



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL
CONTROL DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES
DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA S.A.**

**REALIZADO POR:
VICTOR DANIEL DIAZ HERNANDEZ**

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al
Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, MARZO 2025.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL
CONTROL DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES
DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA S.A.

REALIZADO POR:
VICTOR DANIEL DIAZ HERNANDEZ
C.I.: 20.827.324

REVISADO POR:



ING. CARMEN CABELLO
Asesor Académico

MATURÍN, MARZO 2025.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL
CONTROL DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES
DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA
PETROLERA SINOVENSA S.A.**

REALIZADO POR:

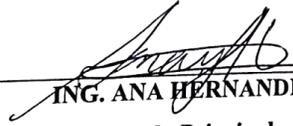
VICTOR DANIEL DIAZ HERNANDEZ

C.I.: 20.827.324

APROBADO POR:


ING. CARMEN CABELLO

Asesor Académico


ING. ANA HERNANDEZ

Jurado Principal


ING. JESÚS OTAHOLA

Jurado Principal

MATURÍN, MARZO 2025.

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
SUB-COMISIÓN DE TRABAJO DE GRADO

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2025

MODALIDAD: TRABAJO DE GRADO

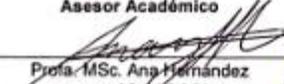
ACTA N° 000003183-00257-01-2025

En Maturín, siendo las 10:00 am del día 12 de marzo del 2025 reunidos en la Sala "A1 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: Ing. Carmen Cabello (Asesor Académico), Ing. Jesús Otahola (Jurado), MSc. Ana Hernández (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de **Ingeniero de Petróleo**, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado: **PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN PARA EL CONTROL DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.** Por el Bachiller: **VICTOR DANIEL DIAZ HERNANDEZ, C.I. 20 827 324.** El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como:

Aprueba por unanimidad


Br. Victor Daniel Diaz Hernández
C.I. 20 827 324


Profa. Ing. Carmen Cabello
C.I.: 17 708 641
Asesor Académico


Profa. MSc. Ana Hernández
C.I.: 13 915 353
Jurado


Profa. Ing. Natali Ramos
C.I.: 14 145 134
Sub-Comisión de Trabajo de Grado




Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I.: 14 940 176
Jurado


Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I.: 14 940 176
Jefe de Departamento



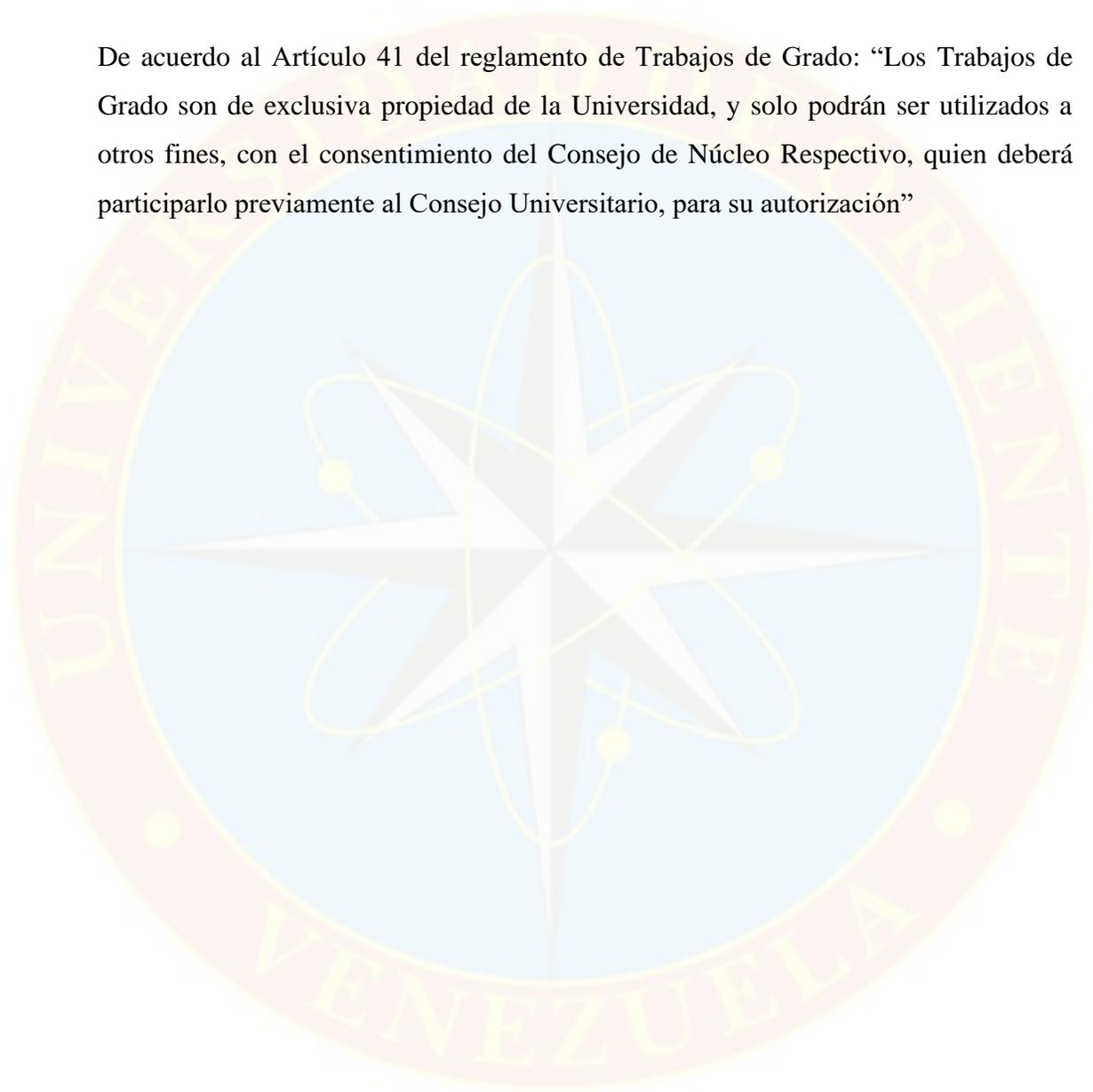
Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 437 del 16° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

Av. Universidad, Campus Los Guarinos, Maturín Estado Monagas. Apartado Postal N° 6201.
Teléfono 0291-3004010. <http://www.monagas.uo.edu.ve/>

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”



ÍNDICE GENERAL

ACTA DE APROBACION	iv
RESOLUCIÓN.....	v
ÍNDICE GENERAL	vi
ÍNDICE DE FIGURA.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
ÍNDICE DE CUADROS.....	x
RESUMEN.....	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	1
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	7
2.3 BASES TEÓRICAS.....	8
2.3.1 Sistema de medición.....	8
2.3.2 Componentes de un sistema de medición.....	9
2.3.3 Condiciones nominales de operación de un sistema de medición.....	9
2.3.4 Medidores de flujo.....	10
2.3.5 Diluentes.....	15
2.3.6 Inyección de diluentes	16
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	17
CAPÍTULO III.....	18
MARCO METODOLÓGICO	18
3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN	18
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	18
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	19
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	19
3.4.1 Descripción de los procesos productivos involucrados con el sistema de inyección de nafta en la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A.	19
3.4.2 Selección de los medidores adecuados bajo las condiciones de operación usando el método de los factores ponderados para el control de la inyección de diluyente en la empresa PETROLERA SINOVENSA S.A	20

3.4.3 Propuesta de los sistemas de medición de flujo para el control eficaz de la inyección de nafta en las Unidades de Producción temprana de la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A	23
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTACION DE RECOLECCIÓN DE DATOS	23
3.5.1 Técnicas	24
3.5.2 Instrumentos	24
3.6 RECURSOS	25
3.6.1 Humanos	25
3.6.2 Financieros	25
CAPÍTULO IV	27
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	27
4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS PRODUCTIVOS INVOLUCRADOS CON EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE NAFTA EN LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.	27
4.2 SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES ADECUADOS BAJO LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN USANDO EL MÉTODO DE LOS FACTORES PONDERADOS PARA EL CONTROL DE LA INYECCIÓN DE DILUENTE EN LA EMPRESA PETROLERA SINOVENSA S.A.	38
4.2.1 Matriz de evaluación de alternativas técnico económica de los equipos de medición	43
4.3 PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO PARA EL CONTROL EFICAZ DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.	45
CAPÍTULO V	46
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	46
5.1 CONCLUSIONES	46
5.2 RECOMENDACIONES	47
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
APÈNDICES	46

ÍNDICE DE FIGURA

Figura 2.1. Faja Petrolífera del Orinoco.....	8
Figura 2.2. Tipos de medidores volumétricos según su sistema de medición.	11
Figura 2.3. Principio de operación del rotámetro.....	12
Figura 2.4. Medidor de flujo, tipo turbina.....	13
Figura 2.5. Tipos de medidores másico según su elemento de medición.	14
Figura 2.6. Medidor de flujo Coriolis	15
Figura 4.1. Mapa de distribución de Oleoductos y Diluenducto desde CIJAA.	28
Figura 4.2. Diagrama de Instrumentación y Tubería FF-010-12-2115-D002.....	28
Figura 4.3. Sistema de almacenamiento y distribución de diluyente de Petrolera Sinovensa.	29
Figura 4.4. Distribución de UBCP Petrolera Sinovensa, S.A.	30
Figura 4.5. Línea de entrada de Diluyente en la Macolla con facilidades permanentes.	31
Figura 4.6. Ubicación de equipos de medición en Macollas con facilidades permanentes.....	32
Figura 4.7. Macolla con facilidades temporales con capacidad en inyección en fondo de pozo	32
Figura 4.8. Macolla con facilidades temporales con inyección en línea recolectora. .	33
Figura 4.9. Vista 1 de Propuesta de sistema de medición con sus componentes.....	45
Figura 4.10. Vista 2 de propuesta de sistema de medición con sus componentes.	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Crudo húmedo diluido (CHM).....	37
Tabla 4.2. Propiedades del diluyente. Fuente: (SINOVENSA, 2008)	38
Tabla 4. 3. Criterios de selección de medidores de flujo.	41
Tabla 4. 4. Criterios de selección de medidores de flujo	42
Tabla 4. 5. Condiciones de operación de inyección de diluyente promedio.....	43



ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3.1. Valores de ponderación usados en los criterios de selección de medidor.	22
Cuadro 4.1. Análisis de muestras CHD y DIL.....	34
Cuadro 4.2. Análisis de muestras CHD y DIL al otro lado del ramal.....	35
Cuadro 4. 3. Análisis de muestras CHD en EF M-35.....	35
Cuadro 4.4. Matriz de Priorización.....	44

Cuadro 3.1. Valores de ponderación usados en los criterios de selección de medidor.	22
Cuadro 4.1. Análisis de muestras CHD y DIL.....	34
Cuadro 4.2. Análisis de muestras CHD y DIL al otro lado del ramal.....	35
Cuadro 4. 3. Análisis de muestras CHD en EF M-35.....	35
Cuadro 4.4. Matriz de Priorización.....	44



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA DE SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA EL CONTROL DE LA
INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN
TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.**

Autor:
Victor Daniel Díaz Hernández
C.I: 20.827.324

Asesor Académico:
Ing. Carmen Cabello

FEBRERO, 2025

RESUMEN

El trabajo de investigación se realizó en respuesta a las condiciones presentadas las áreas de producción (UBCP), en la empresa mixta Petrolera Sinovensa S.A., ya que cuentan de los 28 UBCP, 16 funcionan con sistemas de producción temprana, generando dificultades en el desplazamiento de los fluidos, afectando la eficiencia y rentabilidad de la producción de crudo en la empresa. La metodología empleada incluye un enfoque descriptivo y un diseño de investigación de campo, donde se realizaron visitas a las instalaciones y se recopilaban datos a través de observaciones directas y entrevistas con el personal técnico. Se llevó a cabo un análisis de las condiciones operativas y se seleccionaron medidores de flujo adecuados considerando la Norma k-302 de PDVSA y realizando una matriz de priorización considerando factores como precisión de flujo, caída de presión y repetibilidad. Los resultados revelaron deficiencias en el sistema actual de inyección de diluyente, lo que afecta la producción y la calidad del crudo. Se identificaron medidores de alta precisión, como el modelo Promass F 500 de Endress Hauser, como los más adecuados para la implementación. Finalmente, se diseñó la propuesta considerando la estructura actual del sistema de inyección adaptándola con los equipos necesarios para un control más eficiente de la inyección de diluyente, optimizando así la producción de crudo y reduciendo costos operativos.

Palabras clave: Medición, producción temprana, AutoCAD, Nafta, crudo.

INTRODUCCIÓN

Debido a la alta viscosidad del crudo extrapesado, su extracción, manejo y transporte presenta problemas operacionales en el sistema de producción de la industria petrolera. Las operaciones más comunes son: obstrucción de las líneas, en las bombas de superficie y la deshidratación del crudo. Para evitar este tipo de problemas, generalmente se aplica la técnica de dilución, la cual consiste en la mezcla homogénea de un crudo pesado con un crudo liviano o un derivado en iguales o distintos estados de agregación o concentración, para disminuir la viscosidad del crudo, aumentando su calidad y producción. (León, Ortiz, Guarín, & Díaz, 2013)

PETROLERA SINOVENSA S.A al producir crudo extrapesado, requiere de diluyente para el transporte del crudo extrapesado producido, producto que los mismos no pueden transportarse por oleoducto sin una reducción previa de su viscosidad. Según la Gerencia de Optimización y Yacimientos de la empresa, el diluyente predominantemente actualmente es la nafta (ya sea recuperada o comprada). Además, se puede observar en los Diagramas de tuberías e Instrumentación (DTI) que la mayoría de instalaciones se encuentran bajo un esquema de producción temprana, donde no tiene forma de cuantificarse ni controlar efectivamente el proceso de inyección de diluyente.

El uso de la nafta debe usarse de forma rigurosa debido si se inyecta demasiado se aumenta el costo del crudo producido, y si el caudal es insuficiente, disminuye la capacidad de producción por falta de dilución. (Gerencia de Optimización y Yacimientos, 2018). Sin embargo, con sistemas de medición, permite a la empresa optimizar nuevos esquemas de producción de forma eficaz y segura, lo que conlleva a PETROLERA SINOVENSA S.A plantearse un sistema de medición del flujo

volumétrico o flujo másico de la nafta para controlar la inyección para reducir costos de producción y mejorar la extracción del crudo.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PETROLERA SINOVENSA, S.A., ubicada en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, nace como resultado de la creación de las empresas mixtas el 29 de enero del año 2008, publicada en (Gaceta 38.861, pág. 19) donde se le asigna el bloque MPE3 con un área de 150,07 km², la actividad principal de explotación de crudos pesados depende de la inyección de diluyente para facilitar la producción; el cual es recibido en la estación de flujo principal, proveniente del Sistema de Almacenamiento y Distribución de Diluyente (DSDS por sus siglas en inglés) medido y finalmente distribuido a veintiocho (28) áreas de producción (UBCP), donde dieciséis (16) UBCP no poseen sistemas de medición.

La inyección de volumen no adecuado puede generar dificultad para el desplazamiento de los fluidos, debido a variaciones en sus características o dosificaciones. Al respecto, (Cortés, 2017) menciona:

“El método de dilución presenta algunos inconvenientes, ya que los cambios en la composición del crudo pueden afectar a la relación de aceite / solvente requerida; es necesario determinar la proporción de solvente a crudo pesado ya que las reglas simples de mezcla no se aplican directamente y se debe prestar atención a la medición fiable de petróleo crudo y la viscosidad y compatibilidad de las mezclas”.

En el caso de las 16 UBCP mencionadas, existirá una respuesta ineficaz o tardía por parte del personal para resarcir los posibles efectos, debido a que la anomalía no será detectada a tiempo por no contar con los equipos de medición, Es por ello, que la Empresa Mixta Sinovensa requiere, contar con las herramientas necesarias para

monitorear la tasa de inyección de diluyente para maximizar la producción de los pozos, puesto que de esta manera resultaría más rentable la explotación de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) según lo establecido en el convenio de explotación de la Empresa. Al respecto la Gerencia de Optimización y Yacimientos (2018) menciona:

“La falta de equipos o facilidades para la medición de diluyente en esas plataformas (UBCP) genera dicha problemática debido a que el sistema actual de trabajo fue diseñado bajo el concepto de facilidades temporales para generar producción temprana, con la visión de cambiar a facilidades permanentes en el futuro. Sin embargo, la temporalidad se ha convertido en permanente y garantizar una distribución adecuada de diluyente amerita a la brevedad, instalar sistemas que permitan optimizar y dar respuesta oportuna a cualquier cambio o perturbación en la dosificación de diluyente a los pozos productores.”

Según el informe explicativo variación de producción (Osuna, 2023), explica que este escenario, ha generado pérdidas de tiempo importantes en la toma de decisiones de los operadores y personal de producción, al tener que visitar cada pozo para encontrar el origen de la anomalía, así como también de recursos, por las consecuencias de las presurizaciones que se han presentado. En el caso contrario, cuando se presenta escenarios de sobre dilución se debe realizar las mismas inspecciones en campo, aunque se obtiene distinta consecuencia como es el consumo adicional de diluyente.

Además, el desconocimiento de la cuantificación de los fluidos inyectados en los pozos, por causa de falta de equipos de medición corroborados con el informe de estatus de sistemas de medición (Sinovensa, 2022), puede generar merma en la producción, ya que se trabaja con segregaciones probablemente no óptimas tomando como referencia la técnica de dilución de crudos extrapesado explicada por (Cortés, 2017). Todo esto constituye un problema para ejercer una fiscalización y control de los volúmenes de diluyente inyectados en los cabezales de pozos. Por ello, se propuso

sistemas de medición dinámica en la inyección de diluyente que permita un control en las unidades de producción tempranas de la empresa mixta Petrolera Sinoventa S.A, con la finalidad de utilizar el diluyente con base a los requerimientos del pozo y por ende optimizar la inyección, lo cual genera la producción del crudo de la forma más eficaz posible.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Proponer sistemas de medición de flujo para el control eficaz de la inyección de nafta en las Unidades de Producción temprana de la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A.

1.2.2 Objetivos específicos

- Descripción de los procesos productivos involucrados con el sistema de inyección de nafta en la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A.
- Seleccionar medidores adecuados bajo las condiciones de operación usando el método de los factores ponderados para el control de la inyección de diluyente en la empresa PETROLERA SINOVENSA S.A.
- Proponer sistema de medición de flujo para el control eficaz de la inyección de nafta en las Unidades de Producción temprana de la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo al convenio de explotación de crudo extra pesado de la Empresa Mixta Petrolera Sinoventa, S.A, presenta condiciones operacionales para la extracción de crudo donde se requiere mezclar un diluyente (nafta) con el crudo extrapesado para

disminuir su viscosidad y así mejorar su movilidad desde el cabezal de pozo hasta las estaciones de flujo y plantas de procesamiento. Debido a la dificultad del crudo de formación de desplazarse, fueron creadas unas facilidades de superficie temporales, las cuales son unidades de producción tempranas, sin embargo, dichas unidades no permiten cuantificar la nafta inyectada por ausencia de equipos de medición (Sinovensa, 2022), por lo que no existe un control eficiente durante la producción de crudo y trabajar de forma segura ante las eventualidades que se pudiesen presentar.

