



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE
AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO
FURRIAL COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE- MONAGAS**

**REALIZADO POR:
JOSIELENYS CARIDAD TOVAR ARRIOJAS**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, MARZO DEL 2024



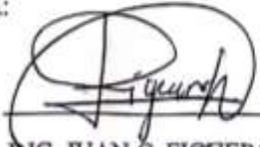
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE
AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO
FURRIAL COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE- MONAGAS**

REALIZADO POR:
JOSIELENYS CARIDAD TOVAR ARRIOJAS
C.I.:26.823.540



MSC. CARLOS DE LA CRUZ
ASESOR ACADÉMICO

REVISADO POR:


ING. JUAN C. FIGUEROA
ASESOR INDUSTRIAL

MATURÍN, MARZO DEL 2024



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE
AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO
FURRIAL COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE- MONAGAS**

REALIZADO POR:
JOSIELENYS CARIDAD TOVAR ARRIOJAS

APROBADO POR:

MSC. CARLOS DE LA CRUZ
ASESOR ACADÉMICO

ING. AIBEL YDROGO
JURADO PRINCIPAL

ING. INDIRA MÁRQUEZ
JURADO PRINCIPAL

MATURÍN, MARZO DEL 2024



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

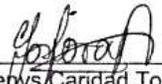
ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

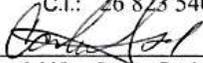
CTG-EICA-IP-2024

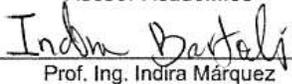
MODALIDAD: TESIS DE GRADO

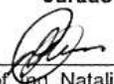
ACTA N° 000003098-00216-01-2024

En Maturín, siendo las 8:00 am del día 15 de marzo del 2024 reunidos en la Sala "A1 Postgrado", Campus: Juanico del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. Carlos De La Cruz (Asesor Académico), Ing. Aibel Ydrogo (Jurado), Ing. Indira Márquez (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: **EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO FURRIAL COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE-MONAGAS**. Por la Bachiller: **JOSIELENYS CARIDAD TOVAR ARRIOJAS, C.I. 26 823 540**. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: APROBADO POR UNANIMIDAD


Br. Josielenys Caridad Tovar Arriojas
C.I.: 26 823 540


Prof. MSc. Carlos De La Cruz
C.I.: 12 664 336
Asesor Académico


Prof. Ing. Indira Márquez
C.I.: 18 272 148
Jurado


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


Prof. Ing. Aibel Ydrogo
C.I.: 18 820 522
Jurado


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

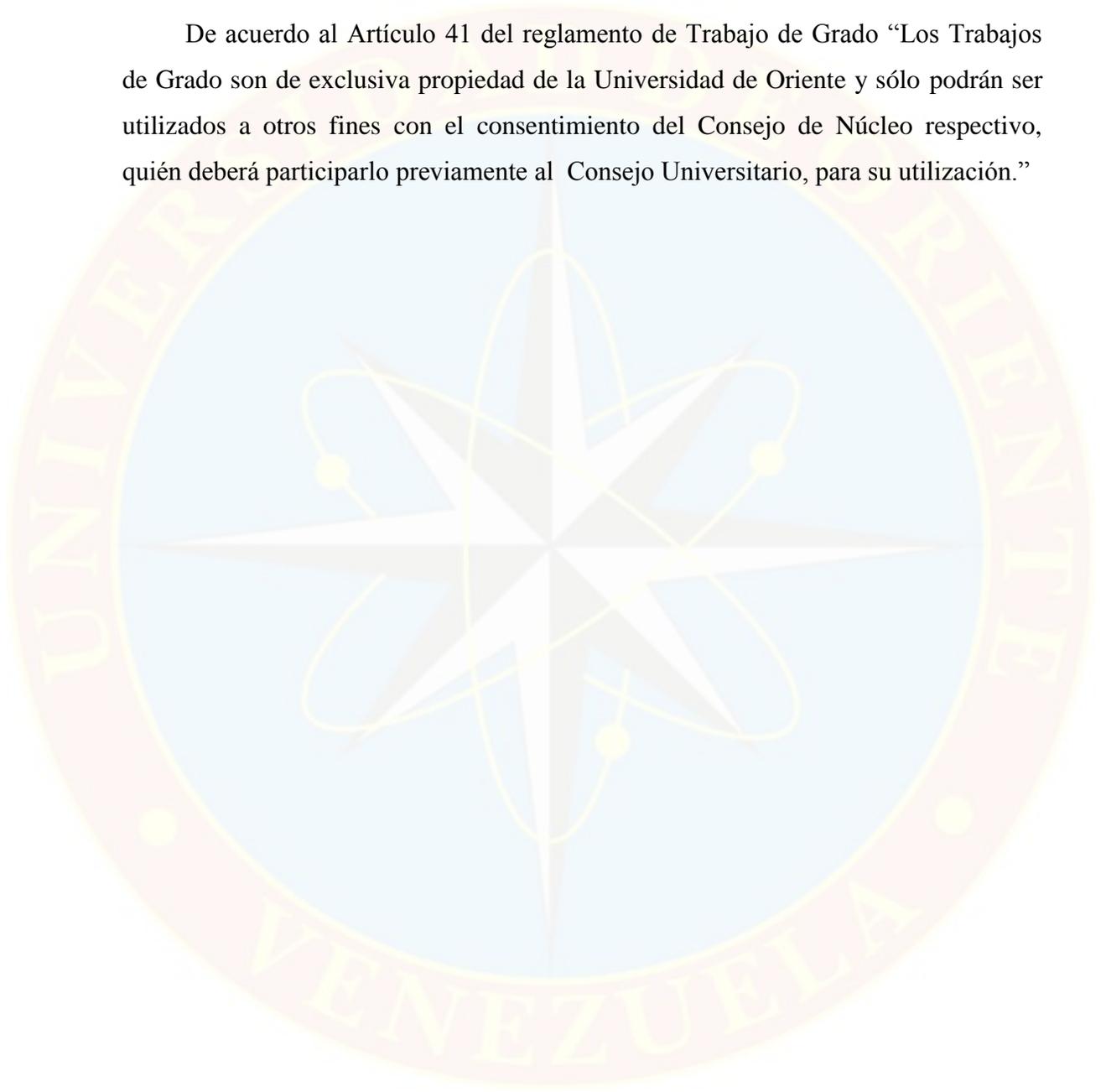


Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 352 del 15° libro de Actas de Trabajos de Grado del 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

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su utilización.”



DEDICATORIA

A mi señor Jesucristo, quien ha sido guía y fortaleza para alcanzar mis objetivos haciendo que los obstáculos sean más llevaderos en el proceso de materializarlos.

A mis padres, José Tovar y Eglé Arriojas, seres extraordinarios que han sido el pilar fundamental y el apoyo incondicional en mi formación académica. De ustedes he recibido los cimientos de mi persona actual: mis valores, principios, mi perseverancia y dedicación. Siempre han estado a mi lado, alentándome a obrar de la mejor manera posible. Dedico con profundo amor y agradecimiento este título de Ingeniero que hoy obtengo, resultado del esfuerzo conjunto de ambos, y, sobre todo, por su inmenso amor y comprensión.

A mi esposo e hija, quienes me han apoyado en todo momento y con su amor han fortalecido las condiciones para tener éxito en cada una de los objetivos que me he propuesto.

A mis hermanos, a quienes quiero mucho y que con su presencia, respaldo y cariño me impulsan a ser mejor día a día.

A toda mi familia y amigos, quienes con su apoyo incondicional han sido mi roca en todo momento, sin importar las circunstancias. Siempre han creído en mí y han compartido tanto mis luchas como mis triunfos. Su presencia en mi vida ha sido invaluable, y cada uno de ustedes ha contribuido de manera significativa en mi camino hacia el éxito y la realización personal.

Josielenys Tovar.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser el apoyo en aquellos momentos de dificultad y de debilidad, por guiarme y brindarme fortaleza para concluir este proyecto.

A mis padres, **José Tovar** y **Eglé Arriojas**, por el esfuerzo, dedicación, paciencia y apoyo incondicional para poder cumplir todos mis objetivos personales y académicos.

A la **Universidad de Oriente**, quien con su alta calidad y prestigio académico han sabido formar profesionales de éxitos. Gracias por formarme e integrarme a ese grupo de profesionales.

A todos los docentes que con su sabiduría, conocimiento y apoyo, motivaron a desarrollarme como persona y profesional.

A **PDVSA**, por haberme brindado la oportunidad de desarrollar este trabajo en las instalaciones del Edificio Sede de Maturín.

A la **Gerencia de Proyectos Mayores Furrial**, por haber aportado sus conocimientos y experiencias en la elaboración de este proyecto.

Al **Msc. Carlos De La Cruz**, mi **Asesor Académico**, quien con su colaboración, dedicación y apoyo pude concluir con éxito este trabajo de grado.

Al **Ing. Juan Carlos Figueroa**, mi **Asesor Industrial**, por confiar en mi para realizar este trabajo y por su apoyo en todos los aspectos, muchas gracias.

A mi esposo **Moisés Antón**, por ser mi pilar inquebrantable durante todo el proceso de investigación y redacción de mi tesis. Tu apoyo constante, paciencia y comprensión fueron elementos esenciales que me permitieron alcanzar este hito tan significativo en mi carrera profesional.

Quiero manifestar mi sincera gratitud y aprecio a **Gabriel Rivas** por su invaluable amistad y respaldo durante la creación de esta tesis. Agradezco su presencia en cada etapa de este camino, siendo parte fundamental de este proceso.

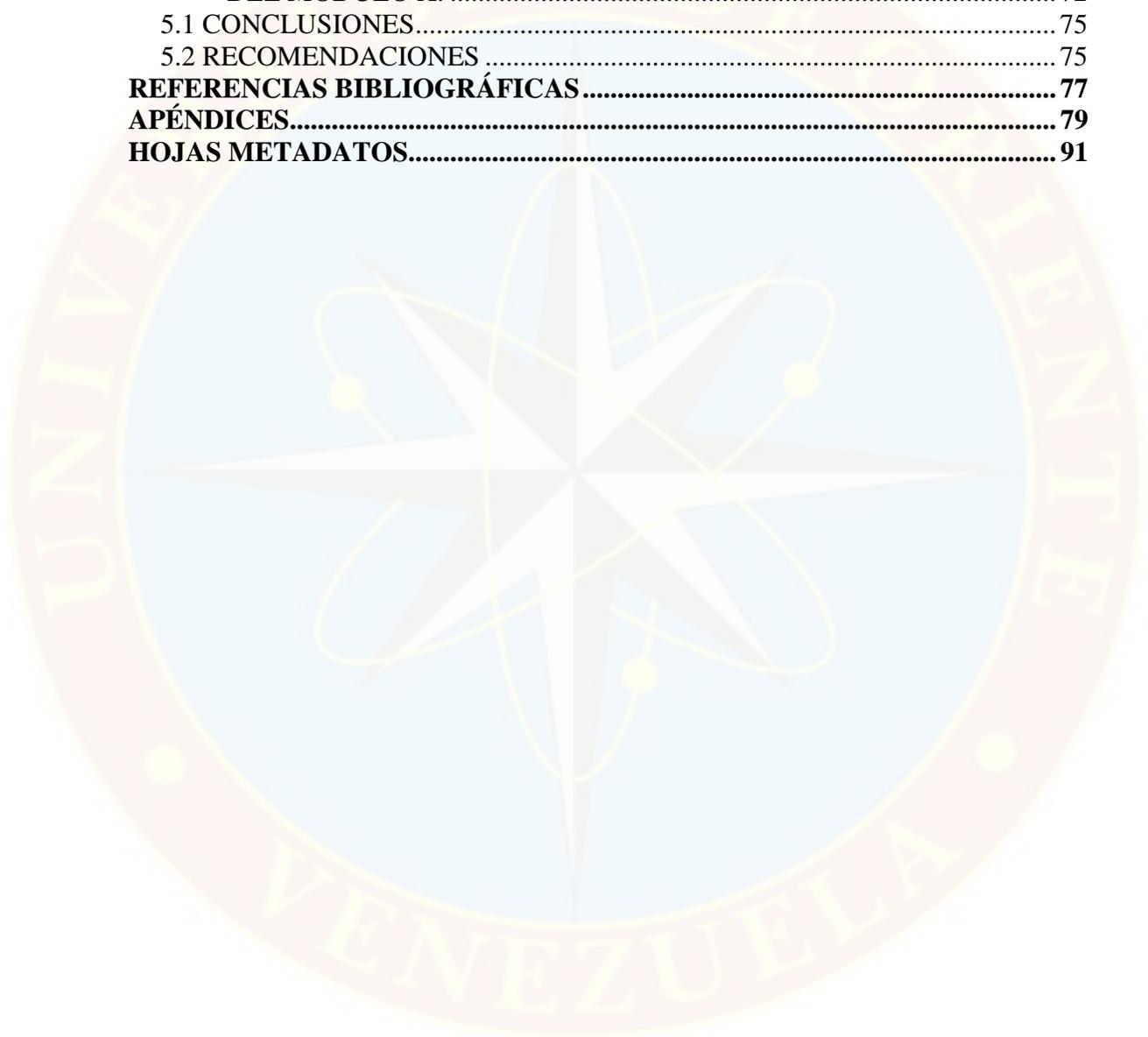
A **Angely Salazar, A. Valentina Rujano, Luis Castro, Luis Rodríguez y Morelia Canales**, mis apreciados amigos, les agradezco por su incondicional apoyo, las palabras alentadoras y por ser una fuente constante de inspiración en mi vida. Siempre han estado a mi lado y eso lo valoro profundamente.

ÍNDICE GENERAL

| | Pág |
|---|-------------|
| RESOLUCIÓN | v |
| DEDICATORIA | vi |
| AGRADECIMIENTOS | vii |
| ÍNDICE GENERAL | ix |
| ÍNDICE DE CUADROS | xii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | xiii |
| ÍNDICE DE GRAFICOS | xiv |
| RESUMEN | xv |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO I | 2 |
| EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES | 2 |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 2 |
| 1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN..... | 4 |
| 1.2.1 Objetivo general..... | 4 |
| 1.2.2 Objetivos específicos..... | 4 |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN..... | 4 |
| CAPÍTULO II | 6 |
| MARCO TEÓRICO | 6 |
| 2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN..... | 6 |
| 2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO..... | 8 |
| 2.2.1 Características generales del área de estudio..... | 8 |
| 2.2.1.1 Ubicación del Módulo X..... | 9 |
| 2.2.2 Caracterización de los fluidos..... | 9 |
| 2.3 BASES TEÓRICAS..... | 10 |
| 2.3.1 Campo petrolífero..... | 10 |
| 2.3.2 Recuperación secundaria..... | 10 |
| 2.3.2.1 Inyección de agua..... | 11 |
| 2.3.2.2 Inyección de gas..... | 11 |
| 2.3.3 Flujo de fluidos..... | 12 |
| 2.3.4 Caída de Presión a lo Largo de la Tubería..... | 15 |
| 2.3.5 Variables que Afectan la Caída de Presión en Tuberías Horizontales..... | 16 |
| 2.3.6 Consideraciones básicas de diseño..... | 17 |
| 2.3.7 Estaciones de flujo..... | 18 |
| 2.3.7.1 Múltiples de recolección..... | 20 |
| 2.3.7.2 Separadores de producción..... | 20 |
| 2.3.7.3 Depuradores de gas..... | 23 |
| 2.3.7.4 Enfriadores de crudo y gas..... | 23 |
| 2.3.8 Sistema de recolección de fluidos..... | 24 |
| 2.3.9 Proceso de recolección de fluidos..... | 24 |

| | | |
|---|--|-----------|
| 2.3.10 | Proceso de separación de fluidos | 25 |
| 2.3.11 | Planta compresora..... | 26 |
| 2.3.12 | Planta de deshidratación | 26 |
| 2.3.13 | Plan de ejecución de proyectos PDVSA..... | 26 |
| 2.3.13.1 | Visualización..... | 27 |
| 2.3.13.2 | Conceptualización..... | 27 |
| 2.3.13.3 | Definición | 27 |
| 2.3.13.4 | Implantación | 28 |
| 2.3.13.5 | Operación..... | 28 |
| 2.3.14 | Estimados de costos..... | 28 |
| 2.3.14.1 | Estimado de costos Clase II | 29 |
| 2.3.15 | Indicadores Financieros | 30 |
| 2.3.15.1 | Indicadores Estáticos | 30 |
| 2.3.15.2 | Indicadores dinámicos | 31 |
| 2.4 | MARCO LEGAL | 34 |
| 2.5 | DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS | 35 |
| CAPÍTULO III..... | | 37 |
| MARCO METODOLÓGICO | | 37 |
| 3.1 | TIPO DE INVESTIGACIÓN..... | 37 |
| 3.2 | DISEÑO DE INVESTIGACIÓN | 37 |
| 3.3 | POBLACIÓN Y MUESTRA | 38 |
| 3.3.1 | Población | 38 |
| 3.3.2 | Muestra | 38 |
| 3.4 | PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO | 39 |
| 3.4.1 | Descripción de las condiciones operacionales en las que se encuentran las instalaciones asociadas al Módulo X..... | 39 |
| 3.4.2 | Análisis de los sistemas de recolección, separación crudo-gas, enfriamiento crudo-gas, depuración y almacenamiento de crudo del proyecto de ampliación del Módulo X..... | 40 |
| 3.4.3 | Evaluación económica del proyecto de ampliación del Módulo X..... | 41 |
| 3.5 | TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS | 42 |
| 3.5.1 | Técnicas | 42 |
| 3.5.2 | Instrumentos | 43 |
| 3.6 | RECURSOS | 44 |
| 3.6.1 | Recursos humanos | 44 |
| 3.6.2 | Material y bibliográfico | 45 |
| 3.6.3 | Recursos tecnológicos | 45 |
| 3.6.4 | Recursos financieros..... | 45 |
| CAPÍTULO IV..... | | 46 |
| ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS | | 46 |
| 4.1 | DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES EN LAS QUE SE ENCUENTRAN LAS INSTALACIONES ASOCIADAS AL MÓDULO X..... | 46 |

| | |
|--|-----------|
| 4.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, SEPARACIÓN CRUDO-GAS, ENFRIAMIENTO CRUDO-GAS, DEPURACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X. | 52 |
| 4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X. | 72 |
| 5.1 CONCLUSIONES..... | 75 |
| 5.2 RECOMENDACIONES | 75 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 77 |
| APÉNDICES..... | 79 |
| HOJAS METADATOS..... | 91 |



