universidad del Oriente, 2011.