Con este estudio, se propuso sistema de medición con instrumentos adecuados al tipo de fluido y sus características, logrando cuantificar el volumen de diluyente inyectado, lo cual permitirá el monitoreo en la inyección de diluyente de acuerdo al comportamiento de los pozos durante el proceso de producción de crudo. Además de automatizar y transmitir la información en línea, reconociendo la ubicación de cualquier eventualidad y solventarlo de manera rápida y eficaz.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Noguera, A. (2013) en su investigación titulada “Propuesta para instalación de equipos de medición en las entradas de la estación principal temblador-1 del crudo producido en el área pesado, distrito morichal.” La cual, diseñó un sistema de medición en la entrada de dicha estación que cuantifique (cualitativa y cuantitativamente) el crudo que en esta se opera diariamente proveniente del área de pesado perteneciente al distrito Morichal. Para esto, se describió el proceso actual en ese momento que se llevaba a cabo en la EPT-1, se caracterizó el crudo y se propusieron los equipos que técnica y económicamente se ajustaron a las condiciones operacionales de la Estación, para la cual resultaron adecuados el medidor de caudal tipo coriolis DS600 y el medidor de corte de agua Agar ow-202, obteniendo con la implantación de estos una respuesta inmediata de cuanto se opera en dicha estación y tomar decisiones o acciones a tiempo en caso de que se requieran.

Esta investigación, tuvo como aporte los factores de ponderación utilizados en la matriz de priorización para definir los equipos de medición, los cuales fueron rangos de operación, tipo de fluido, calibración y todo lo referente a su funcionamiento, rendimiento y aplicabilidad. También, considerar el procedimiento de discriminación técnica y económica (comparación), a través de la matriz de selección por el cual se seleccionaron los equipos que se ajustaron de mejor manera a las necesidades específicas de los pozos.

Rojas, I. (2010) en su investigación titulada “Evaluación termodinámica de las facilidades centrales de procesamiento de fluidos de la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa” en este trabajo se evaluaron las facilidades centrales de procesamiento. Primeramente, identificaron las condiciones de operación de la estación de flujo y la planta de deshidratación/desalación frente a la variabilidad de fluidos procesados y calidad del producto obtenido, luego obtuvieron los balances de materia y energía en los diferentes equipos a condiciones operacionales a partir de modelos de simulación de procesos para finalmente calcular las máximas capacidades a nivel de equipos mayores, mediante el uso de ecuaciones matemáticas y programas de simulación como el HTRI Xchanger Suite versión 5.0 y el Pro/II versión 8.1.

Demostó que actualmente la estación de flujo posee una flexibilidad volumétrica solo en el manejo de líquido, cuya capacidad total de tratamiento es de 156,28 MBPD estándar de CDH y 22,7 MMPCED de gas asociado, a pesar de que la bota desgasificadora no posee las dimensiones adecuadas para manejar un caudal adicional a su capacidad de diseño y que el tanque de compensación no ofrece flexibilidad en el servicio de almacenamiento para los caudales actuales en caso de contingencia. El aporte de esta investigación fue tener como base la volumetría de crudo y diluyente manejada en la estación de flujo de la empresa para ser considerado en el rango de selección de los medidores de flujo.

2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

La zona de Desarrollo Estratégico Nacional Faja Petrolífera del Orinoco “HUGO CHÁVEZ” fue decretada como tal el 19 de febrero de 2016 por el ejecutivo nacional, bajo el decreto 2.242. Está ubicada en la cuenca del río Orinoco, la cual cubre porciones de 6 estados Apure, Guárico, Anzoátegui, Monagas, norte de Bolívar y Delta Amacuro, y 26 municipios. Posee una superficie de 76.560 km², representando el 8,4 % del

territorio nacional. Se constituye por cuatro (4) divisiones operativas, de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

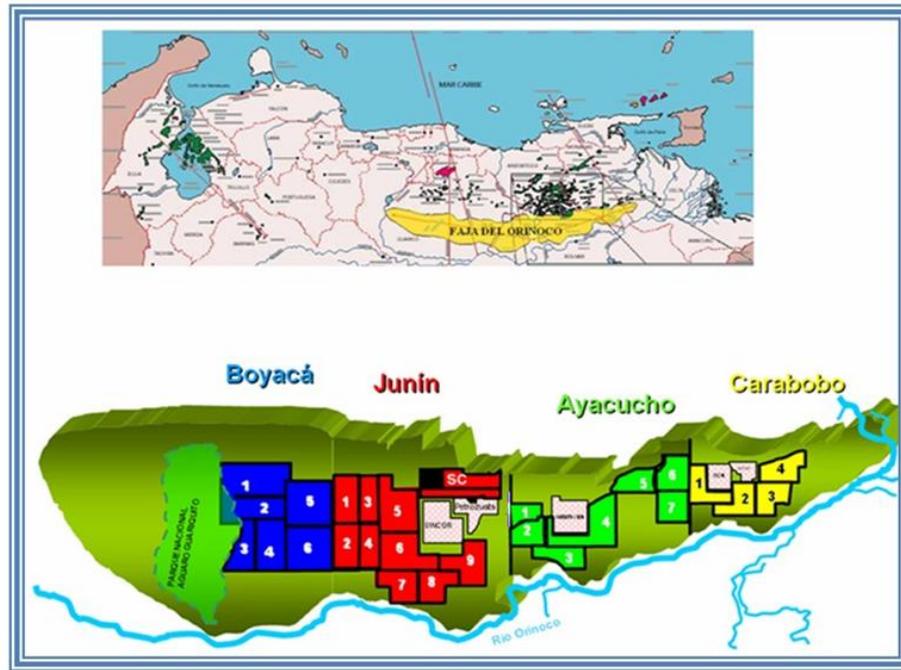


Figura 2.1. Faja Petrolífera del Orinoco.

Fuente: (Aymard, 1983)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Sistema de medición

Un sistema de medición es la colección de operaciones, procedimientos, instrumentos de medición y otro equipo, software y personal definido para signar un número a la característica que está siendo medida (patrón). Al respecto Medeiros (1997), dice que un patrón es:

“una medida materializada, instrumento de medir, material de referencia o sistema de medición, destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud, a fin de transmitirlos por comparación a otros instrumentos de medir” (Medeiros, 1997).

2.3.2 Componentes de un sistema de medición

Un medidor por sí solo no es un sistema de medición, el sistema de medición más pequeño debe incluir un medidor, un punto de transferencia y un camino hidráulico con características particulares que deben ser tenidas en cuenta. Al respecto, en la normativa PDVSA K-302 establece.

“El sistema incluye un elemento primario como una placa de orificio o turbina o medidor de desplazamiento positivo, un dispositivo de lectura local o transmisor y mediciones necesarias de análisis de presión, temperatura y componentes para corregir la lectura del elemento primario para parámetros físicos variables. La cifra de error citada incluye el error de cada componente individual del sistema.” (PDVSAK-302, 1994)

2.3.3 Condiciones nominales de operación de un sistema de medición

Según la normativa PDVSA K-300 establece las condiciones nominales de operación de un sistema de medición e indica:

“Las condiciones operacionales bajo las cuales un dispositivo opera, sin incluir la variable medida por el dispositivo entre ellas incluyen: presión ambiental, temperatura ambiental, campos electromagnéticos, fuerza gravitacional, inclinación, variación alimentación eléctrica (voltaje, frecuencia, armónicas), radiación, choque y vibración. Se deben considerar tanto las variaciones estáticas como dinámicas”.

2.3.4 Medidores de flujo

Los medidores de flujo son dispositivos que se utilizan para la medición de propiedades intrínsecas y el volumen de un fluido que pasa por unidad de tiempo a través de determinada sección transversal, estos equipos suelen instalarse en línea con la tubería que transporta el fluido. En la medición de flujo existen varios tipos de medidores, por lo cual se deben clasificar. Existen dos tipos de medidores, los volumétricos que determinan el caudal en volumen del fluido, y los de masa que determinan el caudal de masa. Se reservan los medidores volumétricos para la medida general de caudal y se destinan los medidores de caudal másico a aquellas aplicaciones en las que la exactitud de la medida es importante. Por ejemplo, en las determinaciones finales del caudal del producto para su facturación. (Creus, 2010).

Los medidores volumétricos por presión diferencial, están basados en la ecuación de Bernoulli que establece que la suma de energía cinética más la energía potencial de altura más la energía potencial debido a la presión que tiene un fluido permanece constante. De ahí se puede deducir que, frente a un aumento de velocidad, por ejemplo, al pasar por una restricción en la tubería, se producirá una disminución en la presión. (Gutiérrez & Iturralde, 2017). En la Figura 2.2 se pueden observar los medidores volumétricos respecto a su elemento de medición.

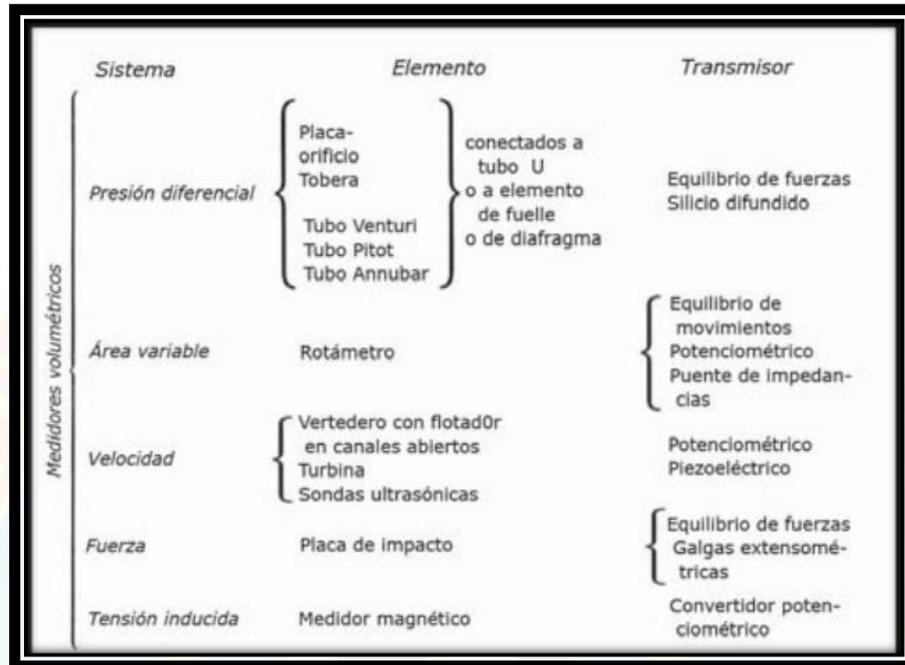


Figura 2.2. Tipos de medidores volumétricos según su sistema de medición.

Fuente: (Creus, 2010)

Los elementos de área variable se caracterizan por el cambio de área que se produce entre el elemento primario en movimiento y el cuerpo del medidor. Pueden asimilarse a una placa-orificio cuyo diámetro interior fuera variable dependiendo del caudal y de la fuerza de arrastre producida por el fluido. En el rotámetro, un flotador cambia su posición dentro de un tubo, proporcionalmente al flujo del fluido. El flotador está en equilibrio entre su peso, la fuerza de arrastre del fluido y la fuerza de empuje del fluido sobre el flotador. El caudal depende del peso específico del líquido, de su viscosidad y de los valores de la sección interior del tubo, ya que la misma cambia según sea el punto de equilibrio del flotador. (Creus, 2010)

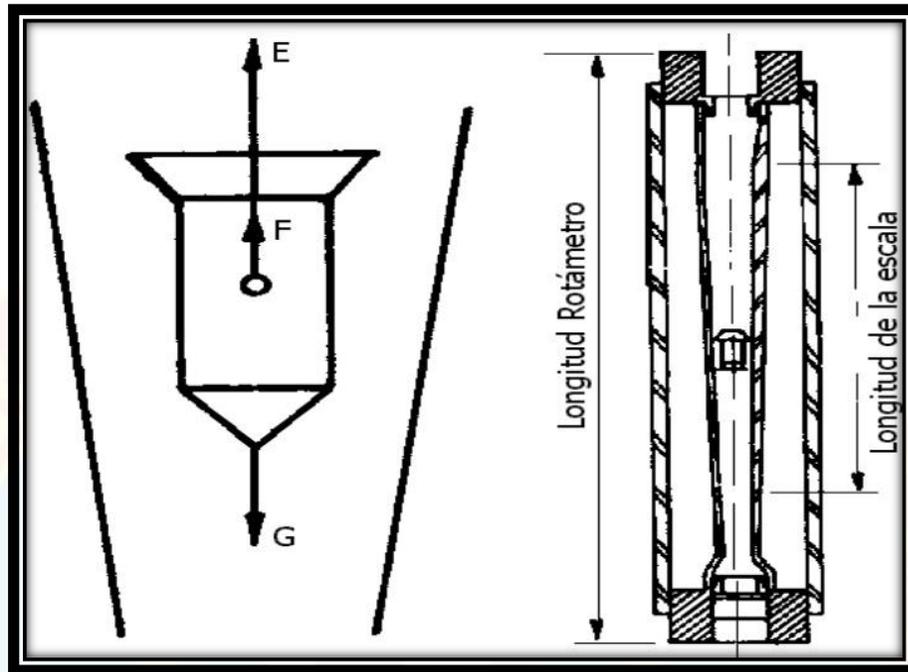


Figura 2.3. Principio de operación del rotámetro

Fuente: (BUSTILLOS, 2001)

Un medidor de flujo de turbina está compuesto por una rueda de álabes múltiples montada en un cilindro a lo largo de un eje paralelo a la dirección del flujo del fluido en el tubo. El flujo de fluido que pasa por la rueda provoca que ésta gire a una velocidad que es proporcional a la tasa de flujo de volumen del fluido (Figura 2.4). Siempre que el rotor de la turbina se monte en cojinetes de baja fricción, la inexactitud de la medición puede ser tan pequeña como $\pm 0.1\%$. (Morris, 2002). El medidor tipo turbina es adecuado para medir flujos de líquidos, gases y vapores y es especialmente útil en sistemas de mezclas en la industria del petróleo. Es uno de los medidores más exactos para servicio de líquidos. Los tamaños van hasta 24 pulgadas y el rango puede ir desde 0,001 hasta 40.000 gpm en líquidos; y hasta 10.000.000 scfm de gases. (BUSTILLOS, 2001).

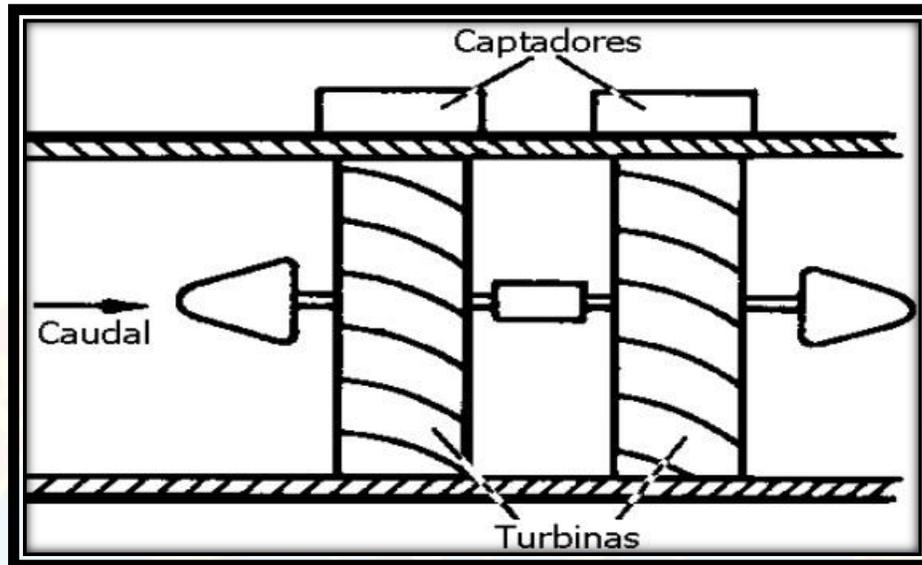


Figura 2.4. Medidor de flujo, tipo turbina.

Fuente: (BUSTILLOS, 2001)

Los medidores de flujo de tipo ultrasónico cuentan con un transductor piezoeléctrico generando pulsos de ondas, los cuales viajan a la velocidad del sonido, a través del fluido en movimiento, proporcionando una indicación de la velocidad del fluido. Los medidores de flujo magnético, su principio de medición proporciona una medición de flujo con una señal inherentemente lineal al flujo volumétrico independientemente de la temperatura, presión, densidad, viscosidad o dirección del fluido. La única limitación que tienen es que el fluido debe ser eléctricamente conductor y no magnético. El principio de operación de un medidor de flujo magnético está basado en la Ley de Faraday que establece que cuando un conductor se mueve a través de un campo magnético, se produce un voltaje inducido, cuya magnitud es directamente proporcional a la velocidad del conductor, a la longitud del mismo y al campo magnético. Cuando las bobinas electromagnéticas que rodean al tubo se energizan, generan un campo magnético dentro de él. (BUSTILLOS, 2001).

En la Figura 2.5 se puede observar los medidores de caudal másicos y su elemento de medición, entre la cual están los medidores de caudal masa operando con

medidores volumétricos con compensación de densidad, se basan en transmitir la densidad (o su equivalente a partir de las medidas de la presión y temperatura del fluido), al medidor volumétrico y aplicar una simple operación de multiplicar para tener el caudal masa. (Creus, 2010)

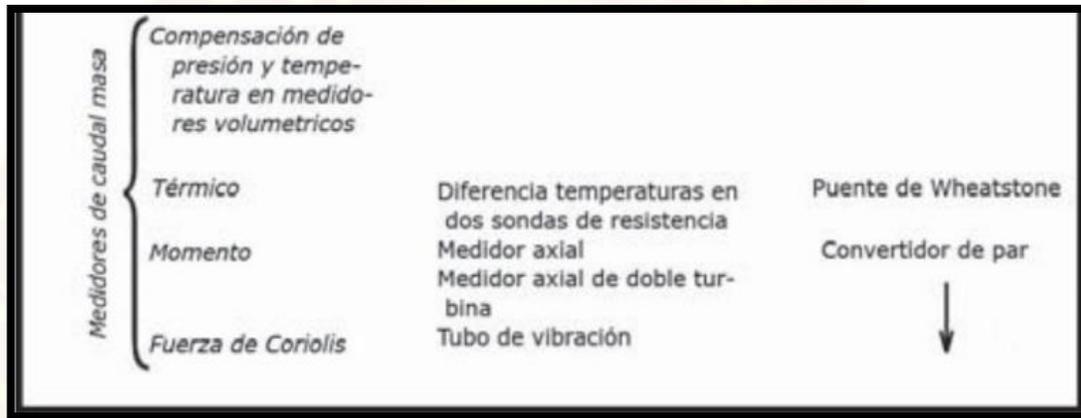


Figura 2.5. Tipos de medidores másico según su elemento de medición.

Fuente: (Creus, 2010).

El medidor térmico generalmente es de dos tipos: unos que miden la velocidad de pérdida de calor de un cuerpo caliente debido al paso de una corriente de fluido a través de él; y otros que miden el incremento de temperatura de una corriente de fluido a medida que pasa sobre o a través de un cuerpo caliente. En ambos casos el flujo de masa se determina a partir de las propiedades físicas del fluido tales como conductividad y calor específico, los cuales, dentro de ciertos límites, son independientes de la temperatura y presión. Si las propiedades térmicas del fluido que están siendo medidas son constantes y se conocen, la diferencia entre dos lecturas de temperatura es proporcional al flujo másico. (BUSTILLOS, 2001)

El medidor de Coriolis se basa en el teorema de Coriolis, matemático francés (1795-1843) que observó que un objeto de masa m que se desplaza con una velocidad lineal V a través de una superficie giratoria, que gira con velocidad angular constante

w, experimenta una velocidad tangencial (velocidad angular \times radio de giro) tanto mayor cuanto mayor es su alejamiento del centro. Si el móvil se desplaza del centro hacia la periferia experimentará un aumento gradual de su velocidad tangencial, lo cual indica que se le está aplicando una aceleración y, por lo tanto, una fuerza sobre su masa. (Creus, 2010).