ÍNDICE DE CUADROS

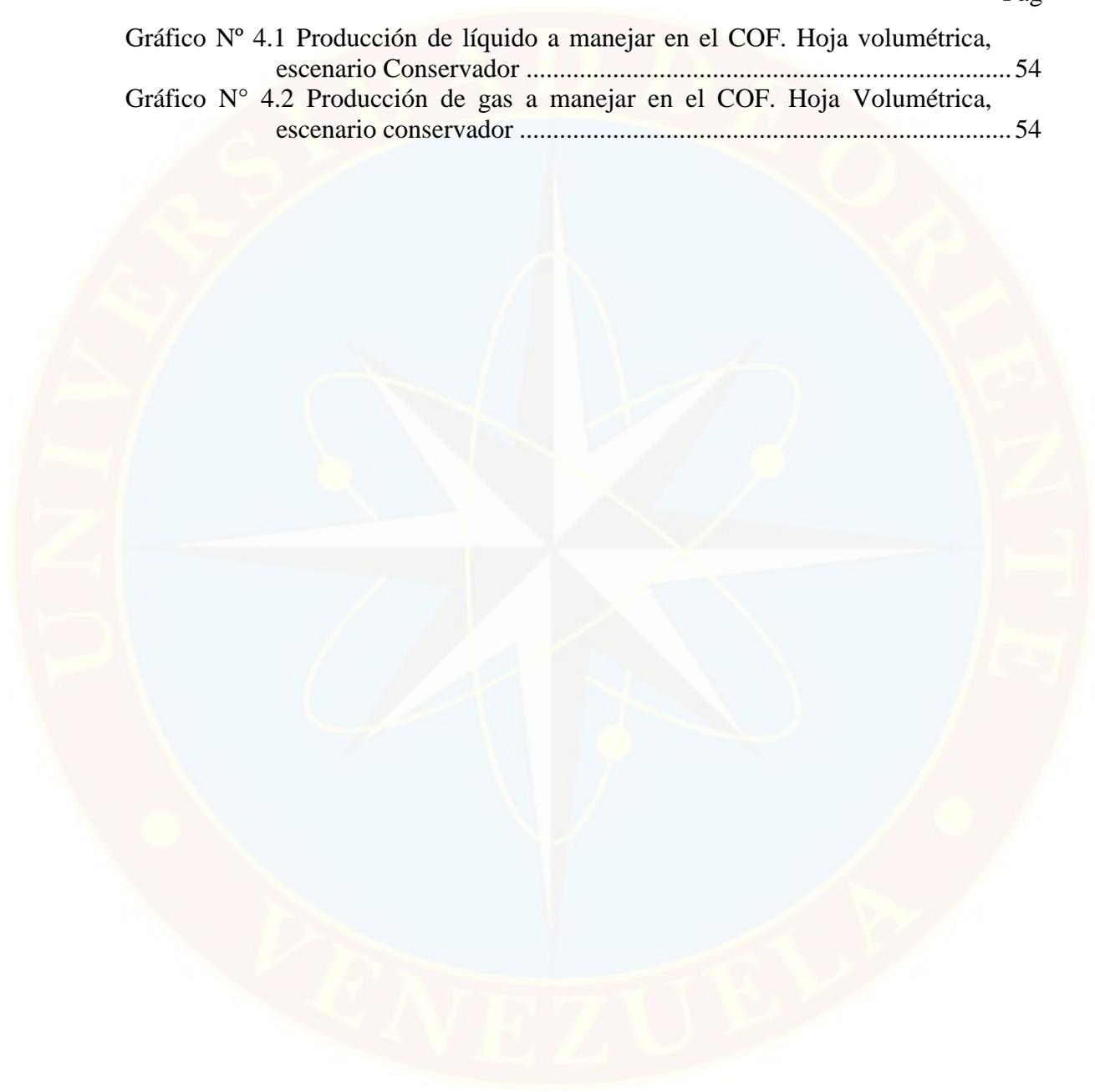
| | Pág |
|--|-----|
| Cuadro N° 4.1 Producción Bruta de los Múltiples del Campo | 60 |
| Cuadro N° 4.2 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 (flujo)..... | 68 |
| Cuadro N° 4.3 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 para la mezcla (Velocidades en la mezcla)..... | 69 |
| Cuadro N° 4.4 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 (Velocidades del Gas)..... | 70 |
| Cuadro N°4.5 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 para el líquido (Velocidades del líquido). | 71 |
| Cuadro N°4.6. Indicadores económicos..... | 73 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | Pág |
|--|-----|
| Figura N° 2.1 Ubicación del Campo El Furrial..... | 8 |
| Figura N° 2.2 Ubicación Proyecto Tanques Atmosféricos Módulo X del COF | 9 |
| Figura N° 2.3 Caída de Presión (ΔP) | 15 |
| Figura N° 2.4 Flujograma del proceso de una Estación de Flujo..... | 19 |
| Figura N° 2.5 Representación de Separadores de Producción | 20 |
| Figura N° 4.1 Múltiple General..... | 46 |
| Figura N° 4.2 Líneas de Flujo MPF-2..... | 47 |
| Figura N°4.3 Separadores de Producción..... | 48 |
| Figura N° 4.4 Depuradores..... | 49 |
| Figura N° 4.5 Ubicación de la ampliación del módulo X | 50 |
| Figura N° 4.6 Fosas Gemelas del Módulo X..... | 51 |
| Figura N° 4.7 Enfriadores líquidos y gas | 53 |
| Figura N° 4.8 Esquema general para el nuevo módulo de producción | 55 |
| Figura N°4.9 Esquema de interconexiones propuestas para los módulos de separación en el COF | 55 |
| Figura N° 4.10 Configuración 1 de las Propiedades Black Oil..... | 57 |
| Figura N° 4.11 Configuración 2 de las Propiedades Black Oil..... | 58 |
| Figura N° 4.12 Modelo Isométrico..... | 59 |
| Figura N° 4.13 Múltiple General de Recolección Módulo X..... | 60 |
| Figura N° 4.14 Entrada al Separador SG10-3A existente | 61 |
| Figura N° 4.15 Salida de Gas del Separador SG10-3E ampliación | 62 |
| Figura N° 4.16 Salida de Líquido del Separador SG10- 3B Existente..... | 63 |
| Figura N° 4.17 Salida de Líquido del Separador SG10- 3B existente | 64 |
| Figura N° 4.18 Entrada al Depurador D10-3A existente | 65 |
| Figura N°4.19 Salida de Líquido del Depurador D10-3D Existente..... | 66 |
| Figura N° 4.20 Cañón Entrada a los Tanques Atmosféricos..... | 66 |

ÍNDICE DE GRAFICOS

| | Pág |
|---|-----|
| Gráfico N° 4.1 Producción de líquido a manejar en el COF. Hoja volumétrica, escenario Conservador | 54 |
| Gráfico N° 4.2 Producción de gas a manejar en el COF. Hoja Volumétrica, escenario conservador | 54 |





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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE
AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO FURRIAL
COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE- MONAGAS**

AUTOR(a):
Josieleny C. Tovar A.
Marzo, 2024

ASESORES:
Académico: Msc. Carlos De la Cruz
Industrial: Ing. Juan Carlos Figueroa

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo principal evaluar la viabilidad del proyecto de ampliación del Módulo X en el Centro Operativo Furrial (COF), ubicado en Maturín, Estado Monagas. Para asegurar la precisión y confiabilidad de los resultados, se emplearán parámetros extraídos de la base de datos CENTINELA y se utilizará una herramienta avanzada que pueda representar integralmente el sistema, abarcando desde los múltiples de producción hasta los tanques atmosféricos. Dicha herramienta es el software PIPESIM en su versión 2009 para modelar el flujo de fluidos en todo el sistema, obteniendo diversos parámetros críticos de producción y líneas de flujo. La corrida realizada en el simulador validó las caídas de presión después de los múltiples, así como las velocidades del fluido y las relacionadas con la erosión. Esta aproximación proporciona una base sólida para la toma de decisiones informadas y estratégicas, con el objetivo de mejorar de manera continua la eficiencia y el rendimiento general del sistema. Se obtuvieron simulaciones con resultados favorables que garantizará un buen manejo de la producción para la ampliación del módulo X y se determinó la rentabilidad financiera del proyecto mediante el análisis de indicadores económicos como la TIR y el VPN.

Palabras claves: viabilidad, rentabilidad, simulación, rendimiento, múltiple.

INTRODUCCIÓN

Un proyecto es una alternativa de inversión cuyo propósito es generar una rentabilidad económica con el objetivo de dar solución a un problema identificado en un área específica o en una población determinada, buscando una rentabilidad social con su ejecución. (Maldonado José Ángel., 2014).

En la industria petrolera es necesaria la implementación de las mejores prácticas como son la ingeniería de valor dado que es un proceso estructurado de evaluación de la funcionalidad de un proyecto, para poder asegurar que se está entregando un plan efectivo en lo técnico y en lo económico. PDVSA, es la corporación estatal responsable del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, tanto en Venezuela como en el extranjero. Todas estas actividades realizadas por PDVSA son llevadas a cabo gracias a la gestión de diversas gerencias, con la finalidad de incrementar la producción y calidad de crudo para cumplir con la creciente demanda mundial.

Es por ello que la Gerencia de Producción, Yacimientos, Proyectos Mayores, Infraestructura de Superficie y Plantas de Gas y Agua, establecen las estrategias para la implantación de módulos de producción y compresión con capacidad de 75 MBD y 100 MMPCED y con ello la necesidad de construir la ampliación del módulo X.

Por medio de esta investigación se obtuvo información referente al estudio técnico económico del proyecto mediante el uso de simuladores utilizando los indicadores: valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de inversión y permitiendo evaluar los diferentes escenarios económicos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La extracción y procesamiento de petróleo es la principal actividad económica de Venezuela, la cual posee las reservas de petróleo más grandes del mundo (BBC New Mundos, 2019), y considerables reservas de gas natural, dividiéndose en las Cuencas Oriental, Maracaibo – Falcón, Barinas – Apure y Tuy – Cariaco.

El Estado Monagas tiene un atractivo por su producción de crudos livianos y medianos, lo que genera una importante cantidad de activo nacional, no solo de petróleo sino también de gas natural y condensado. Monagas se divide en dos secciones: la zona norte como El Furrial, El Tejero, Punta de Mata y Quiriquire, donde se produce petróleo liviano, mediano y gas natural; y Morichal donde se produce crudo Extra pesado y pesado, la cual se contabiliza como parte de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El campo El Furrial se caracteriza por contar con yacimientos profundos, productores de crudos medianos y livianos, el cual se encuentra dividido en dos áreas: Furrial Este con una producción asociada de 38,200 MBBD y Furrial Oeste de 5,122 MBBD, con una producción de gas de 214 MMPGD para Abril de 2023; la producción del campo es procesada en diferentes áreas como lo son EPJ-2, módulo X del Centro Operativo Furrial (COF) y en las Estaciones Muri y Musipán. Inicialmente se producía por flujo natural, pero, la presión de los yacimientos asociados a este campo, presentaron una rápida declinación, por lo que se requirió la implantación de mecanismos de recuperación secundaria, en un inicio con agua, y posteriormente con

gas. Esto ha originado un incremento progresivo del corte de agua y RGP, limitando la capacidad de manejo de fluidos y la flexibilidad operacional en la Estación EPJ-2.

Para manejar eficientemente los volúmenes de gas y líquido (crudo y agua), se creó en el 2003 el Proyecto “Nuevas Instalaciones Furrial”, el cual contemplaba las instalaciones de superficie necesarias para recolectar, desgasificar, deshidratar, almacenar y bombear el crudo en especificación al Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Jusepín (CATCJUS), adicionalmente, las facilidades de compresión, tratamiento y transferencia del gas asociado al crudo, así como las facilidades para el manejo del agua asociada, garantizando las especificaciones requeridas.

Para el 2016 se activa el Módulo X, como parte de las estrategias planteadas para la implantación de estaciones tempranas que permitan manejar la producción asociada a Furrial Este, esto debido al desfase de la fecha de implantación del proyecto NIF original del año 2003. Sin embargo, se requirió la evaluación de la infraestructura de superficie asociada al campo Furrial, la cual manejará la volumetría indicada en el Plan Estratégico Socialista (PES) 2.016-2.025, pudiéndose determinar la necesidad de construir la ampliación del módulo X.

En octubre del año 2021, a fin de contribuir en el cumplimiento de las metas de producción comprometida por el Distrito Furrial, se realizaron Hojas Volumétricas a 20 años (2021–2040) para los escenarios conservador, esperado y optimista. Para la evaluación de infraestructura asociada al módulo X, se tomó como base el escenario conservador, en el cual se discretizó la volumetría de líquido y gas considerando el fluido asociado a los pozos que fluyen hacia la EF Musipán y Muri, su transferencia y manejo hacia el COF como estrategia de producción del Distrito Furrial.

En función de lo indicado anteriormente, se conformó una mesa de trabajo a fin de realizar la evaluación de la factibilidad económico que garantice el procesamiento óptimo del volumen de crudo asociado al Módulo X considerando la construcción de su ampliación para tal fin.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la viabilidad del proyecto de ampliación del Módulo X del Centro Operativo Furrial COF.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir las condiciones operacionales en la que se encuentran las instalaciones asociadas al Módulo X.
- Analizar los sistemas de recolección, separación crudo-gas, enfriamiento crudo-gas, depuración y almacenamiento de crudo del proyecto de ampliación del módulo X.
- Evaluar la factibilidad económica del proyecto de ampliación del módulo X.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El campo El Furrial posee crudos de gran atractivo económico para su extracción. Sin embargo, al ser un campo en etapa de madurez el agotamiento requiere de la aplicación de métodos para su producción que minimicen los costos operativos y facilite la extracción del crudo.

El Módulo X fue diseñado para manejar un porcentaje de agua y sedimento de 30%, 150 MBD y 200 MMPCND y actualmente el corte de agua está en el orden de 56%, de acuerdo a las últimas pruebas mostradas en Centinela (06/03/2023), esto trae como consecuencia, corriente abajo en la EPJ-2, la formación de interface de agua libre en el interno de los tanques de asentamiento dinámico, alto cortes de agua en la entrada de los deshidratadores electrostáticos y presencia de emulsión. Por otro lado, se debe considerar los perfiles volumétricos esperados (2021-2040) que ya comienzan a reflejar un aumento debido en parte a la inyección de gas y de agua que se realizan en el campo Furrial por los mecanismos de recuperación secundaria aplicados, y por el incremento volumétrico proveniente de las adhesiones de los múltiples MPF-1, MPF-4, MPF-6 y MPF-7 a los ya existentes múltiples MPF-2 del Módulo X.

El escenario de implantación de la ampliación del módulo X comprende proyectos asociados los cuales deben ser ejecutados en forma paralela; como lo son el proyecto de líneas de recolección y transferencia desde MPF-1, MPF-4, MPF-6 y MPF-7 y en cuanto a manejo de gas es requerido la ampliación de la planta Jusepín-200 en 100 MMPCND, esto se vuelve imperativo para evitar posibles problemas operativos y para aprovechar al máximo el potencial de producción de crudo.

La producción proveniente de los múltiples asociados al Módulo X es distribuido hacia el sistema de separación, conformado por cuatro (04) equipos horizontales, donde se realiza el proceso de separación crudo – gas, en una sola etapa a nivel de baja presión (90 lpcm). La infraestructura a construir permitirá optimizar el proceso de separación crudo-gas, almacenamiento, transferencia de crudo y depuración del gas a la planta 200 del COF y generar más ganancia.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Para realizar el trabajo de investigación, es fundamental la utilización de fuentes de información que tengan relación directa o indirectamente con el problema planteado, por tal motivo, se citan algunos de los trabajos realizados con sus respectivos autores que sirvieron de apoyo para el desarrollo de dicha investigación.

López J. Rodríguez, E. Jiménez, S. (2020). “Ampliación de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en planta San Fernando”. En este proyecto se buscó presentar una solución de almacenamiento para optimizar la capacidad operativa instalada, disipando los cuellos de botella que se podrían generar a futuro para suplir la demanda de los clientes (producción VRO), dado que la incorporación de un nuevo tanque se traduce en la ampliación de la capacidad de almacenamiento y así la optimización de los procesos, por ende, mayores beneficios económicos. Al inicio la capacidad de almacenamiento de la planta fue diseñada acorde a las necesidades de la industria de ese entonces; se han venido implementando sistemas de recobro mejorado, estos nuevos procesos incorporados en el desarrollo de sus actividades productivas han reflejado un incremento de su producción diaria, brindando flexibilidad a la operación para manejar los volúmenes incrementales de producción.

Mediante esta investigación se pudo obtener información que permite indagar de manera precisa las diferentes implicaciones, factores y variables en las cuales se desarrollará el proyecto y logra aportar aquellos indicadores económicos los cuales serán fundamentales para la resolución de la investigación.

Villalba, D. (2020) “Estudio técnico – económico para la optimización de la producción, mediante análisis nodal a través del software pipesim, en el campo Oso, del bloque 7”. En este trabajo de investigación se muestra optimizar la producción del campo Oso con propuestas de reacondicionamiento a los pozos que presentan altos cortes de agua y baja producción de fluidos, para así tener mayor producción de petróleo y mayores ingresos económicos. Para la simulación se utilizó el software pipesim, donde se recolectó información de: las propiedades petrofísicas, los diagramas mecánicos, los surveys, las pruebas Build Up, los datos PVT y la producción diaria, esta información se ingresó al simulador para el análisis de los pozos a condiciones actuales y a condiciones optimizadas, con la simulación a fin de llegar a obtener resultados confiables.

Mediante esta investigación se podrá obtener información que permite, la optimización de la producción con análisis nodal para ayudar a seleccionar la mejor alternativa a los trabajos de reacondicionamiento, logrando beneficios económicos permitiendo así establecer alternativas para optimizar la producción de petróleo.

Rojas, R (2018). “Factibilidad técnico-económica de la aplicación de alternativas tecnológicas para la producción de pozos de gas condensado en el campo Orocuál, distrito Furrial”, planteó el estudio de la aplicación de alternativas tecnológicas para la producción de pozos de gas condensado en el campo Orocuál. Inició describiendo las condiciones de los pozos candidatos y posteriormente estableció la alternativa tecnológica óptima para las condiciones existentes en los pozos. Mediante análisis nodal con la herramienta WELLFLO llevó a cabo el diseño a través de sensibilidades con distintos diámetros de tubería flexible y profundidad de asentamiento frente a la cara de la arena, determinando el mejor escenario de producción. Por último, estimó los costos y ganancias asociados a la implementación de la alternativa tecnológica a través de la herramienta SEE PLUS, donde evaluó la factibilidad económica del proyecto estudiado resultando rentable

con un valor presente neto (VPN) de 534, 21 M\$ y un tiempo de pago dinámico de 2,03 años.

Por medio de esta investigación se pudo obtener información referente al estudio de rentabilidad económica del proyecto mediante el uso del simulador SEE PLUS, una vez aplicados los métodos de levantamiento artificial por gas utilizando los indicadores: valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de inversión y tiempo de pago dinámico, permitiendo evaluar diferentes escenarios económicos.

2.2 UBICACIÓN O DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Características generales del área de estudio

El campo El Furrial está ubicado geográficamente en la Zona Norte del Estado Monagas, aproximadamente a 25 km al Oeste de la Ciudad de Maturín, dentro del contexto geológico de la subcuenca de Maturín (Cuenca Oriente de Venezuela), pertenece al área operacional del Distrito Furrial de PDVSA Producción Oriente. Fue descubierto en el año 1986 por LAGOVEN S.A con la perforación del pozo Furrial 1X cuya producción inicial fue de 7500 BPD de crudo 28,5 grados API. Está limitado al norte por el Campo Jusepín, al sur por el corrimiento del Furrial (subsuelo), hacia el este por el Corozo y hacia el oeste limita como el Campo Carito (Kham, 2009, p.8).

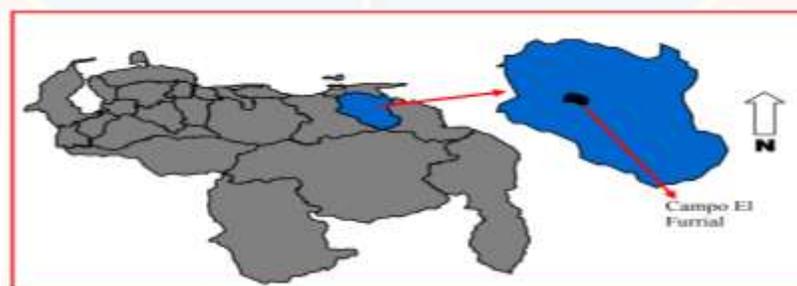


Figura N° 2.1 Ubicación del Campo El Furrial

Fuente: Kham (2009)

2.2.1.1 Ubicación del Módulo X

El Módulo X ubicado en el Centro Operativo Furrrial (COF), del Campo El Furrrial, a 10 Km aproximadamente de la EPJ-2. La implantación del proyecto ampliación del módulo X se ubica dentro del Hato Nuevo Limón, carretera nacional Maturín - Punta de Mata, (aproximadamente a 5 Km de la población El Furrrial), en el Municipio Maturín del Estado Monagas, República Bolivariana de Venezuela.



Figura N° 2.2 Ubicación Proyecto Tanques Atmosféricos Módulo X del COF
Fuente: Google Maps (2023)

2.2.2 Caracterización de los fluidos

La caracterización de los fluidos en el Campo El Furrrial no solo implica un estudio detallado, sino también una descripción exhaustiva de las propiedades y comportamientos de los distintos tipos de fluidos que se encuentran en el yacimiento. Este análisis abarca una amplia gama de parámetros que se miden en los numerosos pozos que fluyen a los múltiples de producción MPF-1, MPF-2, MPF-4, MPF-6 y

MPF-7, los cuales son el punto focal de la investigación. Entre estos parámetros se incluyen la relación gas-petróleo (RGP), la presión de burbujeo, así como la presión y temperatura de cabezal, el porcentaje de agua y sedimento y el grado API, entre otros indicadores.