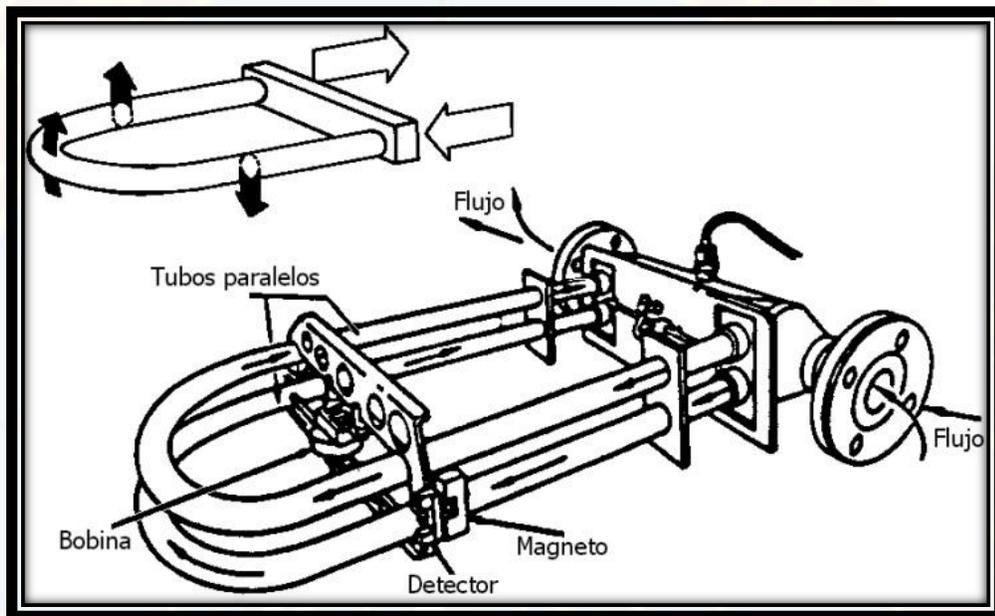


Figura 2.6. Medidor de flujo Coriolis
Fuente: (Creus, 2010)

2.3.5 Diluentes

La dilución ha sido utilizada en países como Venezuela y Canadá para manejar y transportar sus crudos pesados o bitúmenes a lo largo de distancias apreciables. Permite realizar una deshidratación más efectiva, así como un mejor manejo de los crudos pesados en los procesos de campo (Mataix, 1986). Dicho proceso consiste en inyectar el diluyente al crudo pesado con la finalidad de reducir propiedades como viscosidad y densidad con la finalidad de mejorar los procesos.

“Los diluentes clásicos son los crudos ligeros, los condensados y la nafta. Por supuesto, hay que tener en cuenta la disponibilidad del diluyente y su posible reciclado. Aunque existen alternativas potenciales (EOR parcial in situ, emulsion de agua/petróleo, etc)” (Urquhart, 1986). A pesar de dichas alternativas, los métodos clásicos siguen siendo predominantes para la producción de crudo pesado, es de resaltar que los condensados debido a su poca disponibilidad se han dejado de usar con el tiempo a pesar de su eficiencia al disminuir la viscosidad, entre los campos venezolanos productores de condensados esta Orocual.

“Los condensados se han utilizado hasta fines de los años 80 para transportar casi toda la producción de crudo” (Todd, 1988). Otra opción para diluir crudos pesados es el uso de un crudo liviano, con un rango de gravedad API de 35 a 42. Los crudos livianos son menos eficientes en la reducción de la viscosidad de los crudos pesados que los condensados y están sujetos a las mismas limitaciones de disponibilidad y de compatibilidad con los asfaltenos. “La nafta parece ser una alternativa interesante al uso de condensados” (Urquhart, 1986). Debido a su alta gravedad API, es muy eficiente en la dilución de crudos pesados. Es importante resaltar que las naftas presentan una buena compatibilidad con los asfaltenos y son fácilmente reciclables.

2.3.6 Inyección de diluentes

Puede realizarse en el fondo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia volumétrica. Por otro lado, la bomba maneja no solo los fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema. (INTEVEP, 1981)

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Calibración: cuando se realiza una operación de calibración, se compara el instrumento a calibrar con un aparato patrón para averiguar si el error (diferencia entre el valor leído por el instrumento y el verdadero valor medido con el aparato patrón) se encuentra dentro de los límites dados por el fabricante del instrumento. (Creus, 2010, pág. 6)

Densidad: es la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia. (Mott, 2006, pág. 14)

Exactitud: es la cualidad de un instrumento de medida por la que tiende a dar lecturas próximas al verdadero valor de la magnitud medida. (Creus, 2010, pág. 14)

Fluido: un fluido cambia de forma de manera continua cuando está sometido a un esfuerzo cortante por muy pequeño que éste sea, es decir, un fluido no es capaz de soportar un esfuerzo cortante sin moverse durante ningún intervalo de tiempo. (Domingo, 2011, pág. 1)

Incertidumbre: la incertidumbre es la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor de la magnitud medida. (Creus, 2010, pág. 6)

Presión manométrica: es normal que la atmosfera sea la presión de referencia. Así, la presión que arroja la medición del fluido se llama presión manométrica. (Mott, 2006, pág. 53)

Viscosidad: expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. (CRANE, 1993, pág. 2)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El nivel de la presente investigación se caracterizó por ser descriptivo, debido a que tiene como objetivos describir los objetos y procesos, así como el uso de conocimientos técnicos y de ingeniería para proponer un sistema de medición en la inyección de diluyente en las unidades de producción temprana en la empresa mixta petrolera Sinovensa S.A. Al respecto, Arias (2012) plantea que:

“La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura y comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refieren. (Arias, 2012, pág. 24)”

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para responder las principales interrogantes que fundamentaron el estudio de investigación y alcanzar los objetivos propuestos, se adoptó el diseño de investigación de campo. Con relación a lo anterior, Arias (2012) expresa que:

“La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados o de la realidad en donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes.” (Arias, 2012, pág. 31)

En esta investigación, se evaluaron distintos escenarios por selección de medidores y sus efectos en la caída de presión en las tuberías de inyección/producción, para luego ser analizadas y, de acuerdo a los resultados, proponer la instalación de dicho equipo; para ello fue necesario partir de las propiedades y datos tomados de la

realidad, con la finalidad de construir modelos representativos que permitan obtener predicciones acordes al comportamiento de los fluidos en las tuberías.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias. (2006): “La población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación.” (p.81). En esta investigación se realizaron propuestas para la instalación de sistemas de medición que aún no está dispuesto, por este motivo, no hubo elementos para establecer la población y, en consecuencia, tampoco se lograra definir la muestra, debido a que es un subconjunto de esta como expresa Arias (2006): “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83.)

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para esta investigación se estableció el siguiente procedimiento metodológico que permitió el desarrollo de los objetivos específicos planteados:

3.4.1 Descripción de los procesos productivos involucrados con el sistema de inyección de nafta en la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A.

En esta etapa, se procedió a describir los procesos involucrados en el sistema de inyección de nafta en la empresa Mixta Petrolera Sinovensa S.A. para lo cual en primer lugar, se realizaron visitas de campo a las instalaciones, como también se contó con material documentado y aportado por la empresa, donde describe el procedimiento actual de producción de crudo extra pesado, que luego de su respectivo procesamiento es transferido hasta el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA), para su comercialización. Para esto, se revisaron los diagramas de Tuberías e Instrumentación, Diagrama de Flujo de Proceso e isométricos, los cuales fueron

corroborados mediante visita de campo y la consulta con los trabajadores de operaciones de producción, a fin de conocer el estado y funcionalidad de los equipos e instrumentos que conforman dicho sistema. Esto permitió obtener todos los requerimientos de los componentes y las características necesarias para la medición dinámica de los fluidos de inyección.

No obstante, adicionalmente se realizaron análisis de las propiedades del fluido, dentro del procedimiento estuvo la recolección de muestras en las Unidades de Producción, incluyendo pruebas de laboratorio para el control de calidad mediante los requisitos nacionales e internacionales reconocidas, tanto para determinar la gravedad API, como para el cálculo del porcentaje (%) de agua y sedimentos.

3.4.2 Selección de los medidores adecuados bajo las condiciones de operación usando el método de los factores ponderados para el control de la inyección de diluyente en la empresa PETROLERA SINOVENSA S.A

Para la selección de los medidores de flujo que conforman la salida del diluyente NAFTA a la descarga del campo de Petrolera Sinovensa Morichal, primeramente, se usó la normativa de PDVSA Instrumentación de flujo (PDVSAK-302, 1994) y con ella se realizó una depuración de posibles medidores de flujo. Luego se realizó una selección de posibles medidores a través de matrices de priorización, la cual consiste en un análisis cuantitativo en el que se compararon entre sí las diferentes alternativas para conseguir determinar uno o varios medidores válidos. “Las matrices de priorización son herramientas que sirven para priorizar actividades, temas, características de productos o servicios, etc. A partir de criterios de ponderación conocidos.” (Camisón, 2006). Cabe destacar que el objetivo del estudio no era buscar un medidor óptimo sino uno o varios medidores aceptables. Esta herramienta debe utilizarse cuando:

- a) Se poseen distintas opciones y hay que realizar una selección.
- b) Existe desacuerdo respecto a la importancia relativa de los criterios de selección para las opciones
- c) Las opciones generadas están muy relacionadas entre sí.
- d) Los recursos son escasos para implantar el programa de mejora.

Para realizar la matriz se pueden aplicaron dos métodos principalmente ya existentes, igualmente válidos: el método del criterio analítico completo y el método del consenso de criterios.” En esta investigación se utilizó el método de Criterio (Camisón, 2006).

- a) **Construcción de una matriz en L:** se construye una matriz poniendo las diferentes opciones en las filas y los criterios en las columnas de la matriz
- b) **Establecer prioridades en los criterios:** Para establecer prioridades en los criterios existen distintos métodos. Uno de los más utilizados es la Técnica del Grupo Nominal, en la que cada miembro del equipo escribe en una hoja de papel el listado de criterios, ordenándolos y distribuyendo el valor 1 entre ellos. (Camisón, 2006). El rango usado para el desarrollo de la matriz es de 20 a 0 puntos para los criterios de caída de presión y precisión. Para la repetibilidad los valores establecidos fueron de 10 a 0 puntos. Las ponderaciones se pueden observar en el Cuadro 3.1. Con los resultados se revisa cada criterio observando la coherencia de las ponderaciones asignadas por los distintos miembros, de forma que centremos la atención en aquellos criterios en los que existe desacuerdo, pasando a realizar una discusión sobre ello. (Camisón, 2006)

Cuadro 3.1. Valores de ponderación usados en los criterios de selección de medidor.

Precisión (%)				
$\leq 0,05\%$	$> 0,05\% < X \leq 0,1\%$	$> 0,1\% < X \leq 0,5\%$	$> 0,5\% < X \leq 1\%$	$> 1\%$
20	15	10	5	0
Caída de presión (psi)				
≤ 5 psi	> 5 psi $< X \leq 10$ psi	> 10 psi $< X \leq 15$ psi	> 15 psi $< X \leq 30$ psi	> 30 psi
20	15	10	5	0
REPETIBILIDAD				
$\leq 0,05\%$	$\geq 0,05\% < X < 0,10\%$	$\geq 0,10\% < X < 0,25\%$	$\geq 0,25$	
10	7	4	0	

- c) **Ordenar las opciones a partir de cada criterio:** Las opciones se ordenan como en el paso anterior, pero, en lugar de utilizar valores ponderados, se ordenan para cada criterio. Seguimos con la Técnica de Grupo Nominal, pero ahora simplemente se ordenan las opciones para cada criterio (de mayor a menor impacto). (Camisón, 2006)
- d) **Calcular la puntuación de importancia individual para cada opción bajo cada criterio:** Por último, se dibuja la matriz. Se realiza un cálculo multiplicando el valor de orden de la opción por el valor de ponderación del criterio. Posteriormente se suman las puntuaciones por filas y se obtiene la puntuación de ordenación total para todos los criterios. Finalmente, la opción con la puntuación total más alta será la de mayor prioridad. (Camisón, 2006)

3.4.3 Propuesta de los sistemas de medición de flujo para el control eficaz de la inyección de nafta en las Unidades de Producción temprana de la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A

En esta etapa, a través de los Diagramas de Tuberías e Instrumentación, Diagrama de Flujo de Proceso e isométricos actuales de la empresa mixta SINOVENSA S.A., se pudo visualizar y determinar la ubicación de los sistemas de medición y se evaluó si era necesario reorganizar las tuberías o si el sistema de medición se podía adaptar a la infraestructura actual. Además, ubicar los componentes del sistema de medición tales como medidor, indicador de temperatura y presión, sistema de reacondicionamiento de flujo, transmisor de temperatura, presión, flujo y si requiere de densidad, tipo de probador (bidireccional, maestro, etc); filtro si lo requiere, dispositivos de regulación de flujo (interruptor, válvula reguladora de flujo, válvula de bloqueo, válvula de purga, actuador etc); computador de flujo, densímetro.

Por otro lado, se establecieron consideraciones para el cuidado y mantenimiento de los equipos del sistema de medición. También, se definieron los tiempos estimados para la instalación de los sistemas de medición en cada área de producción (UBCP), y los equipos necesarios para su instalación con la finalidad de mejorar el control de operación en los sistemas de inyección de diluyente de la empresa mixta Petrolera Sinovensa S.A.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTACION DE RECOLECCIÓN DE DATOS

En esta investigación, se requirió de la recopilación de información documental y observación directa de campo, lo cual sirvió para cumplir con los objetivos propuestos.

3.5.1 Técnicas

De acuerdo con Arias, (2012), "Se entenderá por técnica de recolección de datos, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información." (p.67). Las técnicas para el cumplimiento de los objetivos planteados fueron:

- Observación directa: se utilizó como técnica en la recolección de información, puesto que permiten la percepción objetiva de condiciones y factores de superficie; así como la medición directa de ciertos parámetros necesarios para el análisis.
- Entrevistas: se llevó a cabo diversas consultas al personal de la Empresa mixta petrolera Sinovensa S.A., tales como: Ingenieros de Yacimiento, Operaciones y Mantenimiento.

3.5.2 Instrumentos

(Arias, 2012), indica que los instrumentos están constituidos por "cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información." (p.69). Para esta investigación fue necesaria la recolección, almacenamiento y procesamiento de la información, a través de herramientas como:

- AutoCAD: es un programa de diseño asistido por computadora para dibujo. Actualmente es desarrollado y comercializado por la empresa Autodesk. El termino AutoCAD surge como creación de la compañía Autodesk, teniendo su primera aparición en 1982. "AutoCAD es un potente software CAD de diseño que permite a los profesionales crear dibujos 2D y modelado 3D con mayor precisión acelerando la documentación." (Carranza, 2019)

3.6 RECURSOS

3.6.1 Materiales

Se tuvo acceso a todos los archivos de la empresa, necesarios para llevar a cabo el cumplimiento del proyecto, tanto físico como en digital tales como: Diagrama de Tuberías e Instrumentación, PFD (Diagrama de Flujo de Proceso) e isométricos (para conocer longitudes en los tramos de tuberías. Además, se contará con las licencias para manejar aplicaciones como PIPESIM y AutoCAD 2017.

3.6.1 Humanos

Se contó con el apoyo inmediato de gran parte del equipo de profesionales pertenecientes a la Gerencia de Operaciones, Optimización y Yacimientos de la empresa mixta Petrolera Sinovensa S.A. El desarrollo metodológico estuvo a cargo de los profesores del Departamento de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Financieros

Los recursos financieros necesarios para la elaboración de la investigación en todas sus fases, estuvieron a cargo del autor.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS PRODUCTIVOS INVOLUCRADOS CON EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE NAFTA EN LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.

Las visitas de campo a las instalaciones de Petrolera Sinovensa y el material documentado proporcionado por la empresa, permitieron la recolección de información acerca del procedimiento actual de producción de crudo extra pesado, que luego de su respectivo procesamiento es transferido hasta el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA), para su comercialización. Para la extracción de crudo se puede observar en la Figura 4.1, que la misma se lleva a cabo en un área ubicada al Sur-Este de la Faja Petrolífera del Orinoco, División Carabobo; por tratarse de petróleo de alta viscosidad, la inyección de diluyente a nivel de superficie o sub-suelo es necesaria para su transporte a través de las líneas recolectoras de crudo húmedo diluido (CHD).

El diluyente recibido para la inyección a pozo se obtiene principalmente de la adquisición o compra de NAFTA foránea y también de la recuperación realizada en el circuito cerrado entre Morichal y la Planta de Mezcla Jose (PMJ) (Figura 4.1). Este último, es transferido hacia Palmichal a 35 km de distancia, enviado a Patio de Tanque Oficina (PTO) a 166 km, de allí es bombeado hasta el Centro Operativo Petromonagas (COPEM) a 160 km y es recibido por Petrolera Sinovensa en el Sistema de Distribución y Almacenamiento de Diluyente (DSDS) a 20 km adicionales. A través de un sistema de bombeo es transferido a la estación de flujo principal MPE-3 representada en la Figura 4.2, ubicada a unos 30 km de distancia, único punto de medición, fiscalización y control del proceso de inyección a través de un sistema

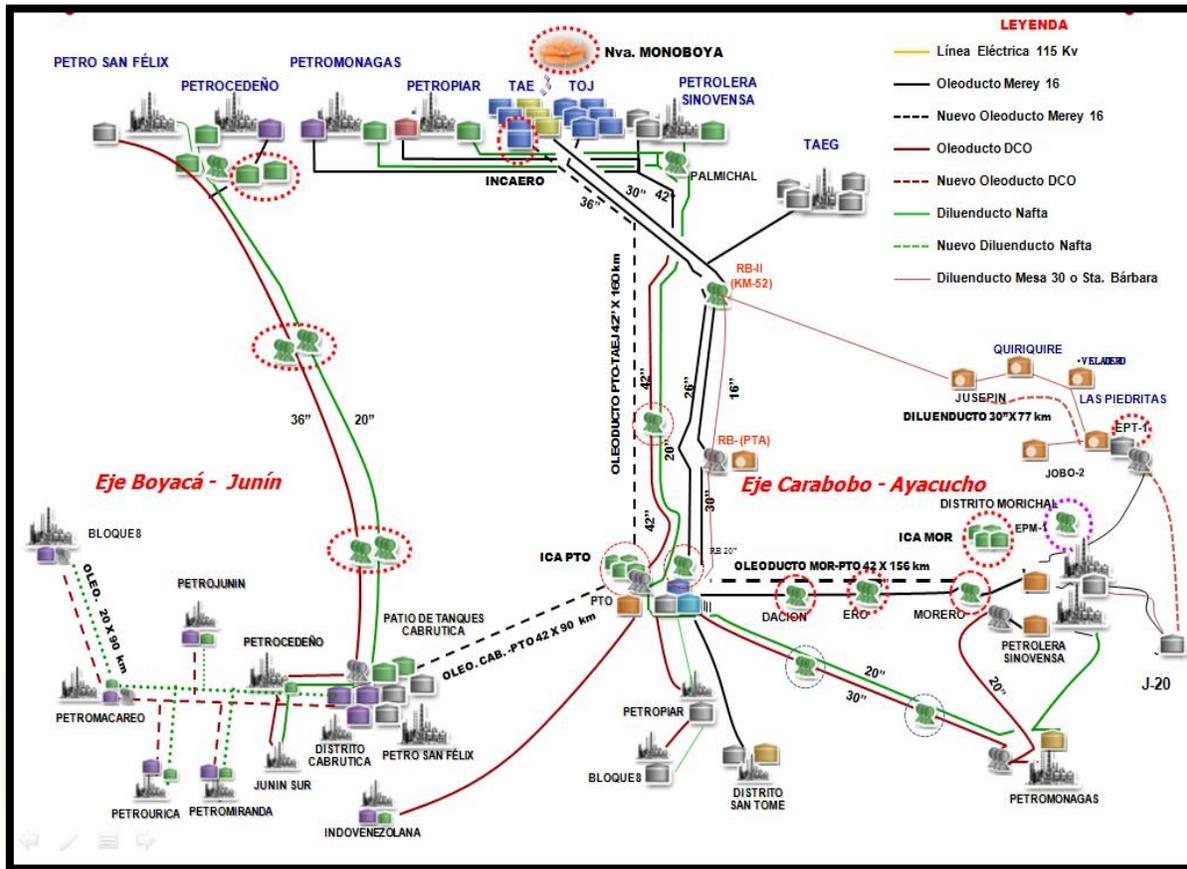
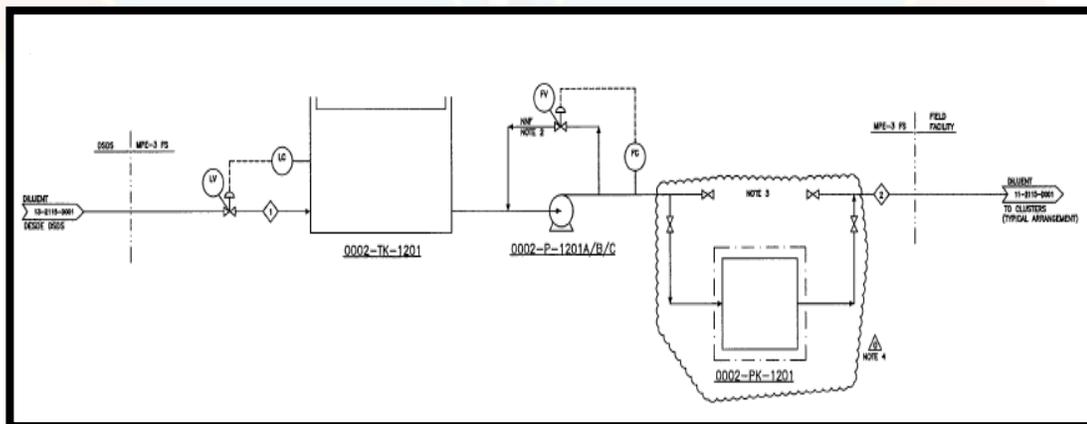


Figura 4.1. Mapa de distribución de Oleoductos y Diluenducto desde CIJAA.
Fuente: PDVSA (2019). Esquemático COF 2.



LACT, que maneja máximo 500 psig, 50,0 MBD. También se cuenta con un bypass de recirculación de diluyente que permite el control de flujo de las bombas 0002-P-1201 A/B/C hacia las 28 macollas.

El área de extracción de crudo de la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa se encuentra distribuida en una poligonal de 150km², conformada por 28 Unidades Básicas de Construcción de Producción (UBCP) o Macollas, en donde se encuentran distribuidos 323 pozos operativos (Categoría 1), con la capacidad de incrementar a 514 pozos activos a mediano y largo plazo (Figura 4.3 y Figura 4.4).

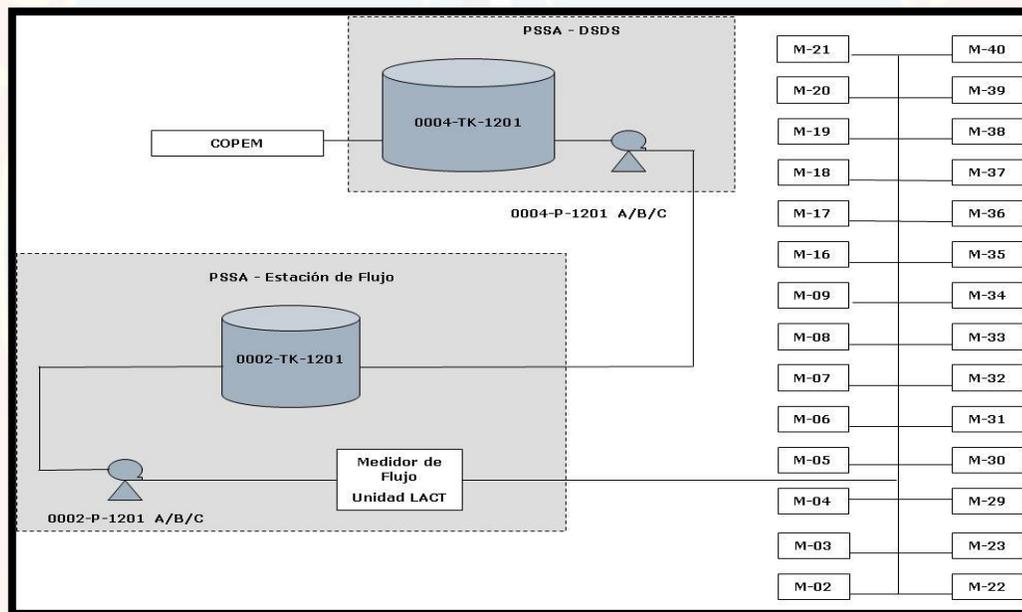


Figura 4.3. Sistema de almacenamiento y distribución de diluyente de Petrolera Sinovensa.

Fuente: (SINOVENSA, 2008)

Las inspecciones de campos han permitido identificar deficiencias en el sistema de distribución y control de inyección de diluyente directamente a pozo. En el caso de las macollas que cuentan con facilidades permanentes, carecen de los instrumentos de medición de control y monitorio de flujo, a pesar de contar con la infraestructura

necesaria para su debida instalación. Y en el caso de las macollas con facilidades temporales ni siquiera cuenta con la infraestructura adecuada.

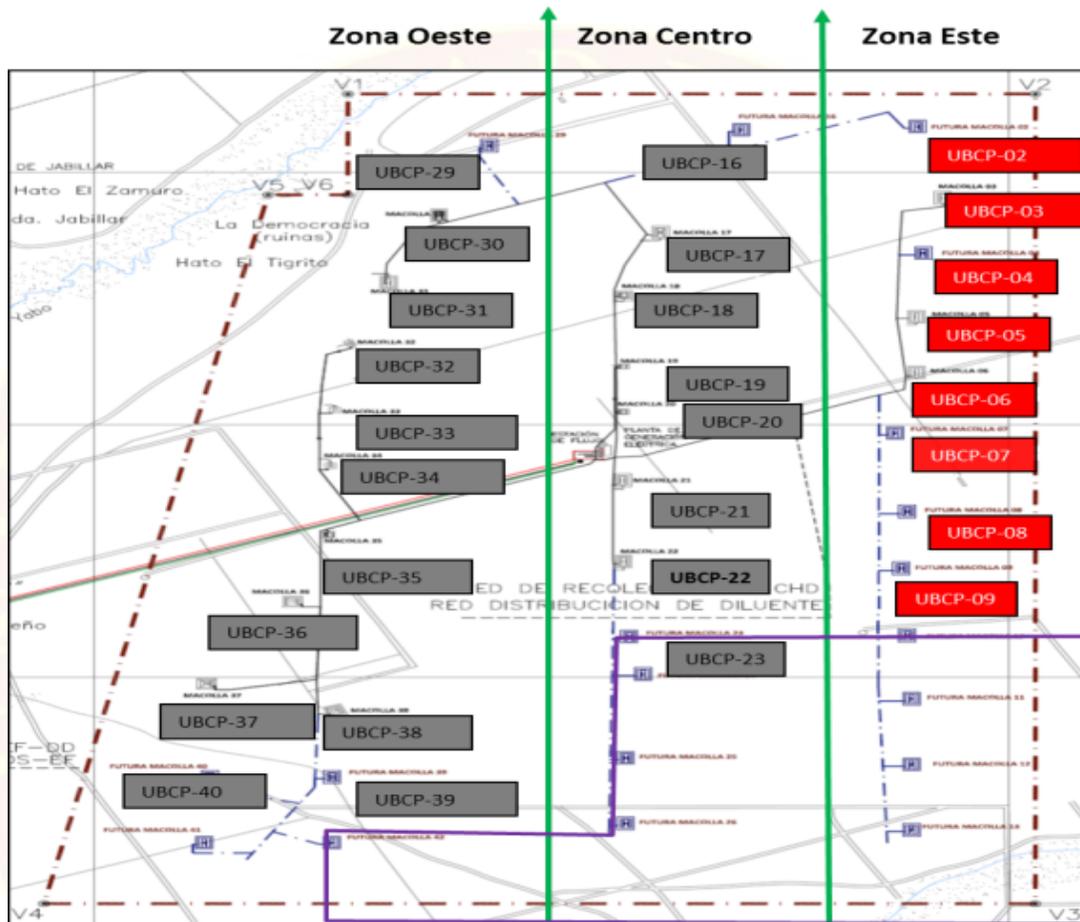


Figura 4.4. Distribución de UBCP Petrolera Sinovensa, S.A.
FUENTE. (SINOVENSA, 2008)

El diluyente que llega a las macollas con facilidades permanentes, es recibido a través de una tubería de 4 pulgadas de diámetros, inmediatamente se consigue con una válvula Shutdown (parada de emergencia para cerrar la entrada de fluido). Cuenta con medición de presión en campo (manómetro) con 425 psig (Figura 4.5). Luego se presenta una bifurcación para dividir la cantidad de diluyente a cada ala de producción. En el trayecto, por cada pozo, se encuentran medidores de flujo en líneas de 2 pulgadas con reducción a ½ pulgada 800, con su respectivo bypass y válvula de control de flujo

de 1 pulgada 300, que debe trabajar en modo lazo de control con el medidor de flujo. Por último, se encuentra un manómetro por pozo para la lectura en campo de la presión de inyección y su respectivo transmisor de datos hacia la estación de flujo. (Figura 4.6)



Figura 4.5. Línea de entrada de Diluyente en la Macolla con facilidades permanentes.

En el caso de las macollas que cuentan con facilidades tempranas, la entrada de diluyente se realiza a través de una tubería de 4 pulgadas de diámetro por cada ramal o ala de producción con puntos de inyección que no coinciden con el requerido por cada pozo. Es decir, cada ramal que maneja 12 pozos debería contar con 12 puntos de inyección asociadas a cada uno de ellos y en algunos casos solo se cuentan con dos puntos de inyección en todo el múltiplo, haciendo imposible trabajar de forma óptima con la cantidad de diluyente que necesita cada pozo. En la Figura 4.7, se puede visualizar un esquema que cuenta con sistemas de inyección en el fondo del pozo.

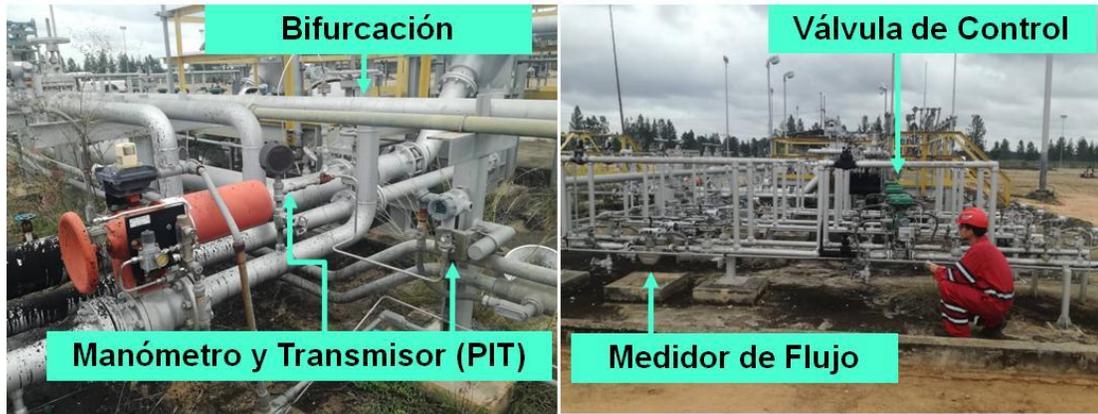


Figura 4.6. Ubicación de equipos de medición en Macollas con facilidades permanentes.

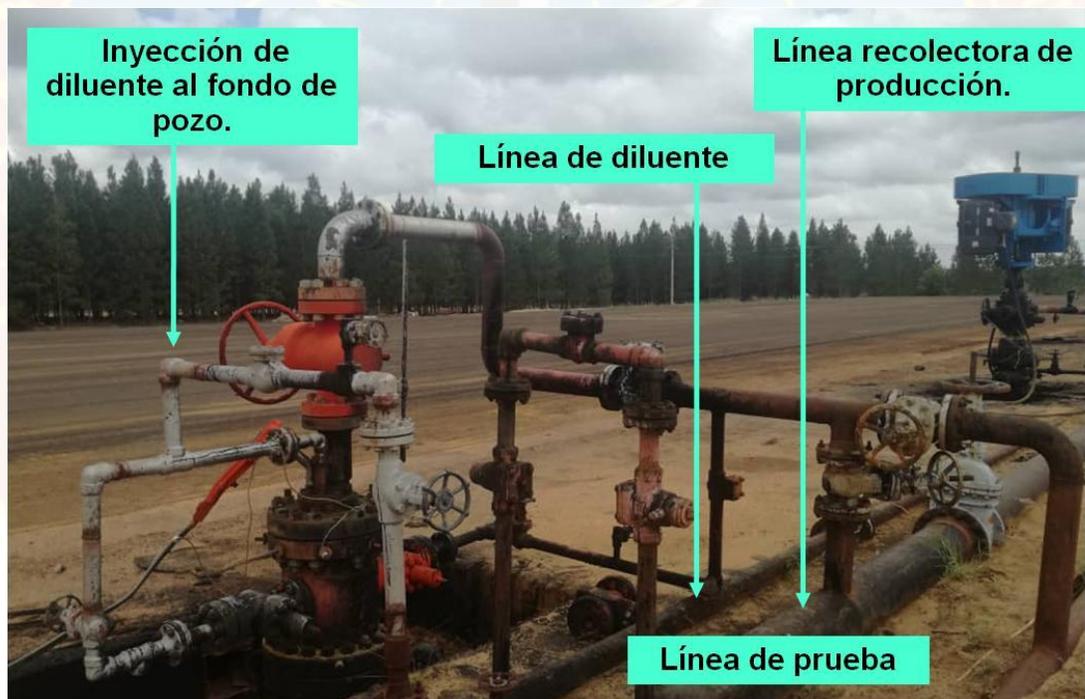


Figura 4.7. Macolla con facilidades temporales con capacidad en inyección en fondo de pozo.

En otros ramales, a pesar de contar con inyección de diluyente en cada pozo, esta se realiza directamente a la línea principal recolectora de producción (Figura 4.8). Sin medición previa del fluido y sin válvulas de control, haciendo que el proceso de ajustes

y monitoreo tengan largos tiempos de respuestas ante condiciones adversas. Indistintamente, de la configuración de la macolla, en todos los casos cada ramal de producción cuenta con pozos con diferentes capacidades de producción. Por lo tanto, la relación de dilución para cada uno de ellos es distinta. Considerando que se cuenta con 16 UBCP con facilidades temporales y sus pozos operan a distintas potencialidades, el esquema actual de inyección de diluyente impide trabajar de manera independiente cada caso. Por lo mismo, se corre el riesgo de sobre diluir en algunos pozos o no diluir lo suficiente en otros.



Figura 4.8. Macolla con facilidades temporales con inyección en línea recolectora.

Coincidentalmente, durante una de la visita de campo se presencié que unas de las líneas recolectoras de crudos estaban presentando gravedades API de mezcla por el orden de los 12°API. Aunque las presiones a la salida de cada macolla no evidenciaban presurización era notoria la falta de movilidad del crudo con las muestras tomadas. Por no contar con sistemas de medición por pozo fue necesario incrementar la cantidad a inyectar desde la Estación de Flujo para impregnar el ala afectada, sobre diluirla y una vez observada mejora en el sistema comenzar a reducir inyección de forma manual

punto a punto a nivel de cada pozo, de cada macolla asociada a cada línea. En el Cuadro 4.1, se puede apreciar que las muestras de Crudo Húmedo Diluido de la Estación de Flujo Principal MPE-3, al igual que la inyección de diluyente se encuentran en valores adecuados de Gravedad API. Sin embargo, la muestra de EF M-35 presenta 12,5 °API, confirmando la condición de mala dilución en el Ramal de salida de EF-M-35.

Cuadro 4.1. Análisis de muestras CHD y DIL.

	CHD		DILUENTE		EF M-35	
	%AyS	°API	%AyS	°API	%AyS	°API
10:00 pm	11,0	15,44	0,0	58,18		
02:00 am	11,6	15,61	0,0	58,13		
05:00 am	13,0	15,88	0,0	58,44		
07:00 am	12,6	15,40	0,0	58,44	16,0	12,51
09:30 am					16,0	12,25
11:00 am					16,0	11,94
06:00 pm					18	10,80
01:00 am					10,2	15,26

Los resultados de las muestras tomadas, refleja que no se trata de un escenario de presurización, aunque las presiones han incrementado 20-40 PSI adicionales por plataforma, pero con la gravedad API en EF M-35 en 10,8°, según análisis de muestra tomada a las 06:00 pm, Si representa una restricción de flujo que limita la transferencia de CHD desde EF M-35 hasta Planta DD (disminución de movilidad). En el Cuadro 4.2, se puede observar que la afectación continuaba en ascenso, pero ya en el extremo del ramal se observa mejora sustancial en la dilución (M-38 con 24,27°API). A las 01:00 am del 30-04-23 como se puede observar en el Cuadro 4. 3, se recibe reporte de análisis de laboratorio, identificando mejoras en la dilución del Ramal EF M-35.

Cuadro 4.2. Análisis de muestras CHD y DIL al otro lado del ramal.

MACOLLAS	CRUDO		DILUENTE		PRESIÓN
	%AyS	°API	%AyS	°API	PSI
EF M-35	18	10,8	0,1	55,2	120
M-36	DESGASIFICANDO		0,1	54,8	160
M-37	NO SE PUDO TOMAR		0,1	54,6	160
M-38	10	24,27	0,2	54,5	160
M-39	NO SE PUDO TOMAR		0	55	160
M-40	NO SE PUDO TOMAR		0,1	54,4	170
Ent. EF Principal	14	15,1			
Salida EF Principal	11,2	14,6			
Diluyente EF	-	-	0,1	54,4	
Entrada DD	9,8	15,1	0,3	54,2	

Cuadro 4. 3. Análisis de muestras CHD en EF M-35.