La obtención precisa de estos datos es esencial para el diseño, la operación y el control de los procesos en el campo. A su vez, esto permite optimizar los procedimientos de producción, garantizando una mayor eficiencia y seguridad en todas las operaciones llevadas a cabo. Esta información detallada no solo facilita la toma de decisiones informadas en tiempo real, sino que también contribuye a la planificación estratégica a largo plazo, promoviendo la sostenibilidad y la eficiencia en la explotación de los recursos presentes en el Campo El Furrial.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Campo petrolífero

Es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo se extienden sobre grandes zonas, posiblemente a lo largo de varios cientos de kilómetros, una explotación completa conlleva varios pozos dispersos a lo largo de un área. Además, puede haber pozos exploratorios que investigan los límites, tuberías para transportar el petróleo a cualquier lugar y locales de apoyo. (Martínez, 1994).

2.3.2 Recuperación secundaria

Consiste en la adición de energía externa al yacimiento por medio de la inyección de fluidos de manera inmisible para realizar un mantenimiento de presión o un desplazamiento de los fluidos contenidos en el yacimiento y así elevar el factor

de recuperación. El desplazamiento se realiza sin alterar las propiedades de la roca o de los fluidos presentes en el yacimiento. Para poner en operación un proyecto de inyección es necesario tener en cuenta estos factores (Latil, Bardon, & Burguer, 1980):

- Cantidad, calidad y confiabilidad del suministro del fluido desplazante.
- Terminación de los pozos.
- Equipos disponibles para tratamiento y bombeo del fluido desplazante.
- Mantenimiento y operación de las instalaciones superficiales.
- Monitoreo de la eficiencia de barrido areal.

Generalmente estos procesos secundarios de recobro se hacen mediante la inyección de agua y gas con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro.

2.3.2.1 Inyección de agua

En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. (Ferrer, M. P. 2001, Segunda edición, p.12).

2.3.2.2 Inyección de gas

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se usó inicialmente a comienzos del año 1900.

Es un método de recuperación secundaria que utiliza gas inyectado para complementar la presión en un yacimiento o un campo de petróleo.

Entre las razones principales para considerar la inyección de gas natural se pueden mencionar:

- Mantenimiento de la presión de yacimiento.
- Desplazamiento del crudo a condiciones inmiscibles.
- Desplazamiento del crudo a condiciones miscibles.

2.3.3 Flujo de fluidos

✓ Flujo compresible

El flujo se considera compresible cuando la caída de presión debida al paso de un gas por un sistema es lo suficientemente grande, en comparación con la presión de entrada, para ocasionar una disminución del 10% o más en la densidad del gas. (Ramírez, 1996).

✓ Flujo incompresible

El flujo se considera incompresible si la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuya densidad cambia de valor en el sistema en un valor no mayor al 10%. (Ramírez, 1996).

✓ Número de Reynolds

Es un número adimensional el cual expresa la relación de la fuerza inercial y la fuerza viscosa en el flujo de fluido. (Neswki, 1994), como se visualiza en la ecuación 2.1:

$$NR_e = \text{Fuerzas inerciales} / \text{Fuerzas viscosas} \quad (2.1)$$

El número de Reynolds es adimensional y puede utilizarse para definir las características del flujo dentro de una tubería, proporciona una indicación de la pérdida de energía causadas por efectos viscosos. Cuando las fuerzas viscosas tienen un efecto dominante en la pérdida de energía, el número de Reynolds varía y se clasifica en tres regímenes de acuerdo con el valor del número de Reynolds:

$Re \leq 2000$ *flujo laminar*

$2000 \leq Re < 4000$ *flujo de transición*

$Re \geq 4000$ *flujo turbulento*

✓ Regímenes de flujo en tuberías horizontales

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. En un determinado punto en una línea, sólo existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen puede cambiar de un tipo a otro. Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. (Halliburton, 1998)

Los diferentes patrones generados son los siguientes:

- **Flujo segregado:** las dos fases están separadas, con una interface continua. En este grupo se encuentran:

- **Estratificado:** éste ocurre a tasas de flujo de gas y líquido relativamente bajas. Las dos fases están bien separadas por el efecto de la gravedad, donde la fase líquida fluye en la parte inferior de la tubería, mientras que la fase gaseosa lo hace en el tope de la misma. El flujo estratificado es dividido en dos: flujo estratificado liso, en el cual la interfase no presenta deformaciones y estratificado ondulado, donde la interface presenta ciertas ondulaciones estables debido a las altas velocidades en ambas fases.
- **Anular:** existe a muy alta tasa de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en el centro de la tubería, mientras que la fase líquida forma una película alrededor de la misma. Las velocidades del gas y el líquido son muy diferentes, por lo tanto es un régimen de flujo muy estable.
- **Flujo intermitente:** la distribución de las fases líquida y gaseosa no es uniforme a lo largo de la dirección axial. El flujo en cualquier sección transversal de la tubería se caracteriza por alternados paquetes de gas y tapones de líquido. Se puede presentar de dos maneras:
 - **Tapón:** las crestas de gas alcanzan el borde interno superior de la tubería y crean tapones de gas alternados con líquido. Es un flujo altamente turbulento. También suele llamarse flujo Slug.
- **Flujo pistón:** el líquido es la fase continua; al incrementarse el flujo de gas, las burbujas de éste colapsan, formándose secciones alternas de pistones largos de gas y líquido en el tope de la línea.
- **Flujo distribuido:** se caracteriza por la dispersión de una fase en otra. Puede presentarse como:
 - **Burbuja:** ocurre a muy altas tasas de flujo de líquido, el cual representa la fase continua, mientras que la fase gaseosa representaría la fase dispersa en forma de discretas burbujas. En general, las burbujas se distribuyen en el seno de la fase líquida y viajan a la misma velocidad de esta última fase, por lo tanto, el flujo es considerado como flujo homogéneo.

- **Nebulina:** ocurre a altas tasas de gas y bajas tasas de líquido y consiste en el flujo de gas con gotas de líquido atrapado. Este régimen es casi completamente independiente de la orientación de la línea de flujo.

2.3.4 Caída de Presión a lo Largo de la Tubería

Se define como la diferencia de presión que existe entre un punto (P1) y un punto (P2), es decir, la resistencia al flujo que experimenta un fluido a través de un área transversal y una longitud (L).

La siguiente figura (2.3) muestra una representación gráfica:

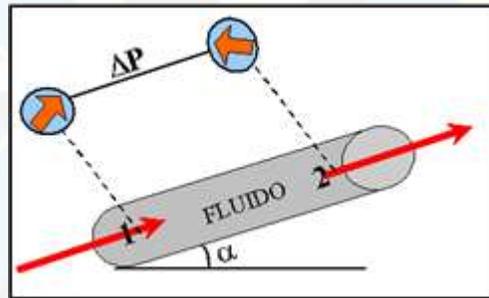


Figura N° 2.3 Caída de Presión (ΔP)
(Fuente: PDVSA)

Debido a efectos de gravedad, fricción y aceleración, se pueden producir pérdidas de energía en el sistema, que se verían reflejadas en una disminución de la presión. Para obtener la caída de presión teórica entre dos puntos de una tubería, se debe realizar un balance de energía entre dichos puntos. Considerando como condición el estado estacionario, la caída de presión viene dada por (Hewitt, 1978):

$$\Delta P = (\Delta P)_{Gr} + (\Delta P)_F + (\Delta P)_A \quad (2.2)$$

Donde:

ΔP : variación de la presión.

Gr: efectos de gravedad.

F: fricción.

A: aceleración.

2.3.5 Variables que Afectan la Caída de Presión en Tuberías Horizontales

- ✓ **Efecto del diámetro de la tubería:** a menor diámetro, mayor será la pérdida de presión a lo largo de la tubería.
- ✓ **Efecto de la tasa de flujo:** a mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento en las pérdidas por fricción.
- ✓ **Efecto de la relación gas - líquido:** en tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas - líquido, mayor la pérdida de presión, ello se debe a que la tubería debe transportar un fluido adicional; en otras palabras, a mayor relación gas - líquido, mayor será la velocidad de la mezcla por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.
- ✓ **Efecto de la viscosidad líquida:** a mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia que dicha fase opone a fluir, por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.
- ✓ **Efecto de la relación agua - petróleo:** excepto para crudos viscosos, la relación agua petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal.
- ✓ **Efecto de la energía cinética:** salvo para altas tasas de flujo en regiones de baja presión (menor de 150 lpcm), donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

2.3.6 Consideraciones básicas de diseño

✓ **Temperatura de diseño**

Es la temperatura esperada en el metal, bajo condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser mayor o igual a la temperatura de operación.

✓ **Temperatura de operación**

Es la temperatura de fluido del proceso prevista para la operación normal. (Ramírez, 1995).

✓ **Temperatura de operación máxima**

Es la temperatura máxima del fluido del proceso prevista para las desviaciones esperadas de la operación normal. Incluye arranque, despresurización, parada, operaciones alternadas, requerimientos de control, flexibilidad operacional y perturbaciones del proceso.

✓ **Temperatura de operación mínima**

Es la temperatura más baja del fluido prevista para las desviaciones esperadas de la operación normal.

✓ **Presión de diseño**

Es la presión máxima, interna o externa, a ser utilizada para determinar el espesor mínimo de tuberías, recipientes u otros equipos.

✓ **Presión de operación**

Es aquella presión a la cual los equipos o tuberías están normalmente expuestos durante la operación de los mismos.

✓ **Presión de operación máxima**

Es la máxima presión prevista en el sistema debido a desviaciones de operación normal, que incluye arranques, paradas, operaciones alternadas, requerimientos de control, flexibilidad de operación y perturbaciones del proceso. La máxima presión de operación debe ser al menos 5% mayor que la presión de operación.

✓ **Presión de trabajo máxima permisible**

Es la máxima presión manométrica permisible en el tope de un recipiente colocado en su posición de operación, a una temperatura establecida.

2.3.7 Estaciones de flujo

Según Vivas, Rafael (1995), una estación de flujo es una infraestructura de mediana complejidad, donde se recolecta la producción de petróleo y gas proveniente de los pozos asociados a ella.

En las estaciones de flujo el petróleo y el gas producidos proveniente de los pozos, entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún queda mezclado con el petróleo. Al salir de los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

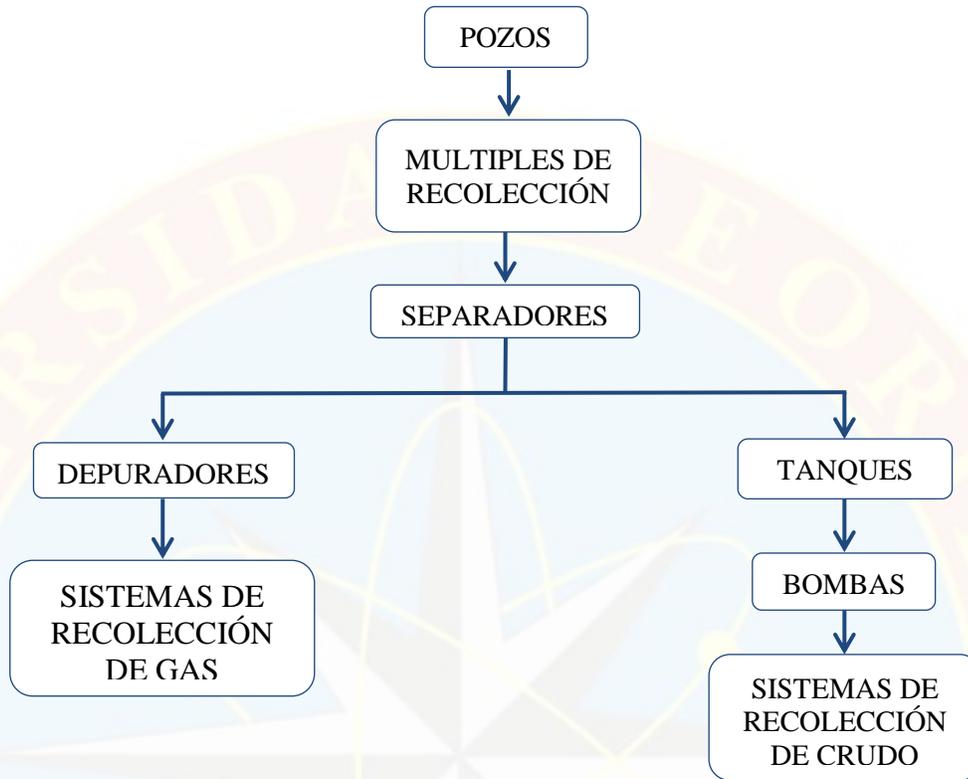


Figura N° 2 4 Flujograma del proceso de una Estación de Flujo
Fuente: R. SMITH (1994, p.148).

Las funciones de las estaciones de flujo son:

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- Separar la fase líquida y gaseosa del líquido multifásico proveniente de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, gas y agua de cada pozo productor.
- Proporcionar un sitio para el almacenamiento temporal de petróleo.
- Bombear el petróleo al patio de tanques.

2.3.7.1 Múltiples de recolección

Es la sección donde convergen todas las líneas de flujo provenientes de los pozos asociados a la estación y está conformado, generalmente, por tres tubos paralelos que reciben el nombre de múltiple de producción; clasificados en: alta, media y baja presión.

Para fines del trabajo de investigación los múltiples asociados con la expansión del módulo X serán de baja presión (90 lpc).

2.3.7.2 Separadores de producción

En los separadores se lleva a cabo una de las funciones principales de la estación de flujo, la cual consiste en separar del crudo la fase gaseosa de la fase líquida (petróleo, agua y sedimentos).

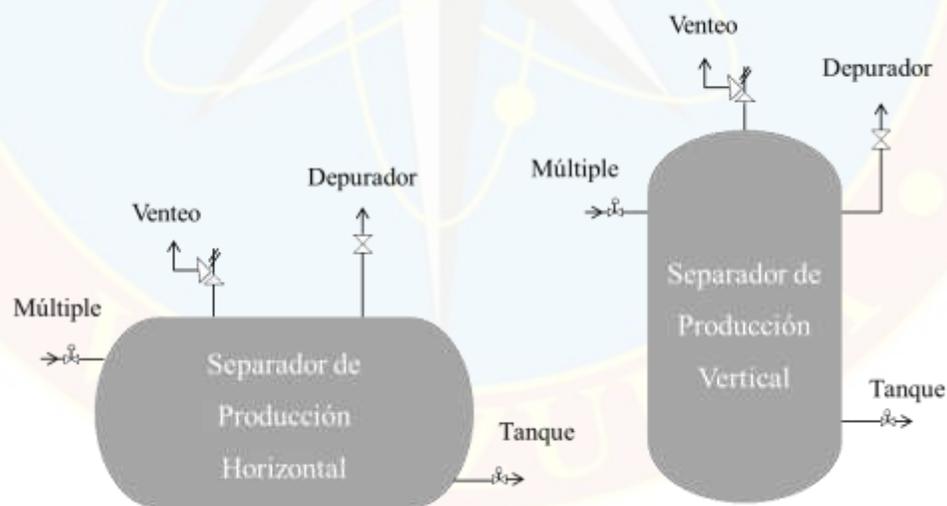


Figura N° 2.5 Representación de Separadores de Producción
Fuente: Filosofía
Operacional de Estaciones de Flujo Automatizados (1995, p.26)

El término separador es aplicado a una gran variedad de equipos usados para separar mezclas de dos o más fases. Estas mezclas pueden estar formadas por: una fase vapor y una líquida; una fase vapor y una sólida; dos fases líquidas inmiscibles (aceite/agua); una fase vapor y dos líquidas o alguna otra combinación de las anteriores. (Tovar, 1995)

Principios de la separación

- **Momentum (Cantidad de Movimiento)**

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases se cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum o la gran velocidad adquirida por las fases, no permiten que las partículas de la fase pesada se muevan tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno provoca la separación.

- **Fuerza de gravedad**

Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre las gotas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del fluido de gas sobre la gota. A ecuación 2.2 velocidad terminal es la siguiente:

$$V_t = \sqrt{\frac{4gd_p(\rho_l - \rho_g)}{3\rho_g}} \quad (2.3)$$

Donde:

V_t : Velocidad Terminal de la gota del líquido.

d_p : Diámetro de la gota.

g : Aceleración de la gravedad.

ρ_g : Densidad del gas.

ρ_l : Densidad del líquido.

Para el caso de decantación de una fase pesada líquida discontinua en una fase liviana líquida continua, aplica la ley de Stokes en la ecuación 2.3 con la velocidad terminal.

$$V_t = \frac{F_1 g d_p^2 (\rho_l - \rho_g)}{18\mu} \quad (2.3)$$

Donde:

V_t : Velocidad Terminal de decantación.

d_p Diámetro de la gota.

F_1 : Factor cuyo valor depende de las unidades usadas.

g : Aceleración de la gravedad.

ρ_g : Densidad de la fase pesada.

ρ_l : Densidad de la fase liviana.

μ : Viscosidad de la fase continua.

- **Coalescencia**

Las gotas muy pequeñas no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas se unen, por medio del fenómeno de coalescencia, para formar gotas mayores, las cuales se acercan lo suficientemente como para superar las tensiones superficiales individuales y poder de esta forma separarse por gravedad.

2.3.7.3 Depuradores de gas

Los depuradores de gas son recipientes con características parecidas a los separadores, pero, con elementos físicos internos adicionales que permiten purificar el gas y eliminar las pequeñas partículas de crudo en suspensión, provenientes de los separadores de producción y prueba, diseñados para trabajar con volúmenes y presiones constantes, de tal forma que el gas sea más seco, evitando el posible envío de líquidos a las plantas compresoras.

2.3.7.4 Enfriadores de crudo y gas

Las condiciones de funcionamiento y atmosféricas de las plantas de producción de petróleo y gas pueden ser muy extremas. Por este motivo, el equipo debe ser lo suficientemente resistente para soportar el tiempo de actividad de la producción.

Los enfriadores de aletas de aire / enfriadores de ventiladores de aletas son principalmente intercambiadores de calor de tubos con aletas, en los que el fluido del proceso fluye dentro de los tubos y el aire ambiente a través de las aletas actúa como medio de enfriamiento.

Los intercambiadores de calor que intervienen en las diferentes etapas de transformación del petróleo y del gas natural, están sujetos a exigencias medioambientales muy estrictas y a niveles de presión elevados.

Deben responder a grandes requerimientos de confiabilidad debido a la índole de los fluidos que transportan (inflamable, explosivo, peligroso para el medio ambiente, etc.).

2.3.8 Sistema de recolección de fluidos

Las facilidades de producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas.

El sistema de recolección de fluidos, es una red de línea de flujo e instalaciones de proceso que transportan y controlan el flujo de petróleo o gas desde los pozos hasta una instalación de almacenamiento principal, planta de procesamiento o punto de embarque. Como su nombre lo indica la función del sistema de recolección de fluidos transporta los fluidos producidos por los pozos hacia el separador en la estación de flujo, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora (PDVSA CIED, 2002).

2.3.9 Proceso de recolección de fluidos

Desde el cabezal de cada pozo empieza la tubería de flujo, que, tendida de los diferentes pozos, llega a una determinada estación de recolección, diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos de un área determinada, recibida en un cabezal (múltiple) o cañón de producción.

Las tuberías que salen de los pozos son diseñadas para transportar fluidos generalmente bifásicos en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo, y seleccionadas al potencial de producción, características del crudo y presiones de flujo del sistema.

En las estaciones de flujo y recolección, el múltiple de producción facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores, así como el aislamiento de pozos de pruebas individuales de producción. Los múltiples de producción y de prueba pueden ser diseñados para los grados ANSI y API para varias presiones y varios tamaños de tubos. Las estrangulaciones pueden ser incluidas para la reducción de la presión las cuales pueden ser fijas o ajustables además de manuales o automatizadas. (Mario Arrieta, 2010)

2.3.10 Proceso de separación de fluidos

Una vez recolectado el petróleo, este se somete a un proceso de separación en un separador, en el cual el gas y el líquido (petróleo y agua) se separan a una determinada presión. Para realizar la separación del gas y el petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varían de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

En la separación del gas y el petróleo es importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y así obtener la mayor cantidad posible de petróleo.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica. (Mario Arrieta, 2010).

2.3.11 Planta compresora

Según Green, Richard (1990), una planta compresora es un lugar físico o infraestructura cuyo propósito fundamental es el de comprimir el gas para suministrarlo a una presión mayor que la original.

2.3.12 Planta de deshidratación

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado debido a que no toda el agua se elimina del petróleo crudo durante la primera etapa de separación por gravedad y puede contener hasta un 15% de agua. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Los mecanismos utilizados para deshidratar el gas son: absorción, adsorción, procesos con membranas y refrigeración. Estos métodos pueden ser utilizados de forma individual o combinados para reducir el contenido de agua hasta que cumpla la especificación requerida. (Shirley Marfisi y Jean Louis Salager, 2019).

2.3.13 Plan de ejecución de proyectos PDVSA

Dentro del marco de las actividades programadas de PDVSA, el ciclo de vida de un proyecto es planteado como un proceso de fases, desde que nace o se concibe la idea hasta que se materializa y se pone en operación el activo o instalación y esta comienza a generar valor a los accionistas o dueños. Por lo tanto, la gerencia para proyectos de inversión de capital (GPIC) elaboró una serie de guías de uso práctico para la ejecución exitosa de los proyectos.

Las Guías de Gerencia para la Ejecución de Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC) dividen un proyecto de inversión de capital en cinco fases:

2.3.13.1 Visualización

Se identifica el proyecto y se planifica el plan de negocios. En esta fase se establece los objetivos y propósitos del proyecto, y se verifica la alineación de los objetivos del proyecto con las estrategias corporativas.

Se elabora un alcance preliminar, para utilizarlo en la estimación del costo (estimado de costo clase V) y tiempo de ejecución del proyecto que servirán para confirmar la factibilidad económica del mismo y sí prosigue con el desarrollo.

2.3.13.2 Conceptualización

Se pre-planifica el proyecto y se selecciona la(s) mejor(es) opción(es) para el proyecto, así como la mejora en la precisión del tiempo de implantación y los estimados de costo de clase IV o clase III el cual depende del nivel de ingeniería en ese momento, con la finalidad de reducir la incertidumbre, cuantificar los riesgos asociados y determinar el valor esperado para la(s) opción(s) seleccionada(s).

2.3.13.3 Definición

Se planifica a detalle la ejecución del proyecto que le permita a PDVSA comprometer u obtener el financiamiento requerido.

2.3.13.4 Implantación

Contratación y materialización del plan de ejecución del proyecto hasta la completación mecánica de las instalaciones, para así iniciar las operaciones requeridas.

2.3.13.5 Operación

Se ejecutan las operaciones del proyecto y se analiza el cumplimiento de las expectativas del negocio.

Es importante considerar en cada fase la estimación de costo, ya que permite determinar si la inversión realizada hasta el momento y que justifica la continuidad del proyecto. Para realizar estos estimados de costo, PDVSA utiliza sistemas de costos.

2.3.14 Estimados de costos

Un estimado es un pronóstico de costo de los diferentes elementos que integran un proyecto o programa de alcance definido, el cual sirve como respaldo de la toma de decisiones sobre la viabilidad de ejecutarlo en las fases de visualización, conceptualización y definición, es decir, son las evaluaciones económicas quienes determina si continuar o no el desarrollo del proyecto cancelar a pesar que sea técnicamente viable.

Los estimados de costo deben cumplir con los siguientes objetivos:

- Evaluación de la factibilidad de ejecución.
- Análisis de rentabilidad económica y estudios económicos de alternativas.

- Aprobación presupuestaria.
- Base para la comparación de ofertas en las licitaciones.
- Control de costos en la sede construcción de proyectos.

El alcance de un estimado incluye todos los costos directos e indirectos para la ingeniería, equipos, materiales mano de obra y costos del propietario.

Los estimados de costos que son requeridos para la evaluación, aprobación presupuestaria, licitaciones, control de costos de un proyecto de inversión de PDVSA, son desarrollados de manera de garantizar su consistencia y precisión.

Su clasificación depende de los objetivos, etapas del proyecto en las cuales se elaboran, información requerida, métodos de estimación, precisión y confiabilidad de los mismos.

2.3.14.1 Estimado de costos Clase II

Es un estimado el cual su propósito es financiar y llevar a cabo una serie de etapas esenciales para el proyecto, las cuales incluyen la Ingeniería de Detalle, la adquisición de materiales y equipos, la construcción y, finalmente, el proceso de puesta en marcha. La solicitud de fondos presupuestarios se basa en la importancia de estas etapas y en la necesidad de una inversión adecuada para llevar a cabo el proyecto de manera eficiente y cumplir con los objetivos propuestos.

El costo de desarrollo para obtener este tipo de estimado tiene un error de 10 a 50%.

2.3.15 Indicadores Financieros

Los indicadores financieros a través de sus resultados ofrecen una orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto. Existen diversos indicadores que se utilizan en el análisis de los resultados de las evaluaciones económicas.

En principio, estos indicadores se agrupan en dos categorías: los que no consideran el valor del dinero en el tiempo o indicadores estáticos y los que si lo hacen o indicadores dinámicos.

2.3.15.1 Indicadores Estáticos

Existen una serie de indicadores que no consideran el valor del dinero en el tiempo. Su uso se recomienda, únicamente como una evaluación preliminar a fin de determinar en una primera instancia, la posible conveniencia de ejecutar un proyecto.

Si el proyecto no cumple con las expectativas bajo el criterio de estos indicadores, tampoco las sobrepasará al considerar el valor del dinero en el tiempo.

Flujo de Caja Neto (FCN)

El flujo de caja neto consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los pagos efectuados durante el horizonte económico del proyecto o, lo que es igual, sumar todos los flujos anuales. Como se ve en la ecuación 2.4 flujo de caja neto:

$$FCN = \sum_0^t (-A_n + IT + CT_n) \quad (2.4)$$

Donde:

A: Inversiones.

IT: Ingresos Totales.

CT: Costo Totales

Periodo de recuperación de la inversión

El periodo de recuperación de la inversión consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial.

Para calcularlo, se suman algebraicamente los flujos anuales hasta el momento en que su resultado es igual a la inversión. Mediante este método, los proyectos con menor tiempo de pago son más atractivos.

2.3.15.2 Indicadores dinámicos

La incorporación de la variable tiempo para el cálculo de los indicadores dinámicos permitirá analizar, en forma más exacta, el comportamiento de los flujos de caja de los modelos financieros.

Valor presente neto (VPN)

Conceptualmente corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (ingresos-egresos) determinados para una propuesta conforme con su horizonte económico.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el valor presente neto corresponde a la diferencia entre el valor de la inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de operación

desconectados a una tasa determinada. El valor presente neto se evalúa con la ecuación 2.5:

$$VPN = \frac{F_1}{(1 + TD)^1} + \frac{F_2}{(1 + TD)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TD)^n} \quad (2.5)$$

Donde:

FC: Flujo de Caja.

TD: Tasa de Descuento.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como aquella tasa de descuento (interés) que hace el valor presente neto igual a cero, es decir, que iguala el valor presente de los ingresos al valor presente de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento de los flujos de efectivo (actualización de los flujos) permite recuperar la inversión.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos reglones básicos que son: el interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión.

El interés sobre el capital invertido conceptualmente corresponde al costo alternativo de lo que representaría si el dinero se coloca en el mercado financiero expresado en términos de una tasa de interés real, es decir, que no incluye inflación. En cambio, el riesgo, la TIR debe incluir un porcentaje sobre capital invertido, por concepto de riesgo que se enfrenta al efectuar una inversión, cuyo resultado se conocerá en el futuro. La tasa interna de retorno se muestra en la siguiente ecuación 2.6:

$$TIR = \left(\frac{F_1}{(1+TD)^1} + \frac{F_2}{(1+TD)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TD)^n} \right) - VPN \quad (2.6)$$

Donde:

FC: Flujo de Caja.

TD: Tasa de Descuento.

VPN: Valor Presente Neto

Tiempo de Pago dinámico (TPD)

Tiempo requerido por el proyecto para recuperar la inversión inicial, usualmente el tiempo está demarcado por el flujo de caja descontado acumulado neto.

Eficiencia de la Inversión

Se determina como complemento a los indicadores tradicionales básicos como son el VPN y la TIR, y facilita la decisión económica sobre una propuesta determinada. Por lo que, si los indicadores económicos determinados en una evaluación económica resultan mayores que los mínimos exigidos por la empresa; entonces la “decisión económica” debe ser invertir en el proyecto, por el contrario, si los indicadores resultan menores, la “decisión” debe ser no invertir. Así que:

- $VPN_{\text{proyecto}} > 0$: se recomienda invertir.
- $VPN_{\text{proyecto}} < 0$: se recomienda no invertir.
- Si $EI > 0$: se recupera la inversión más una ganancia.
- Si $EI = 0$: se recupera la inversión, no hay ganancias ni pérdidas.
- Si $EI < 0$: no se recupera la inversión.

2.4 MARCO LEGAL

Venezuela cuenta con un marco legal en materia de hidrocarburos, mediante el cual se promueve la participación de capitales estatales y privados, tanto nacionales como internacionales, con el propósito de garantizar el suministro de energía desde nuestro país hacia los mercados mundiales.

En esos instrumentos legales se basa la actividad de la industria petrolera nacional, siempre enmarcados en los principios que establece la Constitución Bolivariana en cuanto al tema energético.

Ley Orgánica de Hidrocarburos. Capítulo VII. Sección Primera, forma y condiciones de las actividades

(Gaceta Oficial N° 38.443 del 24 de mayo de 2006)

Artículo 49. La industrialización de los hidrocarburos refinados comprende las actividades de separación, destilación, purificación; conversión, mezcla y transformación de los mismos, realizadas con el propósito de añadir valor a dichas sustancias mediante la obtención de especialidades de petróleo u otros derivados de hidrocarburos.

Artículo 52. El Ejecutivo Nacional dará prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos refinados que estimulen la formación de capital nacional y vinculen éste a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

**Ley Orgánica De Hidrocarburos Gaseosos. Capítulo I. Disposiciones
Fundamentales**

(Gaceta Oficial N° 36.793 del 23 de septiembre de 1999)

Artículo 3. Las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos estarán dirigidas primordialmente al desarrollo nacional, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente de tales sustancias, como combustibles para uso doméstico o industrial, como materia prima a los fines de su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de sus fases. Dichas actividades se realizarán atendiendo a la defensa y uso racional del recurso y a la conservación, protección y preservación del ambiente.

**Ley Orgánica De Hidrocarburos Gaseosos. Capítulo II. Disposiciones Generales
(Gaceta Oficial N° 36.793 del 23 de septiembre de 1999)**

Artículo 15. Las actividades a que se refiere esta Ley, deberán realizarse conforme a las normas de seguridad, higiene y protección ambiental que les fueren aplicables, así como a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles para el mejor aprovechamiento y uso racional del recurso.

2.5 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Gas húmedo: se refiere que normalmente contiene componentes de hidrocarburos más pesados. (Mannucci, 2016, p.323).

Gas seco: un gas seco o natural consiste fundamentalmente en metano con poca cantidad de etano u posiblemente muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. (Mannucci, 2016, p.321)

RGP: relación gas-petróleo producido, PCN/BN (Paris, M, 2001, p.355)

Simulación de procesos: las simulaciones son un instrumento de cálculo básico para la realización de diversas aplicaciones en el campo de la ingeniería, permitiendo realizar una evaluación rápida y confiable de distintos procesos, proporcionando información útil para el diseño conceptual, así como un estimado de costos de servicios y equipos. (García González, Vol. 4, No. 2, Mayo -Agosto 2008).

Pozos: se refiere a la comunicación existente entre la superficie y el yacimiento, donde se encuentra un conjunto de herramientas para dicha comunicación (González, 2007, p.31).

Presión del yacimiento: la presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio antes o después de una producción dada (Mannucci, 2010, p.7).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Durante el desarrollo de este trabajo de grado, se llevó a cabo una minuciosa y detallada investigación de tipo descriptiva. Según Arias, (2016), referente a la investigación descriptiva, “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. (p.24). Con referencia a esto el enfoque se fundamentó en la necesidad de examinar en profundidad las características generales de los pozos ubicados en el campo El Furrial Este, los cuales están asociados tanto al Módulo X como a su ampliación. El propósito central de este estudio era asegurar la capacidad de manejo de la producción de crudo y gas de manera confiable y segura.

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

En el desarrollo de la presente investigación, se optó por utilizar un diseño de investigación de tipo campo, en el cual se recopilaron datos directamente del objeto de estudio, complementados con información secundaria proveniente de diversas fuentes, tales como documentos escritos, datos digitales y material gráfico accesible a través de la Web y proporcionado por la empresa PDVSA.

Según Arias, (2006) referente a una investigación de campo “consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna” (p.31), por lo que la elección de este diseño de investigación de tipo campo brindó la oportunidad de obtener una visión detallada y precisa del tema de estudio.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Arias, (2016), expresa que: “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” (pag.81), por tanto, se consideró como población en estudio al Centro Operativo El Furrial (COF), así como al sistema de recolección de fluidos y al grupo de 20 personas que desempeñaban un papel fundamental como el equipo encargado de operar dicha instalación. La selección de esta población se fundamentó en la relevancia que tenía su participación para el objetivo del estudio y en el impacto significativo que ejercían en el funcionamiento y desempeño del campo petrolero.

El Centro Operativo El Furrial (COF) fue un componente esencial del análisis, ya que representaba un punto vital de la operatividad del campo, y su correcto funcionamiento resulta crucial para el éxito y eficiencia de las operaciones de recolección de fluidos y producción de crudo y gas. Por tanto, se consideró primordial incluirlo en la muestra para evaluar detalladamente su rendimiento y detectar posibles áreas de mejora. Además, el equipo humano involucrado en la operación del centro fue considerado de gran relevancia, ya que su experiencia, conocimiento y destrezas impactaban directamente en la productividad y rendimiento del sistema en general.

3.3.2 Muestra

De acuerdo a Arias (2016), dice “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83). Con el propósito de llevar a cabo esta investigación de manera rigurosa y representativa, se seleccionó como muestra al módulo X, ya que es una parte fundamental del campo petrolero bajo

estudio, cuya importancia radica en su rol en la coordinación y gestión de múltiples actividades relacionadas con la extracción y producción de hidrocarburos, así como los múltiples de producción MPF-1, MPF-2, MPF-4, MPF-6 y MPF-7 del campo El Furrial Este. Además, se incluyeron en esta muestra los pozos asociados a dichos múltiples, cuyo rendimiento y funcionamiento eran de especial interés para el estudio.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

En el desarrollo de esta investigación se tomó en cuenta una serie de lineamientos que partieron de los objetivos específicos y que llevaron al cumplimiento del objetivo general, con la implementación de técnicas e instrumentos por parte del investigador tomando en cuenta las normativas de la empresa PDVSA, en la cual se quiere desarrollar una solución a la problemática ya planteada.

3.4.1 Descripción de las condiciones operacionales en las que se encuentran las instalaciones asociadas al Módulo X

Para llevar a cabo esta etapa, se realizó el diagnóstico del estado general del módulo X y se establecieron las propuestas para el manejo conjunto de la producción de los campos hasta el centro operativo para ello se hizo el levantamiento físico de la información referente a las capacidades y condiciones de operación de los equipos existentes en el módulo X.

Luego se estableció el área de implantación de la ampliación del módulo X y se visitó las zonas correspondientes para su respectiva evaluación a través de las cuales se generó las propuestas y definiciones para el manejo de la producción proveniente del campo petrolífero El Furrial Este en el Centro Operativo Furrial COF y cumplir con el objetivo de analizar el diseño de la ampliación del Módulo X, perteneciente a la Gerencia de Proyectos Mayores de la División Furrial,

salvaguardando su funcionalidad, seguridad, calidad, operabilidad, durabilidad durante su vida productiva, empleando como criterios de diseño las normas técnicas de PDVSA, normas internacionales para tuberías y equipos y normas ministeriales donde apliquen.

3.4.2 Análisis de los sistemas de recolección, separación crudo-gas, enfriamiento crudo-gas, depuración y almacenamiento de crudo del proyecto de ampliación del Módulo X.

El desarrollo de esta fase se realizó con la herramienta o software de simulación PIPESIM versión 2009, con la cual se efectuó el análisis y diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo, gas y los procesos de modelado de rendimiento de los pozos asociados a la ampliación del Módulo X con la finalidad de generar un balance de las condiciones actuales con las que operarán estos equipos y establecer propuestas de optimización. Para este análisis se requirió considerar características como lo son: distribución de la planta y dimensiones, dimensiones y características de la línea que conduce al separador y toda la información del proceso que se pueda suministrar al simulador para obtener buenos resultados.

Para lograr esto e incluir los Múltiples de Campo MPF-1, MPF-4, MPF-6 y MPF-7 en el Módulo X, se ha tomado la decisión de emplear el Software PipeSim desarrollado por la empresa Schlumberger. Se utilizará la versión 2009 de este software, que ha demostrado ser altamente eficiente en este tipo de análisis y evaluaciones. Para garantizar la precisión y la fiabilidad de los resultados, se utilizarán parámetros extraídos de la base de datos CENTINELA.

Este enfoque brindará una comprensión más profunda de la interacción hidráulica entre el Módulo X y los Múltiples de Campo mencionados anteriormente.

Al utilizar el software de vanguardia y basarse en datos confiables, se espera obtener una visión clara de los flujos de crudo.

Los resultados soportarán en forma preliminar, la factibilidad técnica y económica del esquema operativo planteado para la futura ampliación del Módulo X, ya que los mismos se encuentran trabajando fuera de especificación en el sistema de gas, mientras que el sistema de crudo permanecerá dentro de los parámetros de funcionamiento eficiente.

3.4.3 Evaluación económica del proyecto de ampliación del Módulo X.

Dentro de la industria, es de suma importancia maximizar la creación de valor económico mediante el uso eficiente de los recursos asignados. Para alcanzar este objetivo, es fundamental operar de manera eficaz, segura y confiable. Sin embargo, para medir adecuadamente estos parámetros, es imprescindible contar con información oportuna y clara que valide las acciones realizadas y respalde las decisiones tomadas.

Es por ello que en el módulo X una vez que ya fueron ejecutadas las simulaciones de las líneas de flujo de los diferentes pozos productores de petróleo ubicados en el campo El Furrial Este y que alimentarán a los múltiples de fluyen hasta el módulo X, se realizó el estimado de costo de la inversión inicial considerando todas las opciones con base en los reglones de procura y construcción para finalmente determinar la rentabilidad económica del proyecto de ampliación del Módulo X.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Arias, (2016), referente a las técnicas de recolección de datos, dice que: “se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (p.67).

Durante el desarrollo de los objetivos, se emplearon técnicas de tipo campo para su implementación. Estas técnicas se seleccionaron cuidadosamente con el fin de obtener datos y observaciones directas del objeto de estudio, asegurando así una comprensión detallada y precisa de los fenómenos y variables involucradas en la investigación.

- **Observación:** mediante el uso de esta técnica, se recolectaron los datos a través de instrumentos de observación directa. Durante las observaciones, se registraron detalladamente las actividades que se llevan a cabo en el COF, como medición y control de flujo de petróleo y gas, el mantenimiento de los equipos y otras actividades relacionadas.
- **Entrevistas no estructuradas:** esta técnica se usó para recopilar información adicional de las instalaciones de Modulo X, las conversaciones y consultas realizadas al personal del COF, incluyendo a los operadores, técnicos e Ingenieros que allí laboran así como de la empresa PDVSA respectivamente, con el objetivo de obtener una visión más completa de las prácticas y procedimientos que se llevan a cabo en dicha instalación.

En resumen, mediante la combinación de la observación directa y las entrevistas, se recopiló una gran cantidad de datos sobre las prácticas y

procedimientos de módulo X, los cuales fueron analizados y utilizados para cumplir los objetivos de investigación establecidos, proporcionando una base sólida para futuras mejoras en el COF.

3.5.2 Instrumentos

Arias, (2016), referente a los instrumentos de recolección de datos indica que: “un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información” (p.68). El uso de estos instrumentos ha desempeñado un papel clave en la investigación y la recolección sistemática de datos.

Dentro de los instrumentos usados para la realización de este proyecto, tenemos:

- **PIPESIM:** es un simulador de flujo multifásico continuo o estacionario utilizado para el diseño, análisis y diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo y gas.

PIPESIM permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente tanto el flujo de entrada como el de salida en cualquier nodo del mismo; incluye todos los tipos de modelos de completación para pozos verticales, horizontales y fracturados, y posibilita el modelado de completaciones complejas de varias capas o lentes, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

También, permite el modelamiento conceptual y detallado de producción e inyección de gas, modelar líneas de flujos verticales y horizontales hasta el punto

final. Al detallar los objetos en las líneas de flujo se puede introducir la topografía del terreno y equipos tales como bombas, compresores, intercambiadores de calor y separadores.