Análisis de muestras CHD.		
Hora	EF M-35	
	%AyS	°API
10:00 pm 29-04-23	10,0	12,43
01:00 am 30-04-23	10,2	15,26

De acuerdo a los resultados del análisis de muestras en laboratorio, se pudo confirmar que cuando se presentan variaciones en la calidad del diluyente recibido, se afecta directamente la cantidad requerida a inyectar. Con este mecanismo de trabajo, no existen herramientas para controlar los volúmenes inyectados de los mismos. Debido a todo esto planteado, se requiere sistemas de inyección que permitan respuestas rápidas a la necesidad de inyección a través de la automatización del sistema.

En condiciones normales, el crudo húmedo diluido (CHD) presenta las siguientes propiedades (Tabla 4.1). Gravedad API de 16° @ 60°F y viscosidad dinámica de 442 cP @ 100°F . Por su parte, el diluyente debe presentar una Gravedad API de $50,9^\circ$ @ 60°F y viscosidad cinemática de 1,32 cSt @ 100°F . Las propiedades en la



Tabla 4.2, se encuentran identificadas en los procedimientos técnicos y memoria descriptiva de la empresa.

Tabla 4.1. Crudo húmedo diluido (CHM)

CHD ANÁLISIS		
TBP a 760 mmHg	% Vol.	Temp. °C
	Pto. Inicial	54°C
	5%	94°C
	10%	163°C
	20%	202°C
	30%	356°C
	40%	433°C
	48%	500°C
Peso Residual	98,34	
% Peso (Residual)	52,75%	
°API Gravedad @ 60 °F	16 ± 1	
Gravedad Especifica @ 60/60 °F	0,9625	
Densidad @ 86 °F	59,46	lb/ft3
Viscosidad Dinámica @ 100 °F	442 – 413	Cp
@ 320 °F	4,73 - 4,71	Cp
Calor de Combustión	15278 – 14470	BTU/lb
Contenido de NaCl	689 – 848	Lb/1000 Bbl
Contenido de agua (basado en bitumen seco neto)	10 – 12	% vol.

Tabla 4.2. Propiedades del diluyente. Fuente: (SINOVENSA, 2008)

Análisis de la Nafta		
°API Gravedad @ 60 °F	50,9	
Densidad @ 60 °F	48,41	lb/ft3
@ 100 °F	47,29	lb/ft3
@ 120 °F	46,76	lb/ft3
Viscosidad cinemática @ 60 °F	1,37	CSt
@ 100 °F	1,32	cSt
@ 120 °F	1,30	cSt
Presión de vapor @ 80 °F	1,7	Psia
@ 100 °F	2,4	Psia
@ 120 °F	3,0	Psia
Punto flash	25	° F
Contenido de azufre	0,21	% peso

4.2 SELECCIÓN DE LOS MEDIDORES ADECUADOS BAJO LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN USANDO EL MÉTODO DE LOS FACTORES PONDERADOS PARA EL CONTROL DE LA INYECCIÓN DE DILUENTE EN LA EMPRESA PETROLERA SINOVENSA S.A.

El sistema de medición de inyección de diluyente, debe contar con tecnologías acordes con las características del proceso, el cual debe permitir cuantificar y conocer la cantidad y calidad del fluido de forma precisa, de acuerdo a la Norma técnica de fiscalización de hidrocarburos líquidos, tales como:

- 1) Medidor de flujo.
- 2) Medidor de temperatura
- 3) Medidor de presión
- 4) Sistema de toma muestras

La norma de PDVSA K-302 (

Tabla 4. 3 y



Tabla 4. 4), indica los tipos de medidores de flujo disponibles y su uso en base al tipo de elemento a medir (líquido y/o gases), la manera de clasificar estos elementos es: A Recomendado, B Aplicación limite y en blanco como no recomendado. Además, indica el tamaño de la línea requerida y su grado de exactitud al momento de realizar las mediciones y, los indicadores a nivel de costo son L como costo bajo, M costo moderado y H muy costoso. Considerando, medidores de alta precisión, teniendo como base dicha norma es posible usar medidores de tipo orificio de canto cuadrado, coriolis y turbina. En base a la normativa se consideraron los siguientes principios generales de selección de medidores de flujo.

1. Propósito del instrumento (Indicación, control, transmisor).
2. Condiciones del proceso, como fase fluida, viscosidad, corrosividad, erosividad, toxicidad, temperatura, presión, etc., en condiciones normales y anormales.
3. Condiciones ambientales, clasificación de áreas eléctricas y mecánicas. integridad (clase de tubería, vibración, golpe de ariete).
4. Los rangos y clases de precisión se seleccionarán según el proceso. hojas de datos.
5. Se deben identificar las instalaciones de calibración, la posible contaminación cruzada de los fluidos del proceso y la necesidad de lavar antes de la remoción (purga, lavado y eliminación), ya que estos influirán en la selección del instrumento para la condición del proceso (normal, anormal, arranque y apagado).

Tabla 4. 3. Criterios de selección de medidores de flujo.
(PDVSAK-302, 1994)

Medidor de flujo	tamaño de línea (in)	Exactitud	Gases			Líquido					Temp (°C)	TEMP °C	Presión kg/cm ²	Costo				Perdida de Presión			
			Limpios	Sucios	Vapor	Limpio	Viscoso	Sucio	Lodo					Abrasivo	Max	Max	N° Reynolds.		Equipo (relativo)	Instalación	Mantenimiento
Placa de Orificio	Borde Cuadrado	>2	1%	A		A	A		B	B							>2000	L	M	M	H
	Tramo calibrado	1/2 TO 1 1/2	2%	A		A	A			B							>1000	L	L	M	H
	Integral	<1/2	3%	A			A	B		B							>100	L	L	M	H
	Cuadrante	>2	3%				A	A	B	B							>200	L	M	M	H
	Excéntricas	>2	3%	B	A		B		A	B							>10000	L	M	M	H
	Segmentado	>4	3%	B	A		B		A	B							>10000	L	M	M	H
	Venturi	>2	2%	A	B	A	A	B	B	B	B	B	600	450			>75000	H	H	L	L
Presion diferencial	Boquillas (Nozzle)	>2	2%	A	B	A	A	B	B	B							>10000	M	M	L	M
	Tubo LO-LOSS	>3	2%	A		A	A			B							>10000	H	H	L	L
	PITOT	>3	5%	A			A	B		B							NO LIMIT	L	M	L	L
	Multipuerto	>1	3%	A			A	B		B							>10000	M	M	L	L
Codo (Elbow)	Tipo Wedge	>1	5%	B	A		B	B	A	B							>10000	L	M	L	L
		>1	5%	B	A		B	B	A	B							>500	M	L	L	H

Tabla 4. 4. Criterios de selección de medidores de flujo
(PDVSAK-302, 1994)

Medidor de flujo	tamaño de línea (in)	Exactitud	Gases		Vapor	Líquido					Temp (°C)	TEMP °C	Presión kg/cm2	Costo				Perdida de Presión
			Limpios	Sucios		Limpio	Viscoso	Sucio	Lodo					N° Reynolds. Equipo (relativo)	Instalación	Mantenimiento		
									Corrosivo	Fibroso							Abrasive	
Magnético	UPTO 72	3%				A	A	A	A	A	A	200	100	No Limit	H	H	M	L
Másico (Coriolis)		1%	A			A	A	A	B			300	150	No Limit	H	H	M	M
Desplazamiento Positivo	12	1%	A			A			B			300	100	<8000 Cst	H	H	H	H
Turbina	24	1%	A			A			B			300	200	<20 Cst	H	H	H	H
Principio (ToF)	>1	5%				A	B		A			300	Clasificación de tuberías	No Limit	M	M	M	L
DOPPLER	>1	5%					B	A	A	A	A	200	IDEM	IDEM	M	M	M	L
Area Variable	>3	2%	A			A	A		B			500	350	Líquido con alta viscosidad	M	L	L	M
Vortex	>6	2%	A	B		A		B	B			400	100	>10000	M	L	M	L

6. Se considerarán aspectos de mantenimiento como el acceso, la facilidad de instalación, calibración y extracción y el control remoto de las funciones de autodiagnóstico.

El Tabla 4. 5, muestra las condiciones de operación de inyección de diluyente promedio que se encuentra en los campos de producción que maneja la empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A., donde el principal parámetro que varía es el Caudal debido a las distintas condiciones de operación por pozo. El valor mínimo de Caudal hace

referencia a los parámetros mínimos de los fabricantes para este tipo de medidores mientras que el caudal máximo se establece considerando la potencialidad de los pozos productores. El resto de las variables se encuentran identificadas en los procedimientos técnicos y memoria descriptiva de la empresa.

Tabla 4. 5. Condiciones de operación de inyección de diluyente promedio

Fuente: (SINOVENSA P. , 2005)

T ° Diluyente (° F)	100
Viscosidad cinemática (Cst)	1,32
Densidad (lb/ft ³)	47,29
Presion de vapor (Psia)	2,4
Caudal min (bl/dia)	50
Caudal prom (bl/dia)	300
Caudal Max (bl/dia)	600

4.2.1 Matriz de evaluación de alternativas técnico económica de los equipos de medición

Considerando estas condiciones de producción y a la efectividad de medición requeridas (precisión $\leq 1\%$) se realizó un estudio de mercado donde la memoria descriptiva del proceso de selección se puede observar en el anexo A, Con ello, se realizó una discriminación de posibles equipos de medición a instalar mostrado en el Cuadro 4.4, utilizando los valores de ponderación observados los acuerdos con las características son los siguientes:

Cuadro 4.4. Matriz de Priorización.

#	Marca	Modelo	PRECISIÓN DE FLUJO MÁSSICO (%)	Puntuación	Caída de presión (psi)	Puntuación	REPETIBILIDAD (%)	Puntuación	Total
1	ENDRESS	Promass F 500	0,08	15,00	7,37	15,00	≤0,05	10,00	40
2	EMERSON	CMFS050 M	0,05	20,00	13,56	10,00	0,05	7,00	37
3	EMERSON	CMF050 M	0,05	20,00	10,79	10,00	0,05	7,00	37
4	EMERSON	CMFS075 M	0,10	15,00	4,58	20,00			35
5	ENDRESS	Promass I 500	0,19	10,00	7,83	15,00	0,05	10,00	35
6	ENDRESS	Promass F 200	0,23	10,00	7,37	15,00	0,05	10,00	35
7	ENDRESS	Promass H 300	0,25	10,00	6,51	15,00	0,05	10,00	35

De acuerdo a los rangos establecidos y a los resultados de la matriz, se considera apto para ser instalado en el sistema de medición y control de inyección de diluyente los medidores modelos Promass F 500 de la marca Endress Hauser, este medidor a pesar de obtener menor puntuación en el criterio de selección en comparación a otros modelos, el criterio de caída de presión tuvo mayor ponderación haciendo dicho medidor más factible que los modelos CMFS050M y CMF050M de la marca Emerson con puntuaciones de 40, 37 y 37 respectivamente.

Modelo Promass F 500 marca Endress Hauser.

La precisión es de 0,080%, lo que representa una desviación de +/- 0,080 bls considerando la inyección promedio de diluyente a los pozos de 100 bl por cada 300 bls bruto producido. La Repetibilidad es de 0,05% y la caída de presión generada por el medidor es de 7,4 psi. Las especificaciones del medidor de flujo se pueden observar en el Apéndice B.

4.3 PROPUESTA DE SISTEMA DE MEDICIÓN DE FLUJO PARA EL CONTROL EFICAZ DE LA INYECCIÓN DE NAFTA EN LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA DE LA EMPRESA MIXTA PETROLERA SINOVENSA S.A.

Una vez seleccionado el equipo de medición más apto para ser instalado en el sistema de control y monitoreo de inyección de diluyente. A continuación, se presenta en la Figura 4.9 y Figura 4.10, la propuesta de un sistema que permite operar de forma óptima, el requerimiento de dosificación de diluyente en el crudo extra pesado proveniente de los pozos. Se trata de una adaptación al grupo de producción (macolla) que recoge el crudo extra pesado, gas producido por el anular (revestidor) y diluyente a pozo, con el mismo principio de acción, pero reubicando cada una de sus entradas en el lugar requerido, manteniendo las mismas líneas principales recolectoras de crudo húmedo diluido, de diluyente y pruebas de producción.

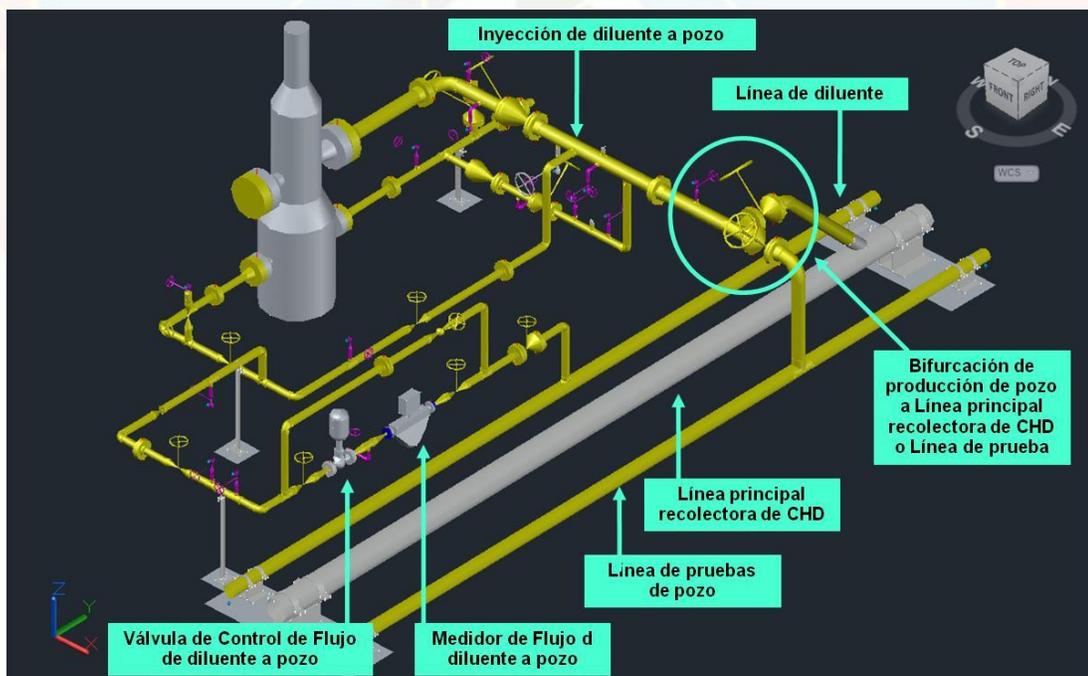


Figura 4.9. Vista 1 de Propuesta de sistema de medición con sus componentes.

El arreglo cuenta con entrada independiente de diluyente al pozo en línea de 2 pulgadas con su respectivo medidor de flujo Promass F 500 de ½ pulgada de diámetro, válvula de control de flujo (globo) Fisher 667 de 2 pulgadas de diámetro, accionada eléctrica o neumáticamente, según la disponibilidad de campo, en trabajo modo cascada con el medidor de flujo. Se mantiene la facilidad para ingresar por el anular del pozo, pero por limitaciones con el material del equipo de levantamiento artificial (BCP), la dilución se mantiene en superficie (conexión de 2 pulgadas a 4 pulgadas). Se garantiza la producción de gas a través del anular por línea adyacente en el grupo de producción con conexión de 2 pulgadas a 4 pulgadas en la tubería de crudo extra pesado.

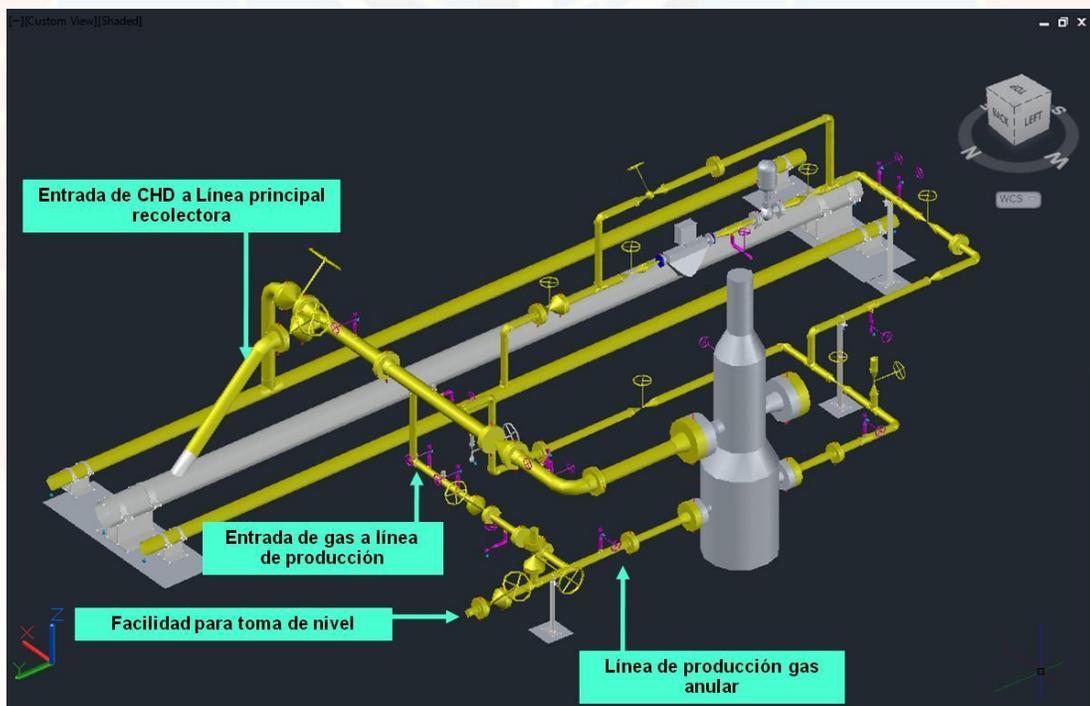


Figura 4.10. Vista 2 de propuesta de sistema de medición con sus componentes.

La línea de diluyente y gas cuenta con facilidades para la instalación de indicador de presión, transmisor indicador de presión, transmisor indicador de temperatura y toma de muestra. La línea de crudo extrapesado cuenta con facilidades para la

instalación de indicador de presión, transmisor indicador de presión y toma de muestra antes y después de la dilución y conexión para toma de niveles de fluidos a pozo. La línea de entrada de crudo húmedo diluido a la tubería principal de recolección fue diseñada con un ángulo de 45° a fin de evitar perturbación entre pozos por efecto de turbulencia.

Es recomendable incluir el reemplazo de tubería principal de recolección de producción debido al deterioro por intemperie sin necesidad de cerrar la producción de toda el ala de producción. Es decir, se instala dicha tubería paralelamente y del lado opuesto del cabezal del pozo, donde se reestructurará e instalará la propuesta del arreglo del pozo sin necesidad de interrumpir la producción del resto, al completarse se abre la producción y se cierra el siguiente para reacondicionar. Esto permite disminuir considerablemente los tiempos de parada de producción siendo más rentable.

La lista de materiales presentada en el apéndice C, corresponde a las especificaciones de todos los componentes del sistema de medición propuesto y los modelos de dispositivos estudiados. La inversión estimada al momento de llevar a cabo dicha propuesta incluye procura, gastos de instalación (materiales, equipos, labor), gastos administrativos, utilidad e impuestos municipales. Con la prefabricación de los arreglos de superficie para la instalación de los nuevos sistemas de medición y control de inyección de diluyente, se reduce a 12 horas aproximadas de trabajo por pozo, para el reemplazo del cabezal de producción. Se reduce el tiempo de parada de producción para la sustitución. Considerando un pozo de 350 Bls de producción neta, la diferida por esta actividad es de 175,0 Bls, lo cual se traduce en -8.750 USD/pozo.