- **CENTINELA 2000:** es un programa sistematizado de PDVSA, cuyo objetivo principal es incrementar y afirmar las fortalezas existentes en los procesos de petróleo y gas, con una alta capacidad de respuesta. Este programa de acceso directo a la red de la empresa, permite observar la historia de producción, inyección y pruebas de presión de los pozos y yacimientos.
- **Papel y Lápiz:** esta herramienta sirve como apoyo para realizar anotaciones y las entrevistas al personal de interés.
- **Smartphone:** herramienta que permite grabar y tomar fotografías de las instalaciones.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

Dentro de los recursos humanos, se contó con la asesoría de los Ingenieros Petróleo, Ingenieros Químicos, Ingenieros Mecánicos, Ingenieros Civil, Arquitectos y Electricistas pertenecientes a la Gerencia de Proyectos Mayores Furril, los cuales poseen conocimientos técnicos y operacionales del tema de estudio, en conjunto con la asesoría metodología y académica proveniente de los profesores de la Escuela de Ingeniería y Ciencias aplicadas, del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente (UDO), Núcleo Monagas.

3.6.2 Material y bibliográfico

Con el fin de llevar a cabo el desarrollo del proyecto de investigación, se contó con los siguientes recursos: computador personal, lapicero, papel, material digital y físico relacionadas con la investigación; que fueron proporcionados por la Gerencia de Proyectos Mayores del edificio ESEM PDVSA.

3.6.3 Recursos tecnológicos

Software y simuladores que permitieron sensibilizar el comportamiento de las variables a diferentes escalas.

3.6.4 Recursos financieros

Los recursos económicos para realizar la investigación fueron suministrados por la empresa estatal PDVSA, concretamente por la Gerencia de Proyectos Mayores División Furrial.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES EN LAS QUE SE ENCUENTRAN LAS INSTALACIONES ASOCIADAS AL MÓDULO X.

Durante las visitas al Centro Operativo Furrial (COF) y sus alrededores, se realizó un minucioso registro de los equipos principales del módulo X, abarcando desde el múltiple general, separadores de producción, depuradores, hasta los enfriadores de líquido y gas. Además, se llevaron a cabo identificaciones detalladas de las bombas de transferencia de flujo y las líneas de conexión asociadas a estos equipos. Para enriquecer la investigación, se recopilaron datos esenciales sobre el diseño de dichos equipos, incluyendo variables cruciales de presión y temperatura tanto en los equipos en sí como en las líneas de flujo que provienen del múltiple de campo MPF-2. La figura (4.1) muestra el múltiple general del Centro Operativo Furrial (COF), así como la línea de flujo (4.2):



Figura N° 4.1 Múltiple General
Fuente: Autora (2023)



Figura N° 4.2 Líneas de Flujo MPF-2

Fuente: Autora (2023)

La configuración integral del Módulo X incluye cuatro (04) separadores gas-crudo (SG10-3A/3B/3C/3D), diseñados para operar bajo una presión y temperatura de 115 lpcm y 270 °F, con una capacidad nominal de 50 MMPCD y 37,5 MBLS cada uno.

Los separadores de producción tienen orientación horizontal y actualmente manejan un flujo operacional total de 27,382 BBD de crudo y 127 MMPCD de gas a una presión y temperatura de operación de 86 lpcm y 106 °F.

Asimismo, se encuentran enfriadores (E10-2A/2B/2C), diseñados para trabajar a las mismas condiciones que los separadores, los cuales se encuentran fuera de servicio debido a los cambios de temperatura que ha experimentado el campo El Furrial, disminuyendo a una temperatura promedio de 100 °F con respecto a la

condición original planteada de 200 °F. La siguiente figura (4.3) se visualiza uno de estos separadores:



Figura N°4.3 Separadores de Producción

Fuente: Autora (2023)

Adicionalmente, el Módulo X se compone de cuatro (04) depuradores de gas de baja presión (D10-3A/3B/3C/3D), con capacidad nominal de 50 MMPCD cada uno. En lo que respecta a la transferencia de crudo, se dispone de cinco (05) bombas de transferencia (P-001A/001B/001C/001D/001E), de las cuales cuatro (04) son eléctricas y una (01) funciona con diésel. De estas, tres (03) bombas están operativas, una (01) permanece en espera y una (01) se encuentra en función de respaldo. La capacidad nominal total de transferencia de crudo es de 119 MBD. A continuación se muestra la zona de estos depuradores (figura 4.4):



Figura N° 4.4 Depuradores
Fuente: Autora (2023)

Asimismo, el Módulo X está equipado con dos (02) Tanques Atmosféricos (T-02601/02602), los cuales tienen como finalidad recibir el crudo proveniente del proceso de separación y los líquidos derivados del proceso de depuración.

Como parte del estudio, también se determinó la ubicación precisa donde se llevará a cabo la ampliación del módulo X, la cual se requiere que reciba una producción adicional proveniente de los múltiples de campo MPF-1, MPF-4, MPF-6 y MPF-7. La ubicación del Centro Operativo Furrial (COF), del Campo El Furrial para ampliación del módulo X se muestra en la siguiente figura (ver figura 4.5):



Figura N° 4.5 Ubicación de la ampliación del módulo X

Fuente: Autora (2023)

Con estas actividades de registro y recopilación de datos, se pudo determinar que la ampliación del Módulo X incluirá la incorporación de dos separadores de producción (SG-10-3E/3F) y dos depuradores (D10-3E/3F), cuyas corrientes salientes serán independientes al módulo X existente, la cual ampliarán las capacidades nominales tanto en el sistema de separación (Crudo/Gas: 75 MBD/100 MMPCD) como en depuración (Gas: 100 MMPCD). Además, se instalará un separador de prueba (SP10-3A) que operará a baja presión (60 lpcm). Este separador de prueba se ubicará en las proximidades de las fosas gemelas del módulo X. La siguiente figura muestra las fosas (ver figura 4.6):



Figura N° 4.6 Fosas Gemelas del Módulo X
Fuente: Autora (2023)

La ampliación, permitirá recibir la producción total de los múltiples de campo MPF-1, MPF-2, MPF-4, MPF-6 y MPF-7, con una producción aproximada de 86 MBBD, 37 MBND, 365 MMPCD y 48 MBLS de agua según datos extraídos de la base de datos CENTINELA.

La incorporación de los nuevos separadores y depuradores representa un hito crucial para el campo El Furrial Este, ya que permitirá mejorar significativamente la capacidad de manejo de la producción de crudo y gas, garantizando una operatividad más eficiente y confiable. Esta expansión será una contribución sustancial para satisfacer la creciente demanda y asegurar la continuidad del suministro energético.

4.2 ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, SEPARACIÓN CRUDO-GAS, ENFRIAMIENTO CRUDO-GAS, DEPURACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X.

Actualmente el Módulo X recibe aproximadamente el 71 % del crudo proveniente del múltiple de producción MPF-2. Esta recepción se lleva a cabo específicamente desde los Anexos 2A/2B/2C/2D, que equivale operacionalmente a 38 MBBD con un corte de agua de 53 % a una presión y temperatura operacional de 92,66 lpcm y 98,25 °F.

El Módulo X tiene una capacidad nominal de 150 MBD a nivel de crudo y 200 MMPCD a nivel de gas para una presión y temperatura de diseño de 85 lpcm y 200 °F respectivamente.

El sistema de separación gas-crudo está diseñado para operar a baja presión y en paralelo, con una condición operacional total de 27,382 BBD de crudo y 127 MMPCD de gas a una presión y temperatura de operación de 86 psig y 106 °F.

La producción de los Anexos 2A/2B/2C/2D del múltiple MPF-2 alimenta a los separadores de producción a través de los cabezales de entrada, distribuyendo equitativamente el flujo en 9,500 BBD en cada uno de los separadores de producción (SG10-3A/3B/3C/3D).

Una vez realizado el proceso de separación gas-crudo, el gas (169,5 MMPCD) se envía desde la parte superior de los separadores (SG10-3A/3B/3C/3D) hacia los enfriadores de gas (E10-2A/2B/2C); mientras que el crudo separado (27,382 BBD) se envía a través de las válvulas de control de nivel (LCV-250120/250220/250320/250420) hacia el enfriador de crudo (E-2601).

El sistema de enfriamiento tanto para el gas (E10-2A/2B/2C) como para el crudo (E10-4A/4B/4C/E-2601), los cuales no se encuentra en funcionamiento debido a que, el crudo no viene a altas temperaturas. La siguiente figura (4.7) muestra los enfriadores a utilizar:



Figura N° 4.7 Enfriadores líquidos y gas
Fuente: Autora (2023)

El gas proveniente de los enfriadores (E10-2A/2B/2C) se dirige hacia los cuatro (04) depuradores de baja (D10-3A/3B/3C/3D), cada uno con una capacidad nominal de 50 MMPCD. El gas, al salir de los depuradores (D10-3A/3B/3C/3D), se envía a la Planta de Compresión Jusepín 200 a una presión nominal de 60 lpcm, la cual se controla mediante válvulas de control de presión (PCV-110120/110220/110330/110420) que garantizan la entrega a la presión mencionada anteriormente.

Los parámetros utilizados como punto de referencia son tomados del Addendum al Documento Soporte de Decisión (DSD-1) del Proyecto “Implantación de la Ampliación del Módulo X del Centro Operativo Furrial (Módulo XI)”, el cual establece un escenario conservador discretizando la volumetría de líquido y gas presentados en las siguientes gráficas (4.1 y 4.2):

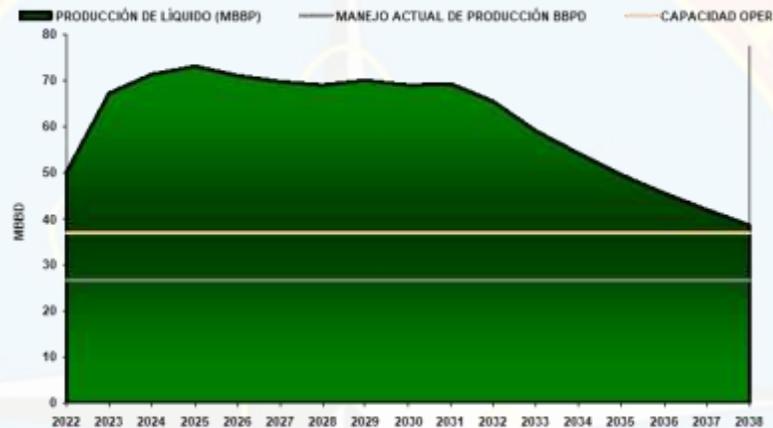


Gráfico N° 4.1 Producción de líquido a manejar en el COF. Hoja volumétrica, escenario Conservador

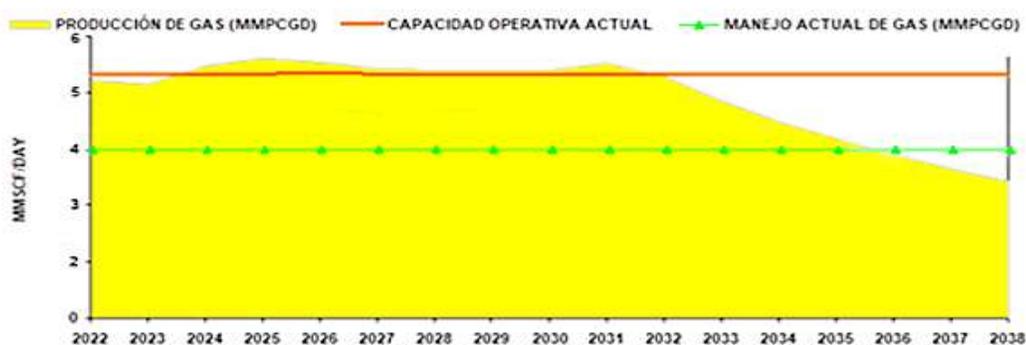


Gráfico N° 4.2 Producción de gas a manejar en el COF. Hoja Volumétrica, escenario conservador

En el gráfico N°4.1 se observa en la capacidad operativa el manejo de líquido se tendrá un déficit de 36,3 MBBD, mientras que en el gráfico N°4.2 el gas tendrá un déficit 4 MMPCDG, determinándose la necesidad de implantar la ampliación del módulo X del Centro Operativo Furrrial.

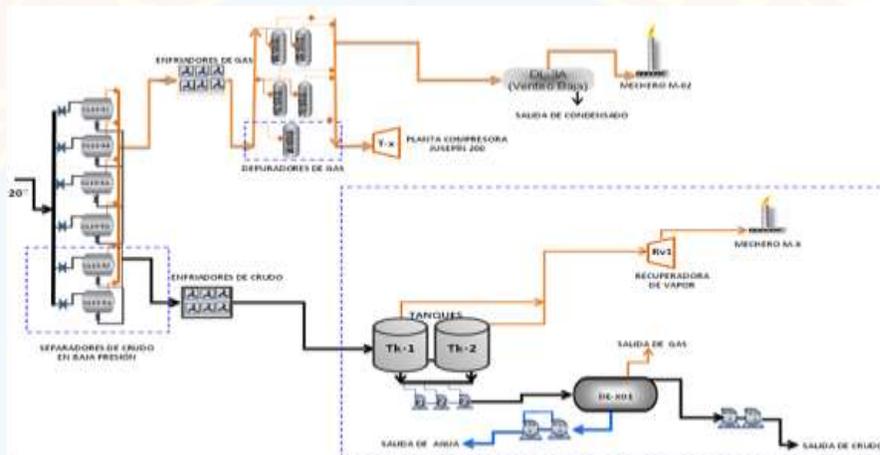


Figura N° 4.8 Esquema general para el nuevo módulo de producción

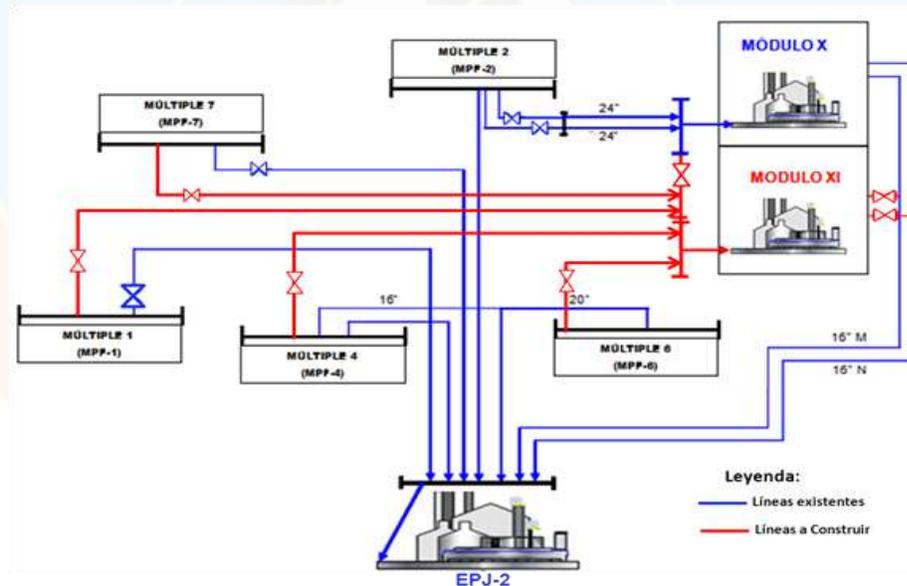


Figura N°4.9 Esquema de interconexiones propuestas para los módulos de separación en el COF

En la figura N° 4.8 y figura N° 4.9 se presenta el esquema planteado con los sistemas a incorporar al COF y las interconexiones propuestas para los módulos de separación con respecto a líneas de transferencia, respectivamente.

Se utilizó el paquete de simulación PipeSim V.2009 para realizar los cálculos hidráulicos del dimensionamiento de las tuberías. Este modelo de red permite combinar los modelos de tuberías y pozos en un simulador integrado.

Para la definición de la tubería, se configuró el tipo de simulación en el ambiente “Network” y el tipo de fluido como “Black Oil” y se considera que la tubería está al aire a lo largo de toda la ruta y que la temperatura ambiente predominante es de 90 °F.

Se consideran diámetros de tuberías disponibles comercialmente, como lo establece la Norma PDVSA 90616.1.024 “Dimensionamiento de Tubería de Proceso”.

Para determinar el diámetro requerido, se establece el rango de velocidad y la caída de presión máxima por cada 100 pies a través de la tubería, , tomando como base y criterio de diseño las normas y estándares de la empresa PDVSA relevantes, como lo establecido en el manual de ingeniería de diseño (MID) con índice de norma PDVSA 90616.1.024 “Dimensionamiento de Tubería de Proceso”, la norma API RP14 y la norma PDVSA L-TP1-5: "Cálculo Hidráulico de Tuberías", las cuales establecen velocidades permisibles en tuberías de acero al carbono tanto para líquidos como para gases, al igual que la caída de presión máxima y velocidades típicas recomendadas por la misma.

Se ha introducido un corte de agua del 33,29% y una RGP (Relación Gas-Petróleo) de 7280 PCN, como se muestra en la figura N° 4.10. Estos parámetros se han establecido para indicar al programa que el fluido en consideración es bifásico.

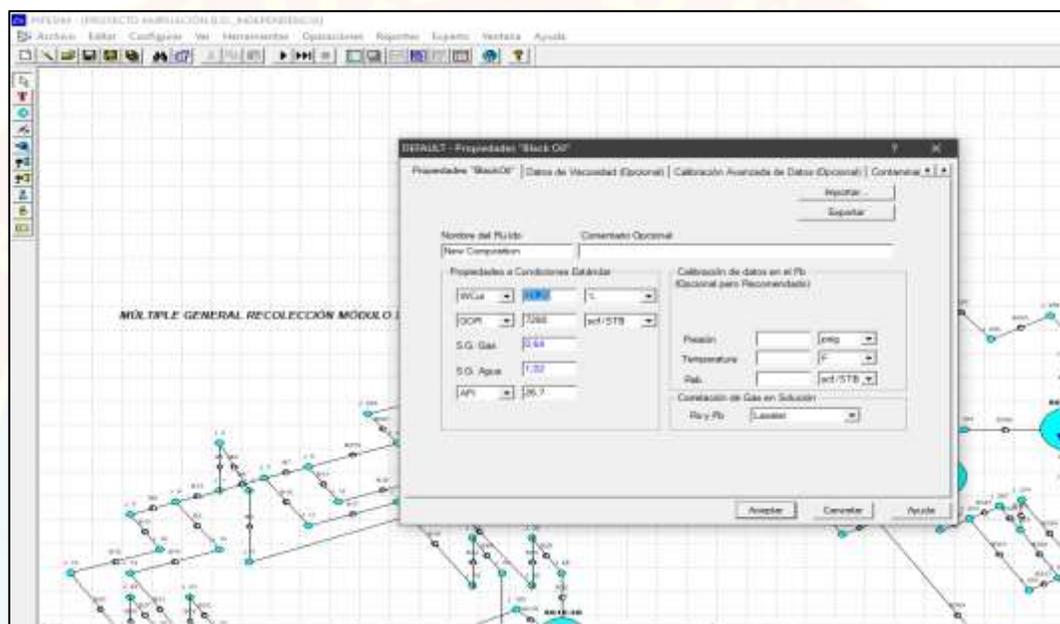


Figura N° 4.10 Configuración 1 de las Propiedades Black Oil

Una vez que se determinó el tipo de flujo, se empleó el paquete de correlaciones de flujo multifásico horizontal de Pipesim, optando por utilizar la correlación de Beggs y Brill. Esta correlación se seleccionó debido a su capacidad para considerar factores como la fracción volumétrica de gas, la velocidad del líquido, la viscosidad y la densidad de los fluidos para calcular propiedades del flujo multifásico, tales como la caída de presión, la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido.

Con esta configuración, el simulador proporcionará una representación visual precisa y detallada de los fenómenos y comportamientos fluidodinámicos dentro del sistema. Al combinar las propiedades del flujo, como el corte de agua y la RGP, con

las condiciones estándar, se obtendrán resultados confiables y útiles para el análisis y la toma de decisiones en el ámbito de ingeniería.

La viscosidad del crudo muerto es un parámetro crítico que afecta el flujo de petróleo y gas en el sistema de producción a través de tuberías y equipos de superficie. Para estimar esta propiedad con mayor precisión y obtener los datos necesarios para llevar a cabo una simulación más realista del comportamiento de los fluidos en el sistema, se utilizó la correlación de Begg & Robinson como se observa en la figura 4.11:

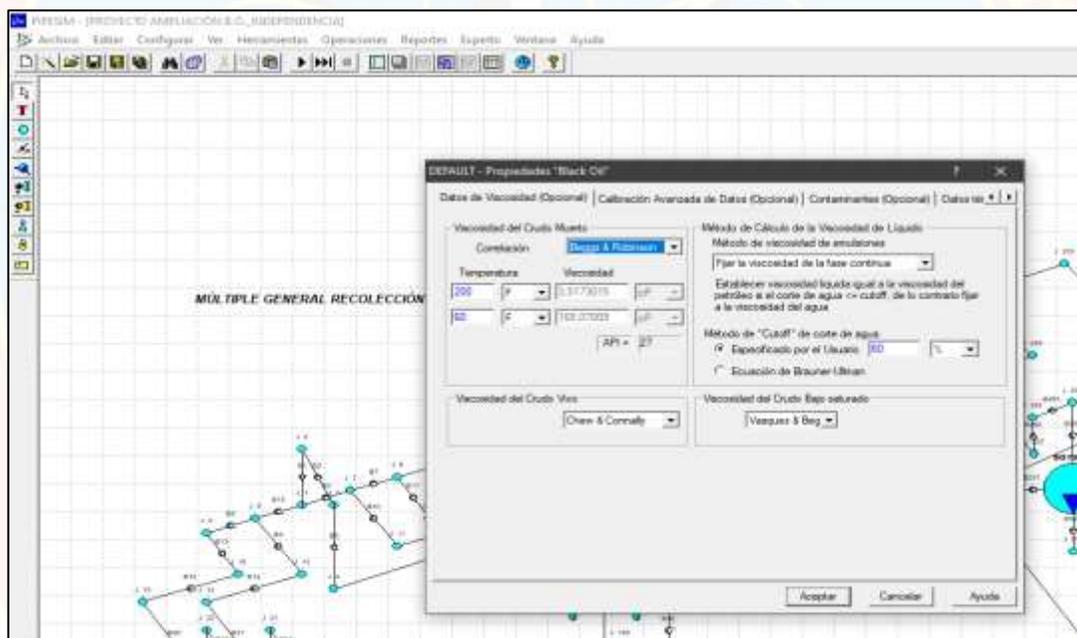


Figura N° 4.11 Configuración 2 de las Propiedades Black Oil

Asimismo, la viscosidad de la fase continua es un parámetro esencial que influye en la resistencia al flujo, la pérdida de presión y otros aspectos del transporte de fluidos en las tuberías. Al fijar la viscosidad en la fase continua, se permite una mejor simulación y modelado de los efectos de la fricción y la caída de presión en el flujo a lo largo de la tubería. Esto garantiza resultados más precisos al considerar

cómo la fase continua, que generalmente es la fase dominante, afecta el comportamiento global del flujo de petróleo y gas en el sistema de producción. Al emplear la correlación de Begg & Robinson, se facilita el cálculo de la viscosidad y su influencia en el rendimiento de los equipos y la distribución de los fluidos.

Una vez que se recopilaron y proporcionaron los datos fundamentales de las propiedades de Black Oil y con el objetivo de obtener una representación clara del módulo X, se optó por utilizar un modelo isométrico como referencia, al hacerlo, se buscaba obtener una visión más completa y comprensiva del funcionamiento y comportamiento del sistema en cuestión.

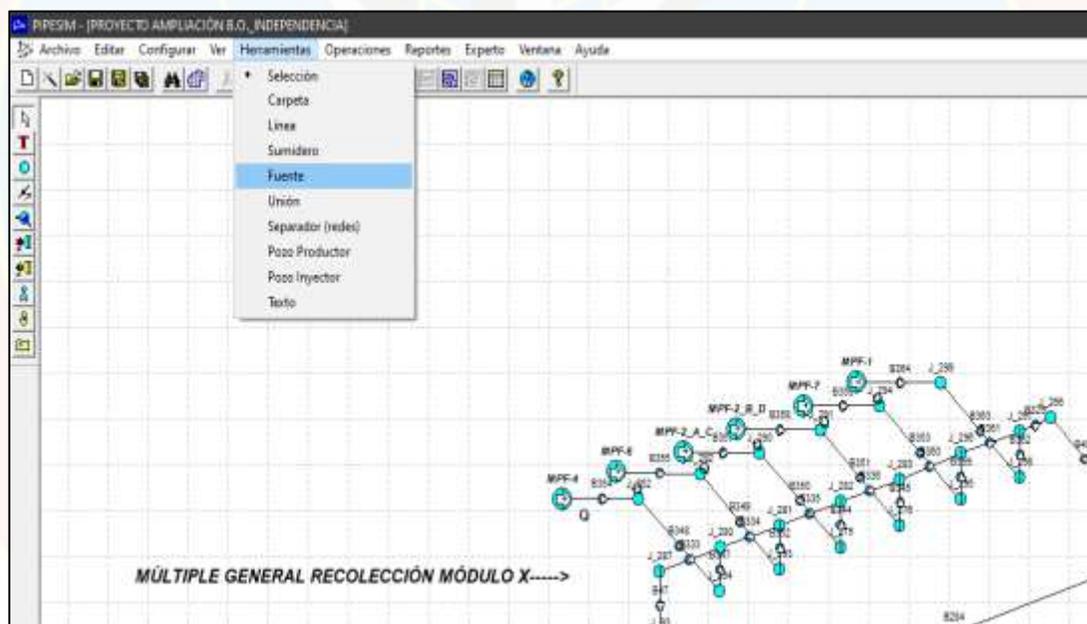


Figura N° 4.12 Modelo Isométrico

Como se puede apreciar en la figura (4.12), para representar a cada uno de los múltiples de producción, tanto los existentes como los que serán incorporados a la ampliación del módulo X, se seleccionó la opción “Fuente” correspondiente en la barra de herramientas, donde se incluyó la producción bruta de los múltiples del

campo 1, 2, 4, 6 y 7 en base a los parámetros extraídos de CENTINELLA. La siguiente información muestra la producción bruta: (cuadro 4.1, figura 4.13):

Cuadro N° 4.1 Producción Bruta de los Múltiples del Campo

| MLPR | CAT | BBPD | BNPD | MMPCND | BLS AGUA | N° POZOS | RGP | % A _{YS} | °API | |
|-------|-----|---------|-------|---------|----------|----------|----------|-------------------|-------|--|
| MPF-1 | 1 | 28249 | 7310 | 93,048 | 20732 | 16 | 10676,84 | 63,69 | 23,58 | |
| MPF-2 | | 37075 | 16187 | 170,127 | 20389 | 39 | 15830,27 | 51,51 | 25,01 | |
| MPF-4 | | 2688 | 2613 | 7,863 | 8 | 3 | 10502,64 | 69,10 | 22,47 | |
| MPF-6 | | 7386 | 4401 | 58,141 | 2849 | 12 | 9801,65 | 42,79 | 26,95 | |
| MPF-7 | | 6120 | 2968 | 38,588 | 3062 | 5 | 13254,23 | 57,64 | 27,41 | |
| | | TOTALES | | | | | PROMEDIO | | | |
| | | 81518 | 33479 | 367,767 | 47040 | 75 | 12013 | 57 | 25 | |

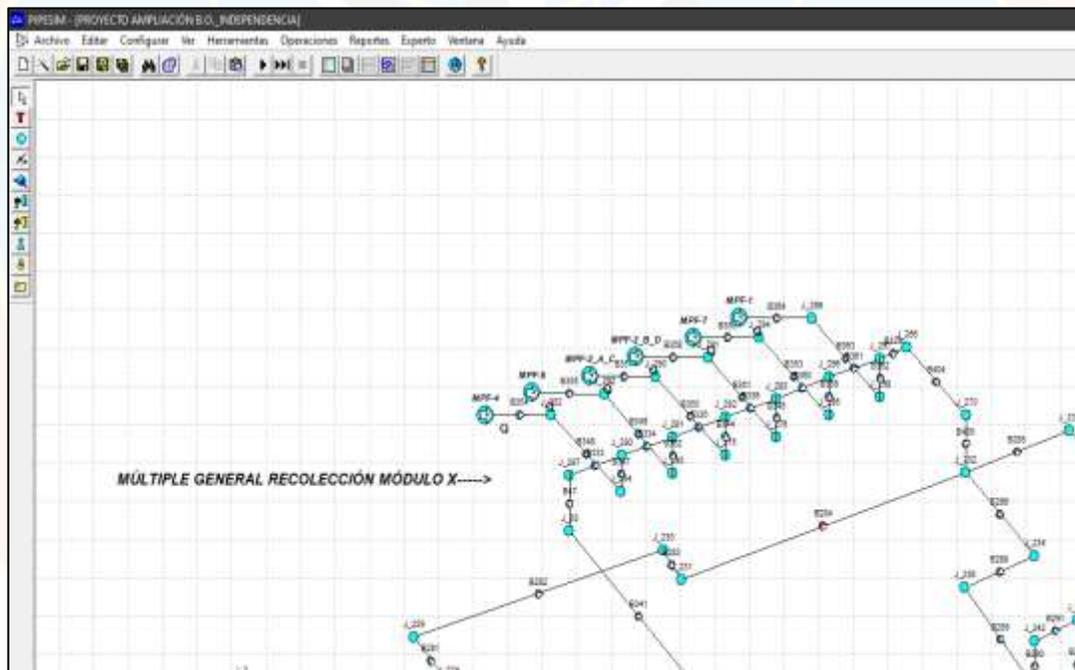


Figura N° 4.13 Múltiple General de Recolección Módulo X

Para optimizar el proceso de separación, se aplicó una eficiencia del 95% en la eliminación parcial de la fase líquida en los separadores. Esta medida se implementó debido a que el objetivo principal es separar y recuperar la corriente líquida deseada.

Una vez realizado este proceso, el crudo que ha sido separado del gas continúa su trayectoria hacia los enfriadores de líquido. La siguiente figura muestra lo descrito (figura 4.14):

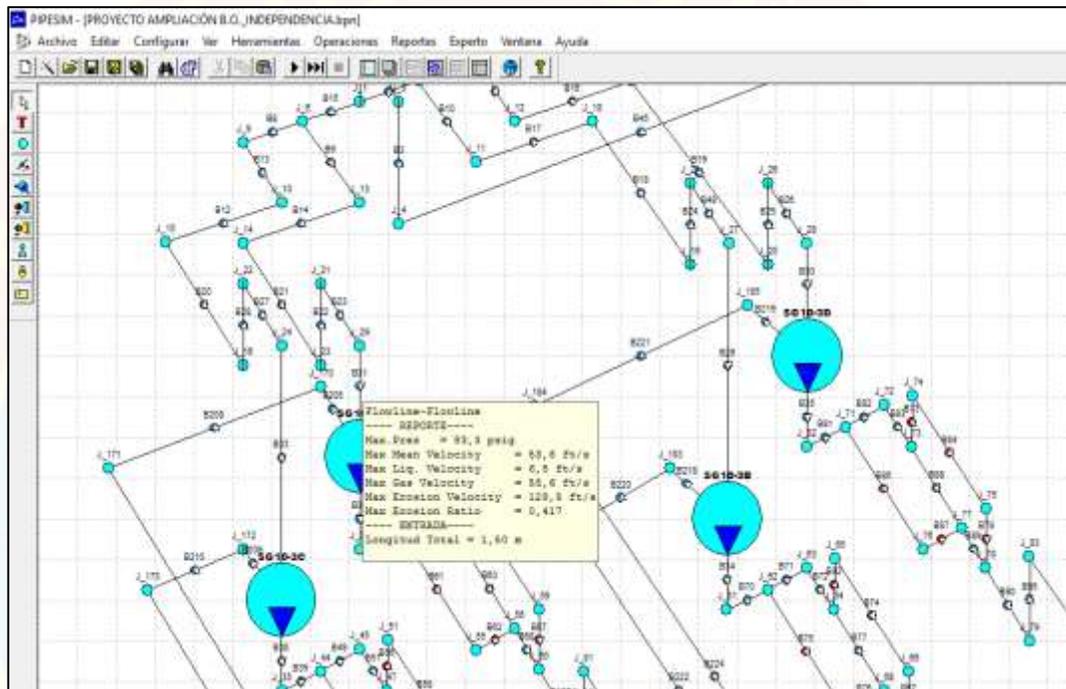


Figura N° 4.14 Entrada al Separador SG10-3A existente

El gas separado sale del separador por la parte superior, ya que tiende a ser menos denso y, por lo tanto, se acumula en la parte superior del equipo.

Este, al ser más ligero, tiene una mayor tendencia a ascender hacia la parte superior del separador, mientras que el líquido más denso se acumula en la parte inferior. A través de este proceso de separación, se logra obtener dos corrientes separadas y purificadas: una corriente de gas y una corriente líquida, que pueden ser dirigidas a sus respectivos destinos para su posterior tratamiento y procesamiento.

Para líneas de gases y vapor, las velocidades típicas para diámetros nominales de tubería entre 12 a 14 pulg es de 80 a 145 pie/seg para un rango de presión entre 150 a 250 lpcm. De igual forma, para diámetros de 16 a 18 pulg la velocidad típica es de 90 a 160 pie/seg para el mismo rango de presión mencionado anteriormente. Esto, en función de la norma PDVSA 90616.1.024 “Dimensionamiento de Tubería”. Estos rangos se visualizan en la simulación de la siguiente figura (4.15):

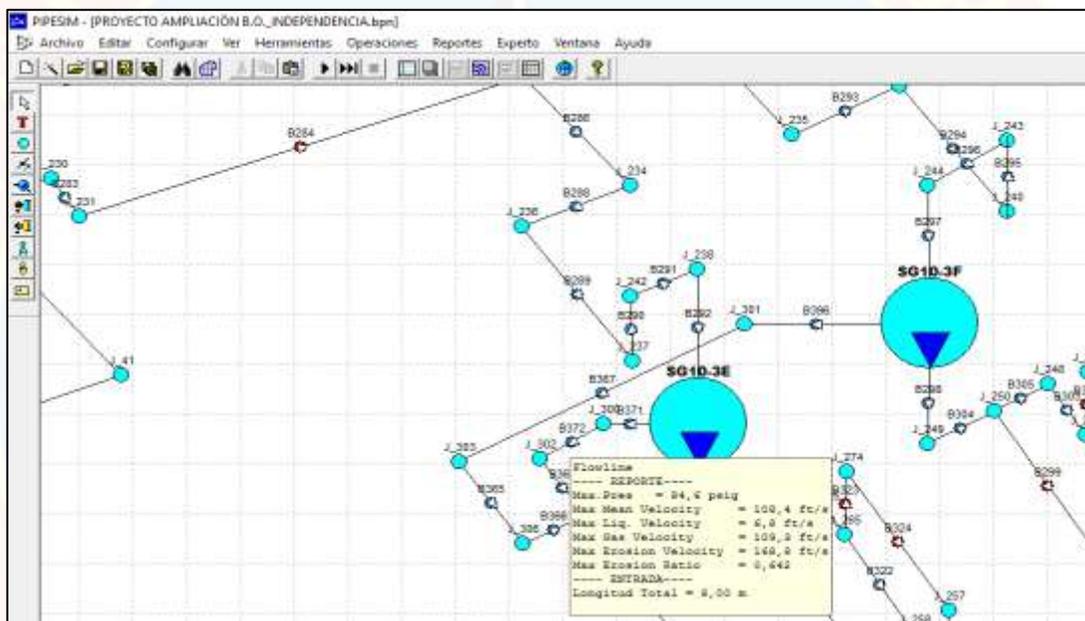


Figura N° 4.15 Salida de Gas del Separador SG10-3E ampliación

El líquido separado, debido a su mayor densidad, se direcciona naturalmente hacia la parte inferior del separador. Desde allí, el líquido es dirigido a los depuradores de líquido, donde se lleva a cabo un proceso de purificación adicional para eliminar cualquier impureza o contaminante presente en el líquido separado. Tal como se muestra en los datos de la siguiente imagen (figura 4.16):

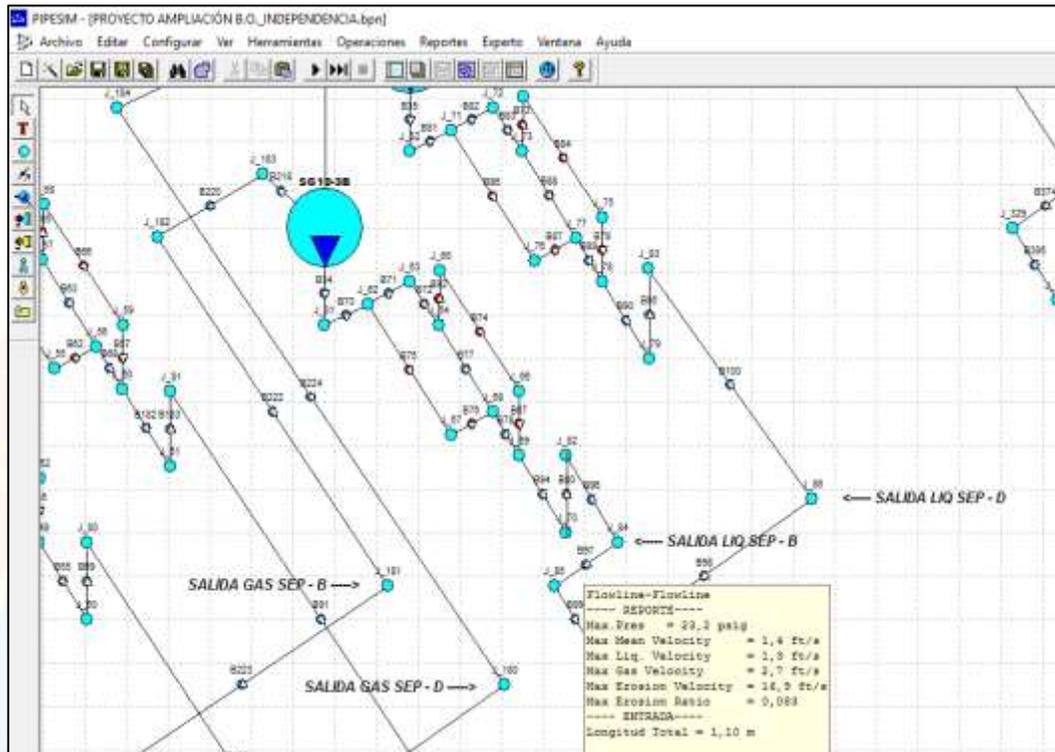


Figura N° 4.16 Salida de Líquido del Separador SG10- 3B Existente

Para las tuberías de líquidos, la velocidad como recomendación general es de 5 a 15 pie/seg, siendo para un flujo laminar de 4 a 5 pie/ seg. Cabe resaltar que para flujo turbulento esa velocidad dependerá de la densidad, siendo para 100 lb/pie^3 , una velocidad de 5 a 8 pie/seg, para 50 lb/pie^3 , una velocidad de 6 a 10 pie/seg, y para una densidad de 20 lb/pie^3 , una velocidad de 10 a 15 pie/seg.