Si, por el contrario, se plantea reutilizar el arreglo de superficie y solo adecuar a las nuevas consideraciones, el pozo quedará fuera de servicio por 48 horas aproximadas, tiempo en el cual se realizarán las modificaciones. En este caso la diferida es de 700 Bls de producción neta, lo cual se traduce en -35.000 USD/pozo.

CAPÍTULO V

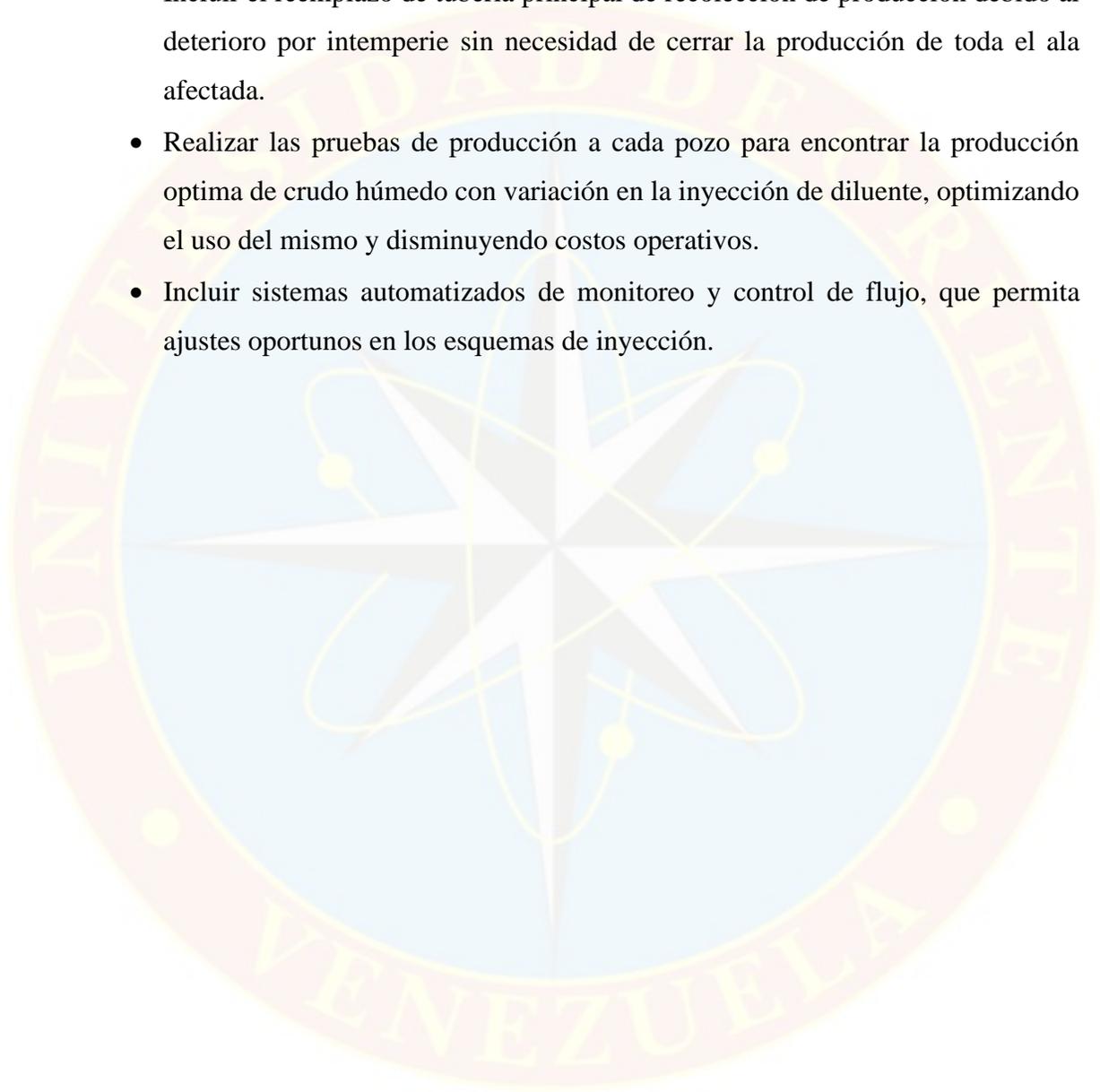
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El sistema de inyección de nafta en la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A., presenta deficiencias en el sistema de distribución y control de dosificación de diluyente directamente a pozo.
- Según la norma PDVSA K-302, los equipos de medición que cumplen con precisión $\leq 1\%$ son los de tecnología placa de orificio (Square Edged), Coriolis y ultrasonido (por desplazamiento positivo y/o turbinas)
- De acuerdo a la matriz de selección, los medidores de flujo Promass F 500 marca Endress Hauser, CMFS050M y CMF050M de la marca Emerson se consideran aptos para la instalación en los sistemas de inyección de diluyente.
- Con un diseño de 45° de inclinación entre la línea de entrada de la tubería principal de recolección, se evita perturbación por efecto de turbulencia entre los pozos.
- Con la propuesta de fabricación de arreglos de superficie se puede reducir hasta 12 horas el tiempo de parada de producción para la sustitución de los componentes del sistema de medición para el control de inyección de nafta.
- Con la propuesta de sistema de medición de flujo se logra cuantificar la entrada de diluyente en los pozos obteniendo control eficaz de la inyección de nafta en las Unidades de Producción temprana de la empresa mixta PETROLERA SINOVENSA S.A

5.2 RECOMENDACIONES

- Incluir el reemplazo de tubería principal de recolección de producción debido al deterioro por intemperie sin necesidad de cerrar la producción de toda el ala afectada.
- Realizar las pruebas de producción a cada pozo para encontrar la producción óptima de crudo húmedo con variación en la inyección de diluyente, optimizando el uso del mismo y disminuyendo costos operativos.
- Incluir sistemas automatizados de monitoreo y control de flujo, que permita ajustes oportunos en los esquemas de inyección.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Argilier, J. H. (2005). *Heavy oil dilution. (paper SPE 97763)*. Calgary, Alberta, Canadá: Society of Petroleum Engineers (SPE) .
- Arias, F. (2012). *El proyecto de investigación*. Caracas: Episteme.
- Aymard, R. (1983). *Geología de la faja Petrolifera del Orinoco*. Caracas, Junio.
- BUSTILLOS, O. (2001). *ESPECIALIZACIÓN EN AUTOMATIZACIÓN E INFORMATICA INDUSTRIAL*. PUERTO LA CRUZ: NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI POSTGRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
- Camisón, C. (2006). *Gestión de la Calidad: conceptos, enfoques, modelos y sistemas 1ra Edición*. . Madrid.: PEARSON EDUCACIÓN, S. A.
- Carranza, O. (2019). *Manual AUTOCAD 2019*. LIMA: MACRO.
- Cortés, C. (2017). *Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- CRANE. (1993). *flujo de fluidos en válvulas accesorios y tuberías*”. 1ra Edición. . Editorial Mcgraw Hill.
- Creus, A. (2010). *Instrumentación industrial* (8va Edición ed.). Mexico: Alfaomega Grupo Editor.
- Domingo, A. (2011). *Apuntes de mecánica de fluidos*. . San Francisco, California.: Creative Commons, .
- EndressHauser. (2024). *www.endress.com*. Recuperado el 2024, de <https://www.endress.com/en/field-instruments-overview/flow-measurement-product-overview/coriolis-flowmeter-promass-f500-8f5b?t.tabId=product-overview>
- Gaceta38.861. (2008, 30 de enero). *ASAMBLEA NACIONAL*. Caracas: Gaceta oficial Número 38.861. Obtenido de <https://www.gacetaoficialvenezuela.com/gaceta-oficial-de-venezuela-38861-del-miercoles-30-enero-2008>
- Gerencia de Optimización y Yacimientos. (2018). Informe de estatus de equipos de medición de los sistema de inyección de diluyente en superficie. Monagas.

- Venezuela. Informe Final. Marzo.: Empresa Mixta Petrolera Sinovensa, S.A. División Carabobo.
- Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017). Fundamentos Básicos de Instrumentación y Control. Santa Elena: Editorial UPSE.
- INTEVEP. (1981). Reología del sistema de crudo. MARAVEN, S.A.
- León, J., Ortiz, O., Guarín, F., & Díaz, C. (2013). Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Revista UIS Ingenierías vol. 12, núm. 2, julio-diciembre, 2013, 47-58.
- Mataix, C. (1986). Mecánica de fluidos y maquinas hidráulicas". Madrid: Ediciones del castillo.
- Medeiros, A. (1997). Fundamentos *da Metrologia Industrial*. Porto Alegre.
- Morris, A. (2002). *Principios de mediciones e instrumentación*. Mexico: Pearson Educación.
- Mott, R. (2006). *Mecánica de fluidos*. (6ta Edición. ed.). México: Pearson Educación.
- Noguera, A. (2013). *Propuesta para instalación de equipos de medición en las entradas de la estación principal temblador-1 del crudo producido en el área pesado, Distrito Morichal*. . Monagas: Trabajo Especial de grado.
- NormativaK-302. (1994). *FLOW INSTRUMENTATION k-302. ENGINEERING DESIGN MANUAL*.
- Osuna, C. (2023). *Informe explicativo variación de producción cierre vs Proyección*. Morichal: Petrolera Sinovensa.
- PDVSA. (1999). *PRESSURE INSTRUMENTATION. ENGINEERING DESIGN MANUAL*.
- PDVSAK-300. (2011). *LINEAMIENTOS GENERALES DE INSTRUMENTACION, AUTOMATIZACION Y CONTROL*.
- PDVSAK-302. (1994). *Flow Instrumentation K-302. Engineering Design Manual*. CARACAS: PDVSA Engineering Standards,.

Rojas, I. (2010). *Evaluación termodinámica de las facilidades centrales de procesamiento de fluidos de la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa*. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Venezuela.

SINOVENSA. (2008). *Esquemático. Plan de actividades. Informe Final*.

SINOVENSA. (2010). *Esquemático. Plan de actividades. Informe Final*.

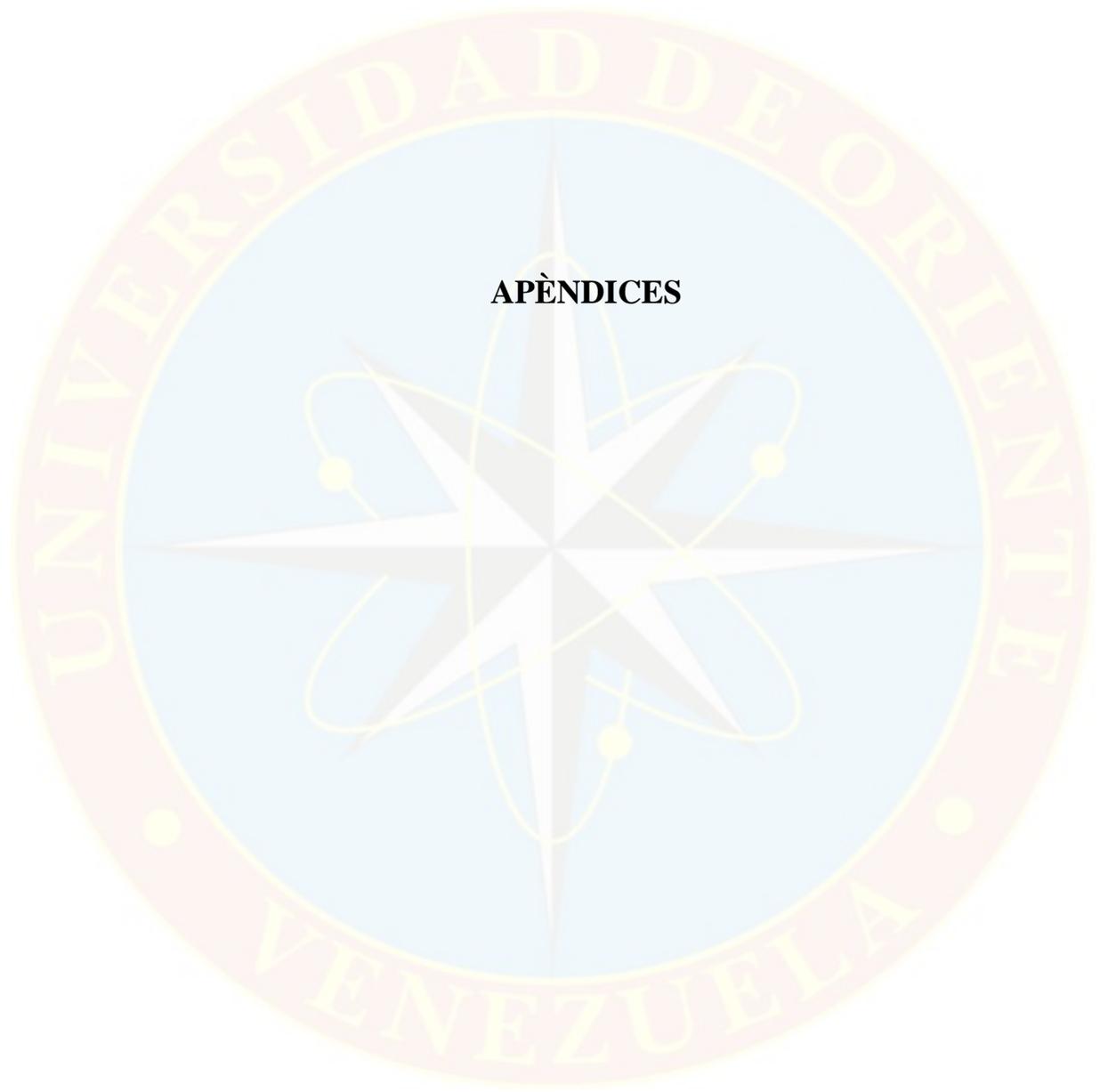
SINOVENSA, P. (2005). Memoria descriptiva. .

Sinovensa, P. (2022). *Informe de estatus de sistema de medicion* . Morichal: Petrolera Sinovensa.

Skogsberg, J. a. (1999). “*Corrosion Considerations in Upstream Operations*”. (CPM-4100). Chevron Corporation.

Todd, C. (1988). *Downstream Planning And Innovation For Heavy Oil Development- A Producer's Perspective*. Canada: Journal of Canadian Petroleum Technology,. doi: doi:10.2118/88-01-08

Urquhart, R. (1986). *Heavy oil transportation-present and future*. Canada: Journal of Canadian Petroleum



APÈNDICES

APÉNDICE A
MEMORIA FOTOGRÁFICA DE LA SELECCIÓN DE MEDIDOR

ENTRADA DE DIMENSIONAMIENTO

Tipo de medición

Flujo Densidad Viscosidad

Seleccionar tecnología

Coriolis Densidad Magnético
 Viscosidad Vórtex

[Ver comparaciones de tecnologías clave](#)

Selección de equipo

Coriolis Fluido Meter (Includes Sensor and

Selección de fluido

Estado del fluido

LIQUIDO ▼

Fuente del fluido

PERSONALIZADO ▼

Ingrese el nombre del fluido

Diluyente

Figura A. 1. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

ENTRADA DE DIMENSIONAMIENTO

requisitos de la aplicación

Higiénico (3A/EHEDG)

Mostrar todos los sensores sin filtros

Familia de producto

TODOS LOS SENSORES ▼

Tamaño de línea

2 INCH (DN50) ▼

Material húmedo

	MÍN.	NORMAL	MÁX.	ESCALA COMPLETA /DISEÑO	UNIDADES
RANGO DE FLUJO	50.0000	300.0000	600.0000		Barrels(Oil)/day ▼
PRESIÓN DE LÍNEA		350.0000			psig ▼
TEMPERATURA		100.0000			F ▼
TEMP. AMBIENTE		100.0000			F ▼

PROPIEDADES DEL FLUIDO

Líquido no newtoniano

	MÍN.	NORMAL	MÁX.	UNIDADES
--	------	--------	------	----------

Figura A. 2. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

316L

Density 47.2900 lb/ft³

VISCOSIDAD 1.3200 centistokes

PRESIÓN DE VAPOR 2.4000 psia

PRECISIÓN MÁXIMA DE FLUJO 1.0000 % de Rango

EXCLUIR MODELO SI CAÍDA DE PRESIÓN > 15.0000 psig @ Caudal operativo

RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO

Figura A. 3. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

DEL MODELO	COMPARAR	MÍN.	NORMAL	MÁX.	MÍN.	NORMAL	MÁX.	MÍN.	NORMAL
CMFS040M	<input type="checkbox"/>	0.1	0.1	0.1	0.5285	8.7879	32.3080	4.0113	24.0677
CMFS050M	<input type="checkbox"/>	0.1	0.1	0.1	0.1373	3.7122	13.5565	2.6542	15.9249
CMF050M	<input type="checkbox"/>	0.1	0.1	0.1	0.1563	3.0557	10.7851	2.5025	15.0151
F050S	<input type="checkbox"/>	0.2	0.2	0.2	0.1713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151
F050P	<input type="checkbox"/>	0.2	0.2	0.2	0.5063	9.0757	32.2346	4.3726	26.2353
G050M	<input type="checkbox"/>	0.25	0.25	0.25	0.2052	2.5946	9.0932	2.6861	16.1168

Figura A. 4. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

NOMBRE DEL MODELO	ÍN.	NORMAL	MÁX.	MÍN.	NORMAL	MÁX.	DE DENSIDAD (LB/FT ³)	DESCRIPCIÓN DE MODELO
CMFS040M	285	8.7879	32.3080	4.0113	24.0677	48.1354	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 9.53 mm (3/8 de pulgada) (DN10), Acero inoxidable 316L
CMFS050M	373	3.7122	13.5565	2.6542	15.9249	31.8499	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 13 mm (1/2 de pulgada) (DN15), Acero inoxidable 316L
CMF050M	563	3.0557	10.7851	2.5025	15.0151	30.0303	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 13 mm (1/2 de pulgada) (DN15), Acero inoxidable 316L
F050S	713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151	30.0303	0.1249	Medidor Coriolis Micro Motion serie F, 13 mm (1/2 de pulgada) (DN15), Acero inoxidable 316L
F050P	063	9.0757	32.2346	4.3726	26.2353	52.4707	0.1249	Medidor Coriolis Micro Motion serie F, 13 mm (1/2 de pulgada) (DN15), Acero inoxidable 316L, Alta presión
G050M	052	2.5946	9.0932	2.6861	16.1168	32.2335	0.3121	MICRO MOTION G-SERIES CORIOLIS METER, 1/2 INCH (DN15), 316L STAINLESS STEEL

Figura A. 5. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

R050S	<input type="checkbox"/>	0.5	0.5	0.5	0.1713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151
K050S*	<input type="checkbox"/>	0.5	0.5	0.5	0.1713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151
CMFS075M	<input type="checkbox"/>	0.1	0.1	0.1	0.0588	1.2735	4.5862	1.5110	9.0657
CMFS100M	<input type="checkbox"/>	0.1324	0.1	0.1	0.0174	0.2790	0.9853	0.7812	4.6870
CMF100M	<input type="checkbox"/>	0.1860	0.1	0.1	0.0108	0.2526	0.8920	0.7116	4.2693
F100S	<input type="checkbox"/>	0.2	0.2	0.2	0.0084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693
G100M	<input type="checkbox"/>	0.5564	0.25	0.25	0.0168	0.4294	1.6213	1.1588	6.9526
R100G*	<input type="checkbox"/>	0.8678	0.5	0.5	0.0084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693
R100S	<input type="checkbox"/>	0.8678	0.5	0.5	0.0084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693