La norma mencionada anteriormente también estipula que la caída de presión para tuberías en líquidos en servicio de proceso y equipos es de 4 lpcm/100 pie como recomendación general. Los datos señalados son evidenciados en la figura 4.17:

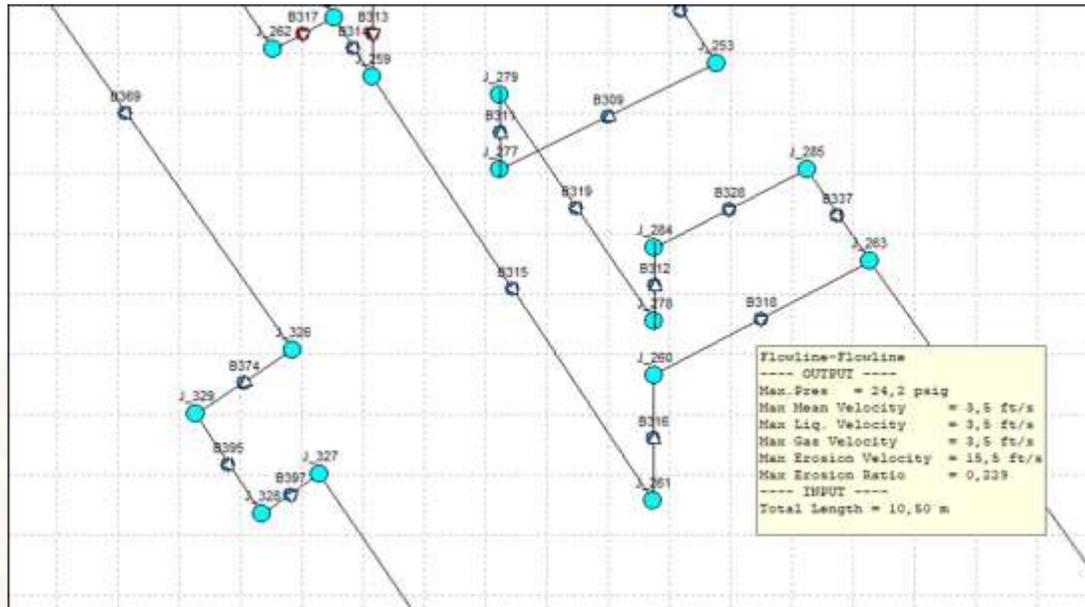


Figura N° 4.17 Salida de Líquido del Separador SG10- 3B existente

Debido a la falta de una válvula de control en los accesorios de PipeSim, se tomó la decisión de implementar un choke o estrangulador para el control del flujo en el sistema, ya que es un dispositivo utilizado para regular el flujo de fluidos en tuberías y equipos de producción en la industria del petróleo y gas.

El choke se coloca en la línea de producción y se utiliza para ajustar la tasa de flujo del fluido, lo que permite mantener una presión y caudal específicos dentro de los límites deseados. Al restringir la sección transversal de la tubería, el choke crea una caída de presión y controla la velocidad del flujo.

Una de las principales ventajas del uso de este accesorio es su capacidad para mantener un flujo constante y controlado incluso ante variaciones en la presión del yacimiento o en las condiciones operativas. Esto es especialmente relevante en la producción de petróleo y gas, donde las condiciones de flujo pueden cambiar con el tiempo.

Es importante destacar que, aunque PipeSim no cuente con una válvula de control directamente en sus accesorios, el uso del choke como una alternativa ofrece una solución efectiva para controlar el flujo de fluidos en el sistema de producción. Para observar la entrada al depurador esta la siguiente imagen (figura 4.18):

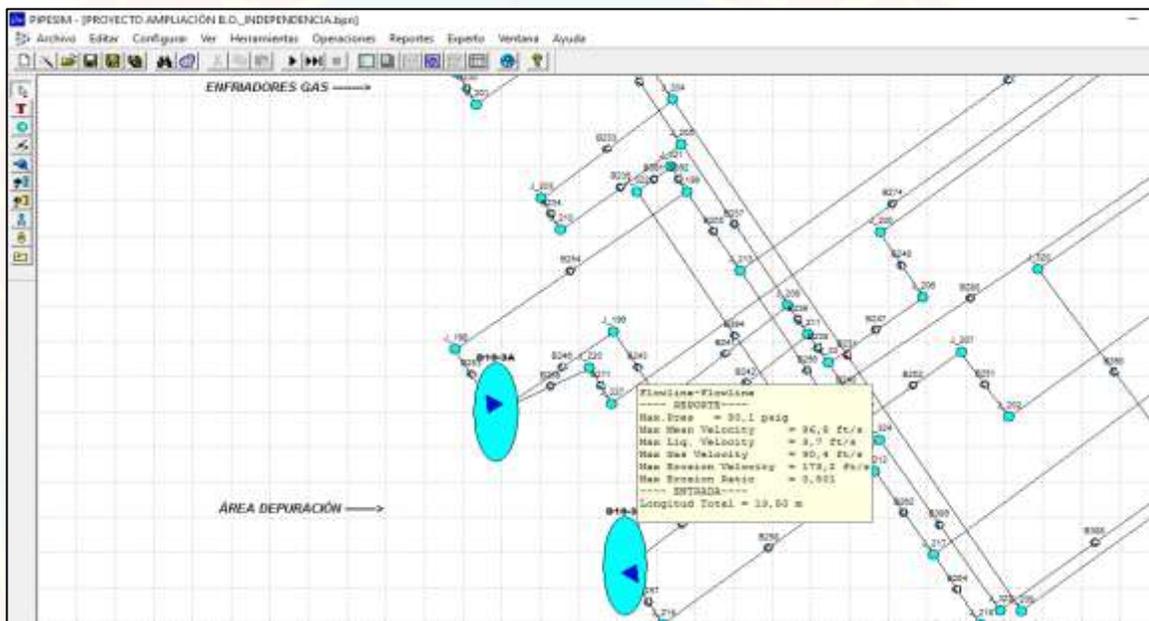


Figura N° 4.18 Entrada al Depurador D10-3A existente

Después de pasar por los depuradores de líquido, el líquido ya purificado y tratado es conducido hacia los tanques de almacenamiento. Estos tanques de almacenamiento son esenciales para mantener el líquido separado en un lugar seguro y controlado antes de ser sometido a procesos adicionales o ser transportado hacia su destino final. La simulación muestra los siguientes estados (figura 4.19 y 4.20):

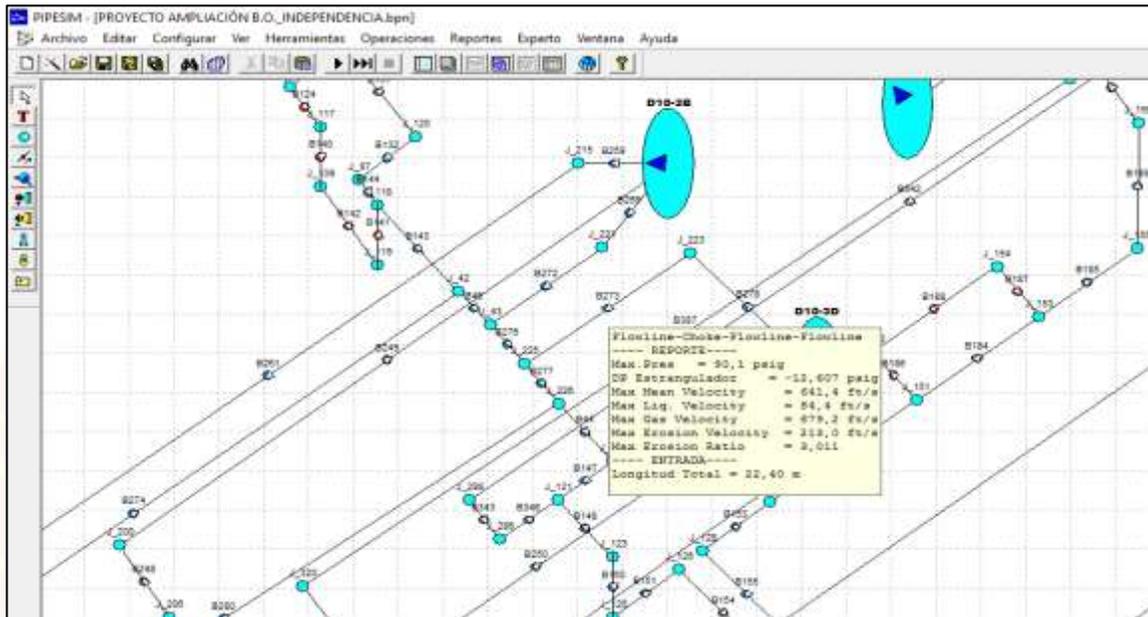


Figura N°4.19 Salida de Líquido del Depurador D10-3D Existente

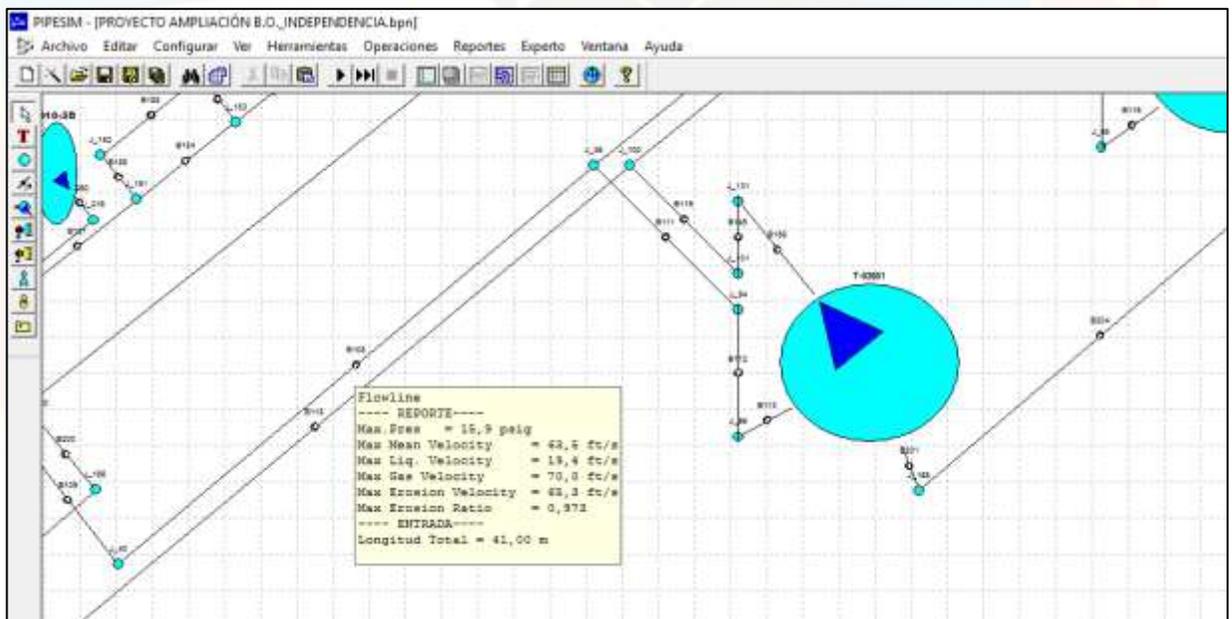


Figura N° 4.20 Cañón Entrada a los Tanques Atmosféricos

Después de completar con éxito la simulación hidráulica del módulo X y su posterior ampliación, se seleccionó intervalos específicos para llevar a cabo un

análisis del sistema y evaluar su comportamiento. En este análisis, se puso especial énfasis en estudiar las velocidades permisibles en las tuberías, dado que estas velocidades pueden variar significativamente en función de diversos factores claves.

Entre los elementos que influyen en las velocidades permisibles en las tuberías, se encuentran el tipo de fluido que fluye a través del sistema, el diámetro de las tuberías utilizadas, la presión de operación presente en el sistema y las especificaciones del material de construcción de las tuberías.

Es fundamental destacar que el estudio de las velocidades permisibles en las tuberías es de vital importancia para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente del módulo X y su ampliación. Exceder las velocidades permisibles puede tener consecuencias negativas, como la corrosión acelerada de las tuberías, la erosión de la superficie interna, la formación de cavidades o incluso problemas de ruido y vibración en el sistema.

La velocidad del líquido no debe exceder al permisible, que es el 80% de la erosional, la caída de presión aceptada por norma es de 4 lpcm/100 pies de tubería para líquidos y para gases 0,5 lpcm/100 pies.

Estos lineamientos han proporcionado directrices valiosas para determinar las velocidades permisibles apropiadas en función de las características específicas del módulo X y las condiciones operativas de su expansión.

La selección cuidadosa de intervalos de análisis y la consideración meticulosa de todos estos factores han permitido obtener un panorama completo de las velocidades permisibles en las tuberías del sistema. Los resultados de la simulación por Pipesim de la evaluación hidráulica se demuestran en el cuadro N° 4.2:

Cuadro N° 4.2 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 (flujo).

| EVALUACIÓN HIDRÁULICA A TRAVÉS DE PIPESIM V.2009 | | | | | |
|---|--|--|------------------------------|------------------------|--------------|
| INTERVALOS | | PROYECTO | | | |
| | | IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL | | | |
| | | Diámetro Nominal (pulg) | Distancia Total (pie) | Patrón de Flujo | |
| Fluido: Mezcla | Línea Entrada al Múltiple General M-X | -- | 16 | 37,73 | Anular |
| | Línea entre Múltiple y Cañón de Distribución | EXISTENTE | 30 | 318,9 | Anular |
| | | NUEVO | 24 | 146 | Segregado |
| | Línea Entrada a Separadores | EXISTENTE | 20 | 108,02 | Transitorio |
| NUEVO | | 24 | 96,78 | Transitorio | |
| Fluido: Gas | Línea Salida Gas Separadores | EXISTENTE | 16 | 46,92 | Distribuido |
| | | NUEVO | 16 | 40,03 | Distribuido |
| | Línea de Entrada a Depuradores | EXISTENTE | 16 | 341,54 | Distribuido |
| | | NUEVO | 16 | 295,93 | Distribuido |
| Fluido: Líquido | Salida de Líquidos de Separadores | EXISTENTE | 10 | 102,85 | Burbuja |
| | | NUEVO | 10 | 117,62 | Intermitente |
| | Cañón Enfriadores Líquido | -- | 20 | 28,87 | Transitorio |
| | Cañón Entrada a Tanques | -- | 20 | 652,23 | Intermitente |
| | Salida de Líquidos de Depuración | EXISTENTE | 2 | 76,77 | Distribuido |
| | | NUEVO | 2 | 74,15 | Anular |

Se puede observar en el cuadro N° 4.2 que los patrones de flujo de las tuberías varían según el tipo de fluido que transportarán. Las tuberías que transportarán gas tendrán un patrón de flujo distribuido, mientras que las tuberías que transportarán líquido tendrán un patrón de flujo transitorio o anular.

Cuadro N° 4.3 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 para la mezcla (Velocidades en la mezcla).

| EVALUACIÓN HIDRÁULICA A TRAVÉS DE PIPESIM V.2009 | | | | | | | | |
|---|--|-----------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------|------------------------------|-------------------------|
| INTERVALOS | | | PROYECTO | | | | | |
| | | | IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL | | | | | |
| | | | Máx. Mean Velocity (ft/s) | Velocidad de Diseño (pie/seg) | Velocidad Erosional (pie/seg) | ΔP (lpcm) | ΔP Máx. (Lpc/100 pie) | ΔP (Lpc/100 pie) |
| Fluido: Mezcla | Línea Entrada al Múltiple General M-X | -- | 84,1 | 98,16 | 122,7 | 0,4 | 4 | 1,06 |
| | Línea entre Múltiple y Cañón de Distribución | EXISTENTE | 87,7 | 102,08 | 127,6 | 1 | 4 | 0,31 |
| | | NUEVO | 46,6 | 81,52 | 101,9 | 0,1 | 4 | 0,07 |
| | Línea Entrada a Separadores | EXISTENTE | 53,6 | 102,8 | 128,5 | 1,5 | 4 | 1,39 |
| | | NUEVO | 47,9 | 81,84 | 102,3 | 0,8 | 4 | 0,83 |

Los resultados obtenidos para los diferentes tramos de tubería, se presentan en el cuadro N° 4.3 donde se puede observar que las velocidades de la mezcla no sobrepasan las velocidades de diseño establecido en la Norma PDVSA L-TP-1.5 “Cálculo Hidráulico de Tuberías”. Así mismo, la caída de presión no supera lo establecido por la norma mencionada anteriormente.

A continuación, se muestran los resultados evaluados a Nivel de Gas, específicamente en las líneas de salida de gas de los separadores y entrada a los depuradores (cuadro N° 4.4).

Cuadro N° 4.4 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 (Velocidades del Gas).

| EVALUACIÓN HIDRÁULICA A TRAVÉS DE PIPESIM V.2009 | | | | | | | | |
|--|--------------------------------|-----------|--|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| INTERVALOS | | | PROYECTO | | | | | |
| | | | IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL | | | | | |
| | | | Máx. Gas Velocity (ft/s) | Velocidad de Diseño (pie/seg) | Velocidad Erosional (pie/seg) | ΔP (lpcm) | ΔP Máx. (Lpc/100 pie) | ΔP (Lpc/100 pie) |
| Fluido: Gas | Línea Salida | EXISTENTE | 84,8 | 136,32 | 170,4 | 0,2 | 0,5 | 0,43 |
| | Gas Separadores | NUEVO | 109,3 | 135,04 | 168,8 | 0,15 | 0,5 | 0,37 |
| | Línea de Entrada a Depuradores | EXISTENTE | 90,4 | 138,56 | 173,2 | 1,6 | 0,5 | 0,47 |
| | | NUEVO | 117 | 138,08 | 172,6 | 1,4 | 0,5 | 0,47 |

Los resultados obtenidos para los diferentes tramos de tubería, se presentan en el cuadro N° 4.4 donde se puede observar que las velocidades del gas no sobrepasan las velocidades de diseño establecido en la Norma PDVSA L-TP-1.5 “Cálculo Hidráulico de Tuberías”. Así mismo, la caída de presión no supera lo establecido por la norma mencionada anteriormente.

Con respecto a las Líneas de Transferencia de líquido, se muestran los resultados evaluados en el siguiente cuadro (N°4.5):

Cuadro N°4.5 Resultados de la Evaluación Hidráulica a través de PIPESIM V2009 para el líquido (Velocidades del líquido).

| EVALUACIÓN HIDRÁULICA A TRAVÉS DE PIPESIM V.2009 | | | | | | | | |
|--|-----------------------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------------------|--------------------------|------|
| INTERVALOS | | PROYECTO | | | | | | |
| | | IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL | | | | | | |
| | | Máx. Liq. Velocity (ft/s) | Velocidad de Diseño (pie/seg) | Velocidad Erosional (pie/seg) | ΔP (lpcm) | ΔP Máx. (Lpc/100 pie) | ΔP (Lpc/100 pie) | |
| Fluido: Líquido | Salida de Líquidos de Separadores | EXISTENTE | 1,3 | 13,52 | 16,9 | 4 | 4 | 3,89 |
| | | NUEVO | 3,5 | 12,4 | 15,5 | 4,5 | 4 | 3,83 |
| | Cañón Enfriadores Líquido | -- | 1,1 | 13,52 | 16,9 | 0,5 | 4 | 1,73 |
| | Cañón Entrada a Tanques | -- | 19,4 | 52,24 | 65,3 | 5,7 | 4 | 0,87 |
| | Salida de Líquidos de Depuración | EXISTENTE | 84,4 | 170,4 | 213 | 2,4 | 4 | 3,13 |
| | | NUEVO | 137,5 | 132,64 | 165,8 | 3,1 | 4 | 4,18 |

Como se observa en el cuadro N° 4.5 en los resultados obtenidos para los diferentes tramos de tubería, se puede observar que las velocidades del líquido no sobrepasan las velocidades de diseño establecido en la Norma PDVSA L-TP-1.5 “Cálculo Hidráulico de Tuberías”. Así mismo, la caída de presión no supera lo establecido por la norma mencionada anteriormente. Por lo tanto, se puede manejar la producción total de los múltiples fluyendo al mismo tiempo, sin afectar su integridad mecánica.

Sin embargo, hay una excepción en el caso específico de la nueva línea de salida de líquidos de los depuradores, donde la velocidad del líquido supera la

velocidad de diseño establecida. Así mismo, la caída de presión para el mismo tramo ha registrado un valor de 4,18 lpc/100 pie, ligeramente por encima del límite determinado por la norma para casos de diseño. Aunque este valor excede ligeramente el umbral recomendado, es importante observar que sigue estando en un rango aceptable y cercano al límite permisible.

Los resultados de la simulación han demostrado estar en consonancia con este requisito para las líneas preexistentes, lo que indica un cumplimiento satisfactorio en términos de seguridad y eficiencia en el sistema.

Gracias a este estudio detallado, se ha asegurado que el diseño del módulo X y su ampliación cumple con las especificaciones técnicas requeridas, garantizando un funcionamiento seguro y eficiente de las tuberías en todo momento.

4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X.

Una vez que se ejecutaron las simulaciones de las líneas de flujo de los diferentes pozos productores de petróleo ubicados en el campo El Furrial Este, y que alimentarán a los múltiples hasta el módulo X, se llevó a cabo un estimado de costo clase II, la cual fue solicitada a la Gerencia de Ingeniería de Costos. Este tipo de estimación se caracteriza por su nivel de precisión y confiabilidad suficiente para la obtención de fondos necesarios en la ejecución del proyecto.