Figura A. 6. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

R050S	713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151	30.0303	0.6243	Medidor Coriolis Micro Motion serie R, 13 mm (1/2 de pulgada) (DN15), Acero inoxidable 316L
K050S*	713	2.9140	10.1119	2.5025	15.0151	30.0303	0.6243	MICRO MOTION K-SERIES K050S CORIOLIS METER, 1/2 INCH (DN15), 316L STAINLESS STEEL
CMFS075M	588	1.2735	4.5862	1.5110	9.0657	18.1314	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 19,05 mm (3/4 de pulgada) (DN20), Acero inoxidable 316L
CMFS100M	174	0.2790	0.9853	0.7812	4.6870	9.3740	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 25,4 mm (1 pulgada) (DN25), Acero inoxidable 316L
CMF100M	108	0.2526	0.8920	0.7116	4.2693	8.5386	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 25,4 mm (1 pulgada) (DN25), Acero inoxidable 316L
F100S	084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693	8.5386	0.1249	Medidor Coriolis Micro Motion serie F, 25,4 mm (1 pulgada) (DN25), Acero inoxidable 316L
G100M	168	0.4294	1.6213	1.1588	6.9526	13.9053	0.3121	MICRO MOTION G-SERIES CORIOLIS METER, 1 INCH (DN25), 316L STAINLESS STEEL
R100G*	084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693	8.5386	0.6243	MICRO MOTION R-SERIES CORIOLIS METER, 1 INCH (DN25), 316L STAINLESS STEEL
R100S	084	0.2052	0.6817	0.7116	4.2693	8.5386	0.6243	Medidor Coriolis Micro Motion serie R, 25,4 mm (1 pulgada) (DN25), Acero inoxidable 316L

Figura A. 7. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

NOMBRE DEL MODELO	COMPARAR	MÍN. †	NORMAL †	MÁX. †	MÍN. †	NORMAL †	MÁX. †	MÍN. †	NORMAL †	MÁX. †
CMF300M	<input type="checkbox"/>	1.7546	0.2924	0.1462	0.0003	0.0035	0.0122	0.0962	0.5770	1.7546
F300S	<input type="checkbox"/>	3.5795	0.5966	0.2983	0.0003	0.0048	0.0165	0.1187	0.7123	3.5795
CMF350G*	<input type="checkbox"/>	3.3087	0.5515	0.2757	0.0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3499	3.3087
CMF350M	<input type="checkbox"/>	3.3087	0.5515	0.2757	0.0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3499	3.3087
F400S	<input type="checkbox"/>	5.4234	0.9039	0.4520	0.0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3500	5.4234

Figura A. 8. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

NOMBRE DEL MODELO	MÍN.	NORMAL	MÁX.	MÍN.	NORMAL	MÁX.	PRECISIÓN DE DENSIDAD (LB/FT3)	DESCRIPCIÓN DE MODELO
CMF300M	0003	0.0035	0.0122	0.0962	0.5770	1.1539	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 76.2 mm (3 pulgadas) (DN80), Acero inoxidable 316L
F300S	0003	0.0048	0.0165	0.1187	0.7123	1.4246	0.1249	Medidor Coriolis Micro Motion serie F, 76.2 mm (3 pulgadas) (DN80), Acero inoxidable 316L
CMF350G*	0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3499	0.6998	0.0624	Micro Motion ELITE Coriolis Meter, 4 inch (DN100), 316L Stainless Steel (Not available for destination sales outside of China)
CMF350M	0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3499	0.6998	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 102 mm (4 pulgadas) (DN100), Acero inoxidable 316L
F400S	0001	0.0011	0.0033	0.0583	0.3500	0.6999	0.1249	MICRO MOTION F-SERIES CORIOLIS METER, 4 INCH (DN100), 316L STAINLESS STEEL

[1](#) [2](#) [3](#) [4](#)

leccione hasta tres modelos para compartir. Haga clic en la fila para seleccionar un sensor

[COMPARAR >](#)
[MOSTRAR MÁS RANGOS >](#)
[VER GRÁFICO >](#)
[PROCEDER](#)

22:16
19/06/2024

Figura A. 9. Revisión de mercado de medidores de flujo coriolis marca EMERSON.

Quad
 High pressure

Tamaño de línea de proceso

2 INCH (DN50)

Cédula

UNKNOWN

Diámetro interno de tubería

IN

RANGO DE FLUJO: 50.0000 | 300.0000 | 600.0000 | Barrels(Oil)/day

PRESIÓN DE LÍNEA: 350.0000 | psig

TEMPERATURA: 100.0000 | F

TEMP. AMBIENTE: 100.0000 | F

PROPIEDADES DEL FLUIDO

	MÍN.	NORMAL	MÁX.	UNIDADES
Density		47.2900		lb/pie cub.
VISCOSIDAD		1.3200		centistokes
PRESIÓN ATMOSFÉRICA		psia		
PRESIÓN DE VAPOR	2.4000	psia		

Figura A. 10. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca EMERSON.

LNGM10S	<input type="checkbox"/>	2.3913	0.5	0.5	0.0117	0.2038	0.6659	0.7799	4.6794
K100S*	<input type="checkbox"/>	0.5738	0.5	0.5	0.0135	0.2420	0.8053	0.7799	4.6794
CMFS150M	<input type="checkbox"/>	0.3246	0.1	0.1	0.0056	0.1207	0.3932	0.4934	2.9602
F150S	<input type="checkbox"/>	0.4773	0.2	0.2	0.0056	0.0953	0.2563	0.4934	2.9602
R150S	<input type="checkbox"/>	1.3016	0.5	0.5	0.0056	0.0953	0.2563	0.4934	2.9602
CMF200M	<input type="checkbox"/>	0.5184	0.1	0.1	0.0017	0.0291	0.1033	0.2661	1.5966
F200S	<input type="checkbox"/>	0.7050	0.2	0.2	0.0014	0.0190	0.0694	0.2661	1.5966
G200M	<input type="checkbox"/>	2.9630	0.4938	0.25	0.0020	0.0521	0.1611	0.2661	1.5966
R200S	<input type="checkbox"/>	2.6033	0.5	0.5	0.0014	0.0190	0.0694	0.2661	1.5966
K200S*	<input type="checkbox"/>	2.7736	0.5	0.5	0.0016	0.0258	0.0949	0.2661	1.5966

Figura A. 11. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca EMERSON.

LNGM10S	0117	0.2038	0.6659	0.7799	4.6794	9.3588	--	MICRO MOTION LNG-SERIES SENSOR FOR FILLING LNGM10S CORIOLIS METER, 1 INCH (DN25), 316L STAINLESS STEEL, CRYOGENIC, CUSTODY TRANSFER
K100S*	0135	0.2420	0.8053	0.7799	4.6794	9.3588	0.6243	MICRO MOTION K-SERIES K100S CORIOLIS METER, 1 INCH (DN25), 316L STAINLESS STEEL
CMFS150M	0056	0.1207	0.3932	0.4934	2.9602	5.9205	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 38,1 mm (1 1/2 de pulgada) (DN40), Acero inoxidable 316L
F150S	0056	0.0953	0.2563	0.4934	2.9602	5.9205	0.1249	MICRO MOTION F-SERIES CORIOLIS METER, 1.5 INCH (DN40), 316L STAINLESS STEEL
R150S	0056	0.0953	0.2563	0.4934	2.9602	5.9205	0.6243	MICRO MOTION R-SERIES CORIOLIS METER, 1.5 INCH (DN40), 316L STAINLESS STEEL
CMF200M	0017	0.0291	0.1033	0.2661	1.5966	3.1932	0.0312	Medidor Coriolis Micro Motion ELITE, 51 mm (2 pulgadas) (DN50), Acero inoxidable 316L
F200S	0014	0.0190	0.0694	0.2661	1.5966	3.1932	0.1249	Medidor Coriolis Micro Motion serie F, 51 mm (2 pulgadas) (DN50), Acero inoxidable 316L
G200M	0020	0.0521	0.1611	0.2661	1.5966	3.1932	0.3121	MICRO MOTION G-SERIES CORIOLIS METER, 2 INCH (DN50), 316L STAINLESS STEEL
R200S	0014	0.0190	0.0694	0.2661	1.5966	3.1932	0.6243	Medidor Coriolis Micro Motion serie R, 51 mm (2 pulgadas) (DN50), Acero inoxidable 316L
K200S*	0016	0.0258	0.0949	0.2661	1.5966	3.1932	0.6243	MICRO MOTION K-SERIES K200S CORIOLIS METER, 2 INCH (DN50), 316L STAINLESS STEEL

Figura A. 12. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca EMERSON.

NOMBRE DEL MODELO	COMPARAR	MÍN.	NORMAL	MÁX.	METER STYLE	DE LÍNEA (INCH)	MEDIDOR SUGERIDO	MENSURABLE MÍNIMO	MENSURABLE MÁXIMO
8800DF005	<input type="checkbox"/>	0.0399	1.4371	5.7482	FLANGED	0.5	Permissible	38.7094	974.1495
8800DW005	<input type="checkbox"/>	0.0399	1.4371	5.7482	WAFFER	0.5	Permissible	38.7094	974.1495
8800DR010	<input type="checkbox"/>	0.0459	1.6526	6.6105	REDUCER	1	Permissible	38.7094	974.1495

Figura A. 13. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca EMERSON.

NOMBRE DEL MODELO	PRECISO MÍNIMO	PRECISO MÁXIMO	INTERVALO ANALÓGICO MÍNIMO (4 - 20 MA)	PRESIÓN MÍNIMA AGUAS ARRIBA (PSI)	CORTE BAJO PREDETERMINADO (BARRELS(OIL)/DAY)	DESCRIPTION
8800DF005	154.8374	811.7912	0.0011	4.8703	65.4045	Medidor de caudal de vórtice con brida Rosemount 8800, 13 mm (0,5 pulgadas)
8800DW005	154.8374	811.7912	0.0011	4.8703	65.4045	Medidor de caudal de vórtice tipo wafer Rosemount 8800, 13 mm (0,5 pulgadas)
8800DR010	154.8374	811.7912	0.0011	7.3708	65.4045	Medidor de caudal de vórtice tipo reductor Rosemount 8800, 25,4 mm (1 pulgada) (DN25)

Figura A. 14. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca EMERSON.

Flow Measurement Products

HOME | OFFERINGS | MEDIA | CAREERS | INVESTORS | ABOUT | CONVERSATIONS

ABB

Start Requirements Product selection Configuration Project data Summary

Requirements

Select the best product for your measurement application by answering some key questions. Please complete as much information as possible, to obtain the best result. Once information is complete, click on "Product selection" or on "View Products" to show a list of devices meeting your requirements.

Mandatory fields are indicated by a red asterisk

Process data (required) 6 of 7

Medium Temperature: 100 °F

Working Pressure: 50 psi

Fluid Unit Type: Volume Flow at Actual Conditions

Measuring Range (Actual Volume Flow): 300 bbl/d

Available Products

Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application

- ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters
- HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters
- FSM4000 Electromagnetic Flowmeters
- WaterMaster Electromagnetic Flowmeters
- ConoilsMaster FCB / FCH Mass Flowmeters
- SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters
- VortexMaster FSV Vortex Flowmeters
- SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters
- FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters
- FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters

It is recommended to not select a Process Connection Size unless explicitly required

Figura A. 15. Revisión de mercado de medidores de flujo Vortex marca ABB.

Optional: Process Connection Size [ANSI / ASME] 2 in.	Available Products Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters FSM4000 Electromagnetic Flowmeters WaterMaster Electromagnetic Flowmeters CoriolisMaster FCB / FCH Mass Flowmeters SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters VortexMaster FSV Vortex Flowmeters SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters
Medium (required) 0 of 0 Reset all Medium data Reset, then set 100 % Air Reset, then set 100 % Water Medium 1: 100.0 % Other Liquid 8 of 8 Measured Medium * Other Liquid Medium Name * Diluyente Medium Percentage * 100 Density / Specific Gravity * Density Specific Gravity Specific Gravity (Act) 0.7801 Dynamic Viscosity (Act)	

Figura A. 16. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Dynamic Viscosity (Act) 1.02366749 cP Kinematic Viscosity (Act) 1.32 cSt Medium Conductivity 50 μS/cm Add Medium	Available Products Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters FSM4000 Electromagnetic Flowmeters WaterMaster Electromagnetic Flowmeters CoriolisMaster FCB / FCH Mass Flowmeters SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters VortexMaster FSV Vortex Flowmeters SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters
Medium (additional data, optional) 5 of 5 Strong Erosion No Liquid with Solid Content No Nontransparent Liquid Yes Liquid with Gas Bubbles No	

Figura A. 17. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Quickly Changing Conductivity No	Available Products Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters - ⓘ HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters - ⓘ FSM4000 Electromagnetic Flowmeters - ⓘ WaterMaster Electromagnetic Flowmeters - ⓘ CoriolisMaster FCB / FCH Mass Flowmeters 4 ⓘ SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters - ⓘ VortexMaster FSV Vortex Flowmeters - ⓘ SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters - ⓘ FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters - ⓘ FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters - ⓘ
Measurement and Application (optional) 5 of 11 ^	
Explosion Protection Certification	
Max. Measurement Uncertainty 0.1 ... < 0.15 %	
Hygienic Application	
Certified Calibration Yes	
Batch Operation Normal	
Partially Filled Pipe No	
Flow Forward / Reverse No	

Figura A. 18. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Quickly Changing Conductivity No	Available Products Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters - ⓘ HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters - ⓘ FSM4000 Electromagnetic Flowmeters - ⓘ WaterMaster Electromagnetic Flowmeters - ⓘ CoriolisMaster FCB / FCH Mass Flowmeters 4 ⓘ SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters - ⓘ VortexMaster FSV Vortex Flowmeters - ⓘ SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters - ⓘ FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters - ⓘ FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters - ⓘ
Measurement and Application (optional) 5 of 11 ^	
Explosion Protection Certification	
Max. Measurement Uncertainty 0.1 ... < 0.15 %	
Hygienic Application	
Certified Calibration Yes	
Batch Operation Normal	
Partially Filled Pipe No	
Flow Forward / Reverse No	

Figura A. 19. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Partially Filled Pipe
No

Flow Forward / Reverse
No

Response Time

Measuring Range Expansion

Repeatability
[0.000001 ... 100]

Magnetic Particles in Fluid

Installation and Environment (optional) 4 of 13

View products 4 product(s) found

Available Products
Select / Size Electromagnetic Flowmeters by Industry / Application

- ProcessMaster FEP Electromagnetic Flowmeters
- HygienicMaster FEH Electromagnetic Flowmeters
- FSM4000 Electromagnetic Flowmeters
- WaterMaster Electromagnetic Flowmeters
- CoriolisMaster FCB / FCH Mass Flowmeters (4)
- SwirlMaster FSS Swirl Flowmeters
- VortexMaster FSV Vortex Flowmeters
- SensyMaster FMT Thermal Mass Flowmeters
- FAM Metal Cone Variable Area Flowmeters
- FGM Glass Tube Variable Area Flowmeters

Figura A. 20. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Overview table

This table shows an overview of typical Flow Measurement Products, along with their characteristic data. Click on the Product Class name to jump to the product details.

Product Class	Nominal Size ANSI	Measuring Range bbbl/d	Pressure Loss Nom psi	Pressure Loss Max psi	Uncert. Nom StdCal%	Uncert. Max StdCal%	Min. In- / Outlet	Velocity ft/s
Coriolis Mass FCB / FCH	2 in.	17.52 ... 300 ... 17520	0.0329	64.7	0.468	0.15	0 / 0	0.12 ... 2.06 ... 119

All Nominal Sizes - All Nominal Sizes + All Nominal Sizes Default

What would you like to do with the selected product?
Detailed product sizing Configure product with sizing defaults

Figura A. 21. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Dimensionado de Flujo

Dimensionado

Parámetros generales

Tarea de medición: Monitorización/control

Fluido: Petróleo, nafta

Estándar/estado: Puntos de Soporte

TAG: Diluyente

Propiedades: Líquido

General

Principio de medición

Datos del proceso

	mínimo	nominal	máximo	Unidad
Flujo solicitado (min./nom./máx.)	50	350	600	USBPD_petro
Presión	350	350	350	psi_g
Temp.	100	100	100	°F
Pérdida de presión (máx.)			10	psi
Error de medición (máx.)			0.5	%

Confirm

Filtro

Recomendado(0) ●●●
 Adecuado(28) ●●●
 Restringido(2) ●●●
 No adecuado(1) ●●●

Figura A. 22. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

Producto	Tamaño del flujómetro	Error de medición [%]			Pérdida de carga [psi]			Velocidad del sensor [m/s]		
		mínimo	nominal	máximo	mínimo	nominal	máximo	mínimo	nominal	máximo
●●● Promass E (Generation Index C) 200	● DN 15	0.31	0.25	0.25	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● LPGmass (8FE)	● DN 15	0.46	0.24	0.22	0.07	2.65	7.19	0.85	5.95	10.2
●●● Promass K 10	● DN 15	0.26	0.2	0.2	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● LPGmass (D8EB)	● DN 15	0.26	0.2	0.2	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Dosimass	● DN 15	0.26	0.15	0.15	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Promass E (Generation Index B) 300	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Promass E (Generation Index B) 500	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Promass E (Generation Index C) 100	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Promass I 100	● DN 15	0.19	0.1	0.1	0.07	2.69	7.63	0.9	6.33	10.85
●●● Promass I 300	● DN 15	0.19	0.1	0.1	0.07	2.69	7.63	0.9	6.33	10.85
●●● Promass I 500	● DN 15	0.19	0.1	0.1	0.07	2.69	7.63	0.9	6.33	10.85

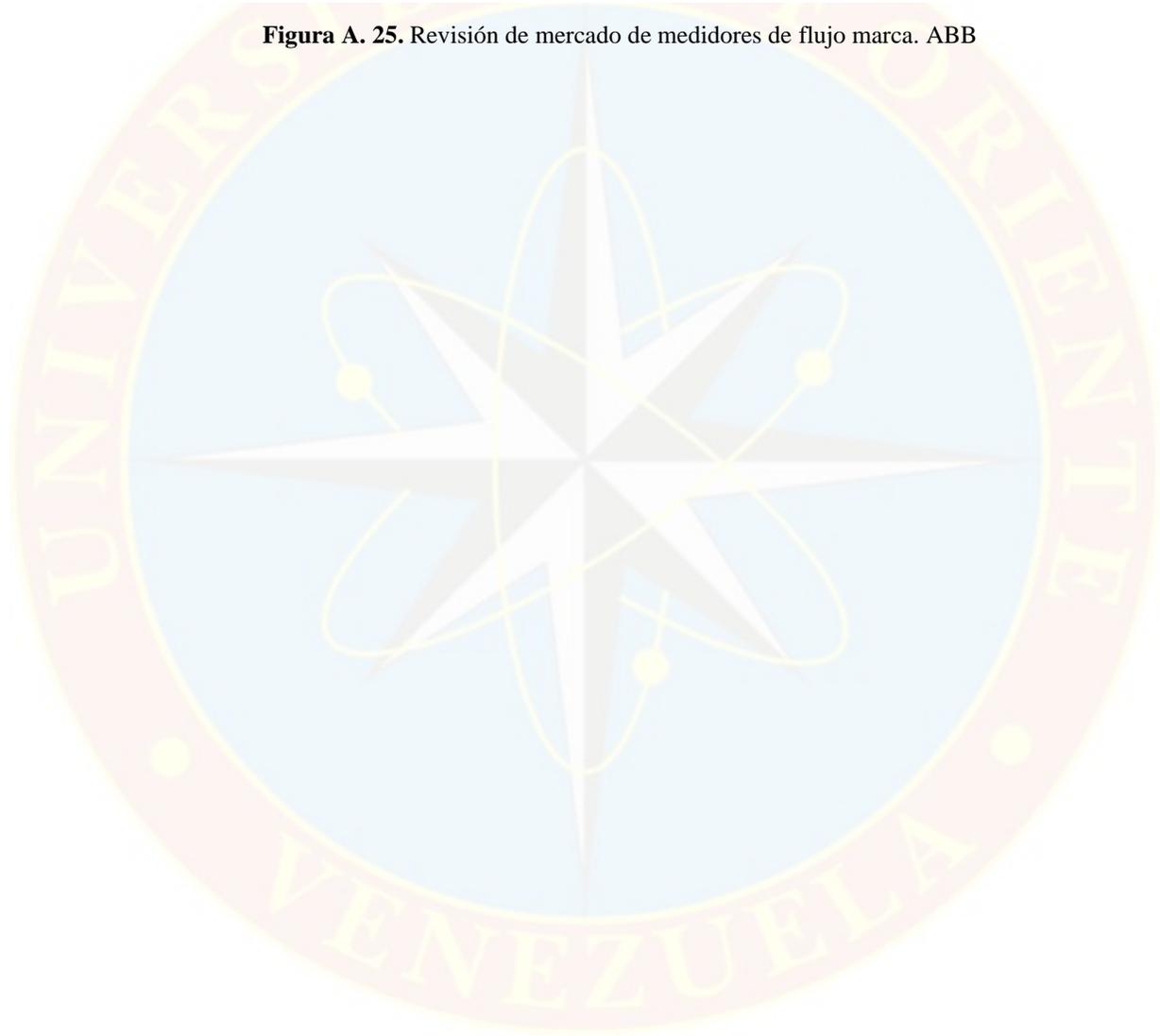
Figura A. 23. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

●●● Promass I 500	● DN 15	0.19	0.1	0.1	0.07	2.69	7.63	0.9	6.33	10.85
●●● Promass F 200	● DN 15	0.23	0.1	0.1	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass P 100	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass P 300	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass P 500	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass H 100	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass H 300	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass S 300	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass H 500	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass S 500	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass S 100	● DN 15	0.26	0.1	0.1	0.07	2.31	6.35	0.81	5.69	9.76
●●● Promass F 100	● DN 15	0.08	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass F 300	● DN 15	0.08	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass F 500	● DN 15	0.08	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2

Figura A. 24. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB

●●● Promass F 500	● DN 15	0.08	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass F High Temperature 300	● DN 15	0.12	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass F High Temperature 500	● DN 15	0.12	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Promass Q 300	● DN 25	0.14	0.05	0.05	0.01	0.19	0.49	0.25	1.77	3.04
●●● Promass Q 500	● DN 25	0.14	0.05	0.05	0.01	0.19	0.49	0.25	1.77	3.04
●●● Dosimass	● DN 15	0.41	0.19	0.17	0.08	2.74	7.58	0.85	5.95	10.2
●●● Promass 84F	● DN 15	0.08	0.05	0.05	0.08	2.6	7.18	0.85	5.95	10.2
●●● Prosonic Flow 93C Inline	● DN 300	n.a.	n.a.	n.a.	0	0	0	0	0.01	0.02

Figura A. 25. Revisión de mercado de medidores de flujo marca. ABB



APÉNDICE B.

Especificaciones Proline Promass F 500.

Aplicación del Medidor de Proline Promass F 500

- El principio de medición funciona con independencia de las propiedades físicas del fluido tales como la viscosidad o la densidad.
- Rendimiento de medición más alto para líquidos y gases en unas condiciones de proceso variables y exigentes.

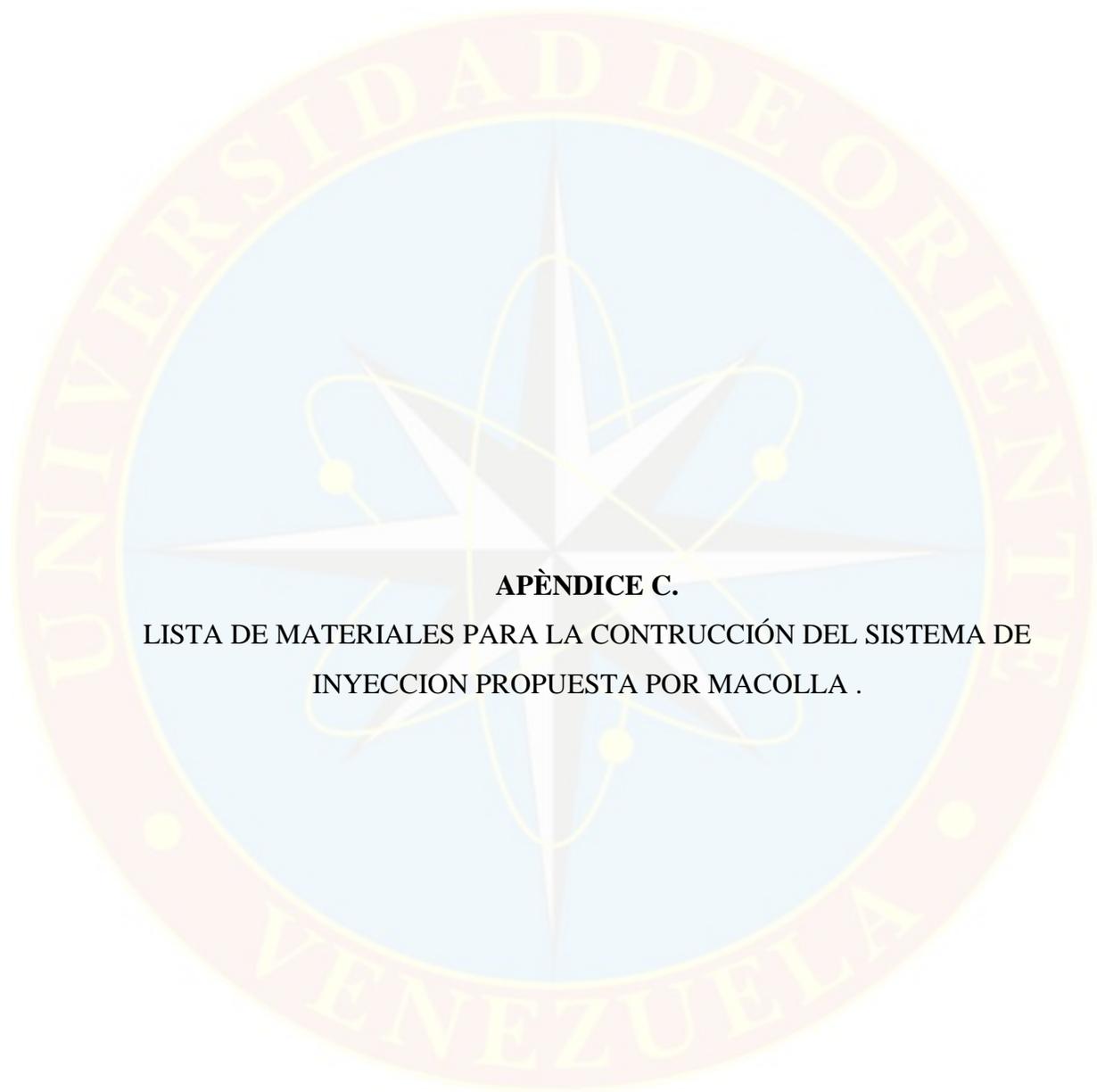
Propiedades del equipo

- Flujo másico/volumétrico: error de medición $\pm 0,05$ %.
- Temperatura del producto:
–196 ... +350 °C (–320 ... +662 °F).
- Diámetro nominal: DN 8 a 250 ($\frac{3}{8}$ a 10").
- Versión remota con hasta 4 E/S
- Indicador retroiluminado con control táctil y acceso WLAN
- Cable estándar entre el sensor y el transmisor



Figura B. 1. Medidor de Proline Promass F 500 Caudalímetro Coriolis.

Fuente: (EndressHauser, 2024)



APÈNDICE C.

**LISTA DE MATERIALES PARA LA CONTRUCCIÒN DEL SISTEMA DE
INYECCION PROPUESTA POR MACOLLA .**

Figura C. 1. LISTA DE MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCION PROPUESTA POR MACOLLA

ID	Cantidad	Unidad	Tamaños	Descripción	Precio	Total
TUBERIAS.						
1	17344.82	mm	2"	tubería sin costura, 80, PE, ASTM A106	0.009 USD	156.10 USD
2	4060.87	mm	4"	tubería, sin costura, PE, ASME B36.10 ASTM A106 GR B SMLS, SCH 40	0.007 USD	28.43 USD
ACCESORIOS PARA SOLDADURAS.						
3	2		3/4"	Codo 90, 3000lb, SW, ASME B16.11, ASTM A105	20.00 USD	40.00 USD
4	1		3/4"	Nipple de tubería, tipo largo, SCH XS, TEXPE, 4" LG ASTM A733	10.00 USD	10.00 USD
5	17		3/4"	Nipple de tubería, tipo largo, SCH XS, PBE, 4" LG ASTM A733	10.00 USD	170.00 USD
6	5		3/4"	Tapón cabeza redonda MPT, ASME B16.11	5.00 USD	25.00 USD
7	2		2"	TAPON HEMBRA o CAP, 3000 LB, FPT, ASME B16.11	5.00 USD	10.00 USD
8	11		2"	Codo 90, 3000lb, SW, ASME B16.11	30.00 USD	330.00 USD
9	2		2"	Nipple de tubería, tipo largo, SCH 160, PEXTHDM, 10" LG ASTM A733	15.00 USD	30.00 USD
10	2		2"	Nipple de tubería, tipo largo, SCH XS, TEXPE, 4" LG ASTM A733	15.00 USD	30.00 USD
11	2		2"X1/2"	Niple swage (Excéntrica), SCH XS, PBE, MSS SP-95	16.00 USD	32.00 USD
12	2		2"X1"	Niple swage (Concéntrica), SCH XS, PBE, MSS SP-95	16.00 USD	32.00 USD
13	5		2" X3/4"X2"	Tee Reducida, 3000 LB, SW, ASME B16.11	1.80 USD	9.00 USD
14	6		2"	TEE, 3000 LB, SW, ASME B16.11	1.80 USD	10.80 USD
15	1		4"	Codo 45 LR, BW, ASME B16.9, ASTM A234 GR WPB SMLS, SCH 40	35.00 USD	35.00 USD
16	2		4"	Codo 90 LR, BW, ASME B16.9, ASTM A234 GR WPB SMLS, SCH 40	30.00 USD	60.00 USD
17	2		4"	Nipple de tubería, tipo largo, SCH 160, PEXTHDM, 10" LG ASTM A733	15.00 USD	30.00 USD
18	1		4" X2"	Niple swage (Concéntrica), SCH XS, PBE, MSS SP-95	16.00 USD	16.00 USD
19	2		4"	TEE, BW, ASME B16.9, ASTM A234 GR WPB SMLS, SCH 40	1.80 USD	3.60 USD
CONEXIONES OLETS.						
20	1		2"X1"	THREADOLET, 3000 LB, BWXFPT, 5/8" LG, ASME B16.11	1.00 USD	1.00 USD
21	4		2"X3/4"	SOCKOLET, 3000 LB, BWXSW, 9/16" LG, ASME B16.11, ASTM A105	3.00 USD	12.00 USD
22	1		4"X1"	THREADOLET, 3000 LB, BWXFPT, 5/8" LG, ASME B16.11	2.00 USD	2.00 USD
23	5		4" x3/4"	SOCKOLET, 3000 LB, BWXSW, 9/16" LG, ASME B16.11, ASTM A105	4.00 USD	20.00 USD
24	3		4" X2"	SOCKOLET, 3000 LB, BWXSW, 9/16" LG, ASME B16.11, ASTM A105	3.00 USD	9.00 USD
25	1		10" x4"	LATROLET, SCH XS, BW, 4 9/16" LG	5.00 USD	5.00 USD
BRIDAS.						
26	2		1/2"	Brida, SW, 300 LB, RF, ASME B16.5	2.00 USD	4.00 USD
27	2		1"	Brida, SW, 300 LB, RF, ASME B16.5	3.00 USD	6.00 USD
28	2		2"	Brida, THD, 3000 LB, RTJ.	4.00 USD	8.00 USD
29	18		2"	Brida, SW, 300 LB, RF, ASME B16.5	4.00 USD	72.00 USD
30	10		4"	Brida, WN, 150 LB, RF, ASME B16.5, ASTM A234 GR WPB	5.00 USD	50.00 USD
31	2		4"	Brida, THD, 3000 LB, RTJ.	5.00 USD	10.00 USD
SUJETADORES (ANCLAJES).						
32	8		1/2" x6 3.5	Juego de tornillos, RF 300 LB, espárrago	2.00 USD	16.00 USD
33	2		1/2"	Junta, SWG, 1/8" THK, RF, 300 LB, ASME B16.20, CS/PTFE	1.00 USD	2.00 USD
34	8		5/8" x7 6.2	Juego de tornillos, RF 300 LB, espárrago	2.00 USD	16.00 USD
35	2		1"	Junta, SWG, 1/8" THK, RF, 300 LB, ASME B16.20, CS/PTFE	1.00 USD	2.00 USD
36	104		5/8" x8 8.9	Juego de tornillos, RF 300 LB, espárrago	2.00 USD	208.00 USD
37	13		2"	Junta, SWG, 1/8" THK, RF, 300 LB, ASME B16.20, CS/PTFE	2.00 USD	26.00 USD
38	64		5/8" x8 8.9	Juego de tornillos, RF 150 LB, espárrago	2.00 USD	128.00 USD
39	8		4"	Junta, SWG, 1/8" THK, RF, 150 LB, ASME B16.20, CS/PTFE	2.00 USD	16.00 USD
VÁLVULAS.						
40	14		3/4"	Válvula de compuerta, Apertura Amplia, 800 LB, FPT, ASME B16.10	50.00 USD	700.00 USD
41	1		2"	Válvula de globo, 300 LB, SW, ASME B16.10, ASTM A216 GR WPB, Actuador mecánico.	50.00 USD	50.00 USD
42	6		2"	Válvula de compuerta con pared reducida, 800 LB, SW, ASME B16.10	60.00 USD	360.00 USD
43	1		2"	válvula antirretorno tipo swing, 300 LB, RF, ASME B16.10, ASTM A216 GR WPB	50.00 USD	50.00 USD
44	1		2"	Válvula de compuerta de cuña sólida, 300 LB, RF, ASME B16.10, ASTM A216 GR WPB, actuador mecánico	50.00 USD	50.00 USD
45	2		2"	Válvula de compuerta de doble disco, 300 LB, RF, ASME B16.10, ASTM A 351 GR CF8M, actuador mecánico	50.00 USD	100.00 USD
46	1		2"	Válvula de compuerta, Apertura Amplia, 800 LB, SWxNPT, ASME B16.10	60.00 USD	60.00 USD
47	1		2"	válvula antirretorno tipoLIFT, Apertura Amplia, 800 LB, SW, ASME B16.10	60.00 USD	60.00 USD
48	1		4"	válvula antirretorno tipo swing, 150 LB, RF, ASME B16.10, ASTM A216 GR WPB	50.00 USD	50.00 USD
49	2		4"	Válvula de compuerta de doble disco, 150 LB, RF, ASME B16.10, ASTM A 216 GR WPB, actuador mecánico	50.00 USD	100.00 USD
SOPORTES DE TUBERIAS.						
50	5		2"	CLAMPED STANCHION	25.00 USD	125.00 USD
						SUB TOTAL
						3,375.93 USD
51	1		1	CONTROL VALVE	2,000.00 USD	2,000.00 USD
52	1		1/2"	METER	3,200.00 USD	3,200.00 USD
54	3		1/2"	PI	20.00 USD	60.00 USD
55	1		1/2"	TE	15.00 USD	15.00 USD
						SUB TOTAL
						5,275.00 USD
SERVICIO DE CONSTRUCCIÓN.						
						SUB TOTAL
56	1			SERVICIO DE CONTRUCCION/SOLDADURA (INCLUYE GASTOS DE INSTALACION, LABOR Y ADMINISTRATIVOS	2,000.00 USD	2,000.00 USD
						TOTAL
						10,650.93 USD
						IMPUESTOS MUNICIPALES (3%)
						319.53 USD
						TOTAL CON IMPUESTO MINUCIPAL
						10,970.46 USD
						IVA (16%)
						1,704.15 USD
						TOTAL CON IMPUESTO MINUCIPAL E IVA
						12,674.61 USD

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Propuesta de sistema de medición para el control de la inyección de nafta en las unidades de producción temprana de la empresa mixta petrolera SINOVENSA S.A.
---------------	--

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Diaz Hernández, Víctor David	CVLAC	C.I: 20.827.324
	e-mail	vddiaz2015@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Medición, Diluyente, Nafta, Crudo
trabajo de grado

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El trabajo de investigación se realizó en respuesta a las condiciones presentadas las áreas de producción (UBCP), en la empresa mixta Petrolera Sinovensa S.A., ya que cuentan de los 28 UBCP, 16 funcionan con sistemas de producción temprana, generando dificultades en el desplazamiento de los fluidos, afectando la eficiencia y rentabilidad de la producción de crudo en la empresa. La metodología empleada incluye un enfoque descriptivo y un diseño de investigación de campo, donde se realizaron visitas a las instalaciones y se recopilaban datos a través de observaciones directas y entrevistas con el personal técnico. Se llevó a cabo un análisis de las condiciones operativas y se seleccionaron medidores de flujo adecuados considerando la Norma k-302 de PDVSA y realizando una matriz de priorización considerando factores como precisión de flujo, caída de presión y repetibilidad. Los resultados revelaron deficiencias en el sistema actual de inyección de diluyente, lo que afecta la producción y la calidad del crudo. Se identificaron medidores de alta precisión, como el modelo Promass F 500 de Endress Hauser, como los más adecuados para la implementación. Finalmente, se diseñó la propuesta considerando la estructura actual del sistema de inyección adaptándola con los equipos necesarios para un control más eficiente de la inyección de diluyente, optimizando así la producción de crudo y reduciendo costos operativos

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Hernández, Ana	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 13.915.353
	e-mail	anayelitzahernandezveliz@gmail.com
Ing. Cabello, Carmen	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 17.708.641
	e-mail	ccabello.udomonagas@gmail.com
Ing. Otahola, Jesus	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 14.940.176
	e-mail	jotahola@udo.edu.ve

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2025	03	12

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
NMOT_GDV

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI-139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA

RECIBIDO POR *Martínez*

FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

Juan A. Bolaños Currello

JUAN A. BOLAÑOS CURRELLO
Secretario

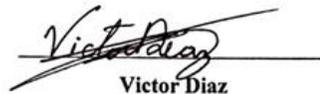
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/marija

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



Victor Diaz

Autor



ING. CARMEN CABELLO

Asesor Académico