El estimado de costo se fundamentó en especificaciones de diseño completas (Ingeniería de Básica) y la cantidad de horas de trabajo necesarias (H-H), a fin de ejecutar la ingeniería de detalles, procura, construcción y arranque del proyecto, dando como resultado una inversión inicial de 16.379.363,00\$.

Al estar construyéndose una instalación con características y tamaño similar a una ya existe, en este caso al módulo X, la cantidad de información se reduce significativamente ya que, se cuenta con la data de calidad del proyecto ya ejecutado.

Finalmente se elaboró una evaluación económica mediante el uso de una herramienta interna de PDVSA desarrollada por la Gerencia de Ingeniería de Costo, y así determinar la rentabilidad del proyecto, para ello se consideraron dos indicadores económicos fundamentales: el valor presente neto (VPN) el cual según especificaciones de PDVSA debe ser mayor a 0 y la tasa interna de retorno (TIR), para que la propuesta sea económicamente rentable. El siguiente cuadro (4.6) muestra los datos obtenidos por medio de los indicadores.

Cuadro N°4.6. Indicadores económicos

| TIR | VPN | TIRM |
|---------------|----------------------------|-------------|
| 60,16% | Bs 6.547.816.939,61 | 52% |

En la determinación de los indicadores económicos, se tomó en cuenta que el horizonte económico para PDVSA es de 20 años, la producción proyectada es de 45,000 barriles por día, un precio estimado de \$60 por barril, una tasa referencial del 12% para evaluaciones económicas de PDVSA, y la necesidad de llevar a cabo un mantenimiento mayor cada dos años después del inicio del proyecto, representando el 20% de la inversión inicial.

Por lo tanto, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa referencial para evaluaciones económicas de PDVSA, que es del 12%, haciendo el proyecto es aceptable.

El valor presente neto (VPN) es mayor que cero, por lo tanto, el proyecto es factible según especificaciones de PDVSA.

El proyecto es rentable ya que TIRM es mayor que la tasa de interés referencial para evaluaciones económicas de PDVSA.

El análisis financiero detallado revela que la Tasa Interna de Retorno (TIR) supera significativamente la tasa de referencia establecida. Este hecho sustenta la viabilidad del proyecto en cuestión, ya que indica que la inversión generará un retorno económico superior al coste de oportunidad de los fondos invertidos.

Asimismo, el Valor Presente Neto (VPN) muestra un saldo positivo, lo que implica que los flujos de efectivo descontados en el tiempo superan la inversión inicial requerida. Esta situación refuerza la certeza de que el proyecto es económicamente viable y contribuirá al incremento de los recursos financieros en comparación con alternativas de inversión menos favorables.

No debe pasarse por alto que la TIR del proyecto, al sobrepasar la tasa de referencia, ratifica su atractivo en términos de rentabilidad. Este resultado subraya la perspectiva de generar ganancias considerables a lo largo de su vida útil, lo que no solo garantiza la recuperación de la inversión inicial, sino que también sugiere la posibilidad de obtener beneficios adicionales.

En resumen, el proyecto en cuestión se posiciona como una elección estratégica desde el punto de vista financiero. La combinación de una TIR robusta, un VPN positivo y una rentabilidad demostrada respalda de manera concluyente su viabilidad y su potencial para generar retornos financieros favorables.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

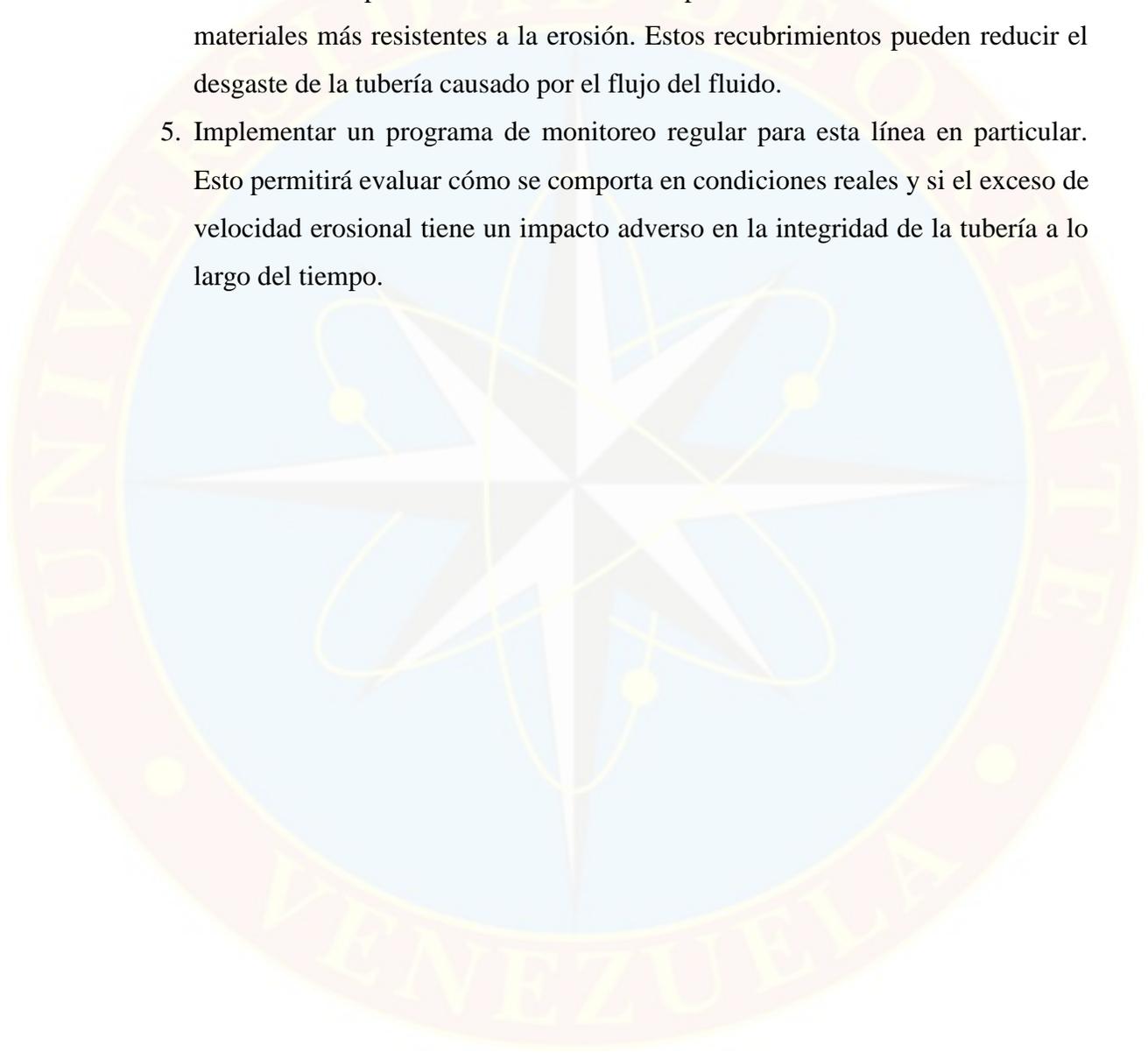
5.1 CONCLUSIONES

- Con la construcción de la ampliación del Módulo X se garantizará la capacidad de manejo de la producción de 75 MBD y 200 MMPCND.
- Los resultados obtenidos de la simulación han demostrado ser altamente favorables en relación con el factor de velocidad erosional.
- El exceso leve de la velocidad erosional en la nueva línea de salida de líquidos de los depuradores no parece representar una amenaza crítica para la seguridad o la operación del sistema en su conjunto.
- Se resalta que la TIR del proyecto es atractiva en términos de rentabilidad y que se espera generar ganancias considerables a lo largo de su vida útil. Esto implica que no solo se recuperará la inversión inicial, sino que también existe la posibilidad de obtener beneficios adicionales.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Revisar minuciosamente el diseño de la nueva línea de salida de líquidos de los depuradores. Esto incluye verificar los cálculos hidráulicos, las especificaciones del material de la tubería y cualquier otro parámetro relevante. Asegurarse de que no haya errores en los cálculos o suposiciones que podrían estar influyendo en la velocidad erosional.
2. Reducir la velocidad del fluido en la tubería. Esto se puede lograr ajustando la presión de operación o modificando el diámetro de la tubería para que se mantenga dentro de los límites aceptables.

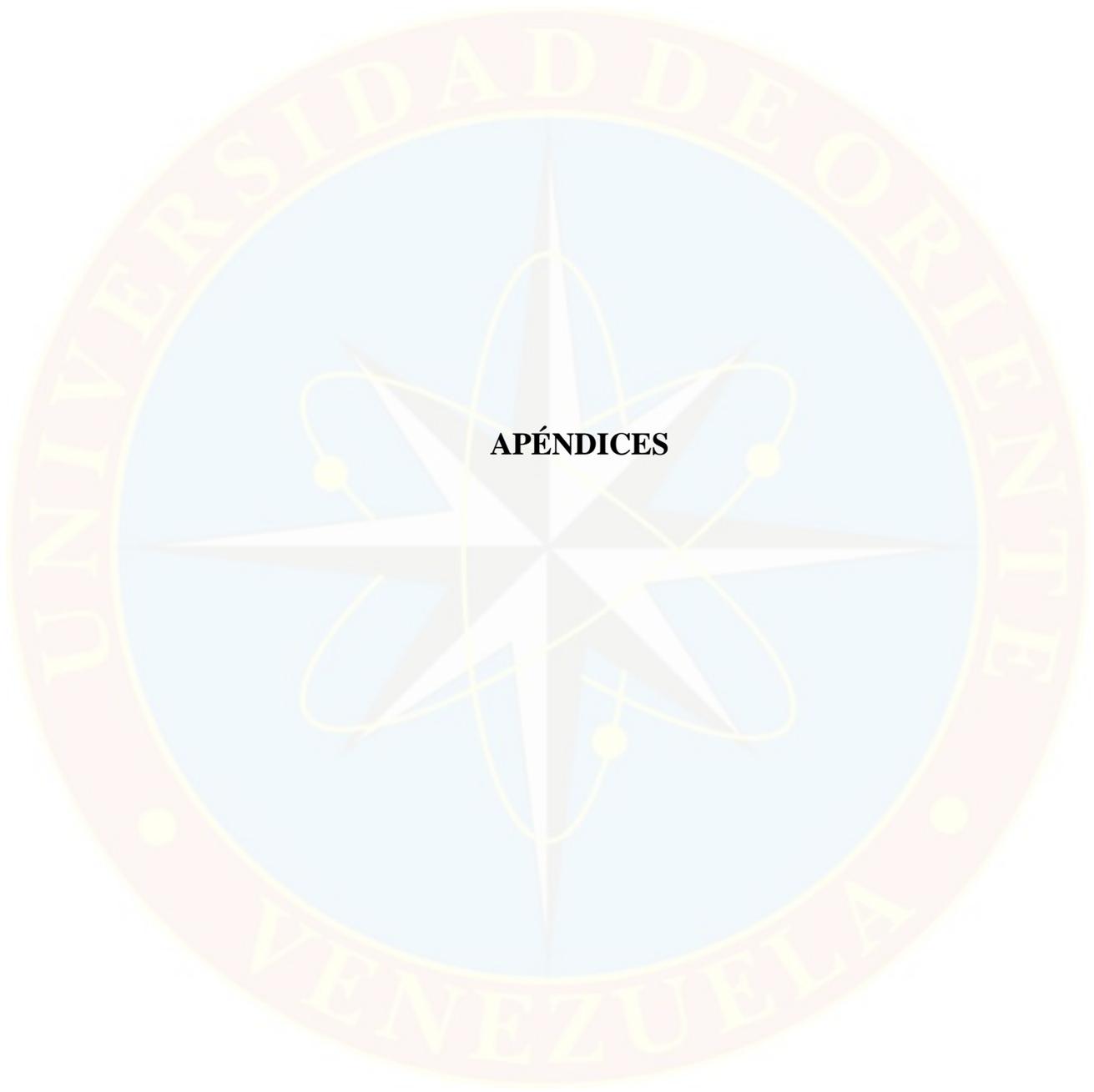
3. Evaluar la posibilidad de modificar la trayectoria de la tubería. Cambiar la dirección del flujo o introducir elementos que ayuden a suavizar el flujo, como curvas más suaves o deflectores, puede disminuir la velocidad erosional.
4. Considerar la aplicación de recubrimientos protectores en la tubería o el uso de materiales más resistentes a la erosión. Estos recubrimientos pueden reducir el desgaste de la tubería causado por el flujo del fluido.
5. Implementar un programa de monitoreo regular para esta línea en particular. Esto permitirá evaluar cómo se comporta en condiciones reales y si el exceso de velocidad erosional tiene un impacto adverso en la integridad de la tubería a lo largo del tiempo.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, F. (2016). El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica (7º ed.). Caracas, Venezuela: Episteme.
- Corpoven S.A. (1995). Evaluación Económica de Proyecto, Gerencia General de Finanzas, Caracas, Venezuela.
- Economices M, Watters L, y Dunn-Norman S (1997). Petroleum Well Construction, Editorial Offices, New York.
- Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Segunda edición. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro data S.A.
- García-Golzález, J.M. et al. "La simulación de procesos en ingeniería química", Revista Investigación Científica, Vol. 4, No. 2, Nueva época. Mayo -Agosto 2008.
- GARCÍA, J. (2019) "Diseño de un sistema simulador físico de flujo multifásico para reproducir condiciones de flujo semejantes a las reales". Tesis para obtener el grado de maestro en manufactura avanzada. Centro de Investigación Avanzada CIATEQ, Tabasco México.
- Gonzales, J (2007). Ingeniería de producción (Documento Técnico). Gerencia de desarrollo de yacimientos, PDVSA. Maturín, Venezuela.
- Kham, K. (2009). Estado actual del plan de explotación del Campo El Furrial (Informe Técnico). Gerencia de desarrollo yacimientos, PDVSA. Maturín Venezuela.
- López, J. Rodríguez, E. Jiménez, S. (2020). "Ampliación de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en planta San Fernando". Trabajo de Grado de la Facultad de Ciencias Sociales y Empresariales especialización en Gerencia de Proyectos Bogotá. Universidad Piloto de Colombia.
- Maldonado José Ángel. (2014). Fundamentos de gestión de proyectos.

- Mannucci, J. (1980). Caracterización física de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Mannyron Consultores.
- Greene, R. W. (s.f.). fluidos, compresores y bombas.
- Marcel Latil, C. (1980). Enhanced Oil Recovery. Books on Demand.
- Mario Arrieta, (2010). Estaciones de flujo. UNEFA.
- MARTINEZ, Marcias J. (1994). Ingeniería de gas, principios y aplicaciones. Maracaibo. Venezuela.
- PDVSA. (1994) “Cálculo Hidráulico de Tuberías”. Petróleos de Venezuela S.A. Manual.
- PDVSA. (1996) “Manual de Diseño de Proceso. Flujo Bifásico Líquido - Vapor”. Petróleos de Venezuela S.A.
- Rojas, R. (2018). Factibilidad técnico-económica de la aplicación de alternativas tecnológicas para la producción de pozos de gas condensado en el campo Orocuai, distrito Furrial (Tesis de Grado). Universidad de Oriente. Monagas, Venezuela.
- Shirley Marfisi y Jean Louis Salager (2019). DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Principios y Tecnología. Universidad de los Andes. Mérida.
- SILVA, Julio (2001). Transporte de momento para Ingenieros de Procesos. Universidad de Carabobo. Valencia.
- Villalba Meneses, Dave Santiago (2020). Estudio técnico – económico para la optimización de la producción, mediante análisis nodal a través del software pipesim, en el campo Oso, del bloque 7. Universidad Central Del Ecuador.



APÉNDICES

APÉNDICE A

Parámetros Explotación de Recursos

Basados en los parámetros (página 10) de la explotación de los recursos presentes en el Campo El Furrial. A continuación, se presentan una serie de tablas que reflejan los datos (cuadros A1, A2, A3, A4, A5):

Cuadro N° A1 Pozos asociados al MPF-1

| POZO | SARITA | CAT | FECHA PRBA | COND | 98PD | 9NPD | GAS TOT | BLSAGUA | 8GP | RED | % AYS | ° AP | Pcab | Pfin | Trab |
|---------|--------|-----|------------|------|------|------|---------|---------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| FUL0120 | X | 1 | 06/06/2023 | A | 339 | 97 | 1344 | 237 | 5608 | 917 | 80 | 24,6 | 520 | 200 | 170 |
| FUL 30 | X | 1 | 14/06/2023 | A | 664 | 291 | 1771 | 359 | 2306 | 7/16" | 60 | 28,3 | 440 | 180 | 110 |
| FUL0139 | X | 1 | 27/06/2023 | A | 256 | 40 | 4330 | 215 | 28250 | 5/8" | 84 | 19,2 | | 500 | 96 |
| FUL 4 | X | 1 | 05/06/2023 | A | 2946 | 670 | 6132 | 2239 | 4376 | 2" | 79 | 27,2 | 500 | 280 | 190 |
| FUL0095 | X | 1 | 05/07/2023 | D | 1346 | 367 | 8823 | 969 | 11779 | 1" | 72 | 25 | 700 | 300 | 150 |
| FUL 74 | X | 1 | 16/06/2023 | A | 4484 | 1028 | 6319 | 3408 | 3715 | 1" | 72 | 22,5 | 740 | 300 | 200 |
| FUL0098 | X | 1 | 03/07/2023 | A | 548 | 491 | 3933 | 28 | 8010 | 5/16" | 5,2 | 30 | 1250 | 200 | 110 |
| FUL0109 | X | 1 | 12/06/2023 | A | 1596 | 605 | 8925 | 958 | 13926 | 0" | 60 | 28 | 900 | 220 | 154 |
| FUL0128 | X | 1 | 02/07/2023 | A | 505 | 384 | 3757 | 121 | 2080 | 3/4" | 24 | 27,3 | 350 | 250 | 92 |
| FUL0129 | X | 1 | 04/06/2023 | A | 1585 | 60 | 3761 | 1531 | 9350 | 5/8" | 74 | 26,7 | 1200 | 240 | 128 |
| FUC0066 | X | 1 | 07/06/2023 | A | 1567 | 386 | 4680 | 1160 | 4611 | 1" | 72 | 26,2 | 680 | 250 | 166 |
| FUL0116 | X | 2 | 23/05/2023 | A | 472 | 18 | 1546 | 453 | 30333 | 3/8" | 98 | 26,7 | 450 | | 72 |
| FUL0117 | X | 1 | 11/06/2023 | A | 1266 | 241 | 7076 | 1013 | 18158 | 7/8" | 80 | 22,9 | 580 | 360 | 140 |
| FUL 9 | S | 1 | 26/06/2023 | A | 547 | 245 | 2086 | 295 | 2392 | 3/8" | 54 | 23 | 1000 | 240 | 88 |
| FUL 59 | X | 1 | 20/06/2023 | A | 897 | 205 | 3173 | 682 | 5722 | 7/16" | 78 | 20,6 | 450 | 200 | 185 |
| FUL0107 | X | 1 | 12/06/2023 | A | 2577 | 302 | 9747 | 2268 | 19030 | 3/4" | 90 | 24,2 | 480 | 250 | 126 |
| FUL0104 | X | 1 | 21/06/2023 | A | 3997 | 624 | 12651 | 3357 | 14345 | 1" | 84 | 20,6 | 960 | 300 | 186 |
| FUL0138 | X | 1 | 19/06/2023 | A | 4248 | 807 | 9528 | 3398 | 5611 | 0" | 80 | 24 | 500 | 440 | 205 |
| FUL0143 | X | 1 | 25/06/2023 | A | 376 | 362 | 1467 | 4 | 3224 | 5/16" | 0,8 | 30,6 | 820 | 190 | 64 |

Fuente: Autora (2023).

Cuadro N° A2 Pozos asociados al MPF-2

| POZO | SARTA | CAT | FECHA PRBA | COND | BNPD | UNPD | GAS TOT | BS AGUA | BNP | RED | %AYS | *AM | Prod | Fluj | Turb |
|---------|-------|-----|------------|------|------|------|---------|---------|-------|--------|------|------|------|------|------|
| FUL0119 | X | 1 | 30/05/2023 | A | 130 | 58 | 13470 | 70 | 99999 | 1" | 54 | 16,6 | 600 | 300 | 144 |
| FUL0121 | X | 1 | 06/07/2023 | A | 294 | 188 | 10808 | 100 | 57489 | 15/16" | 34 | 45,3 | 500 | 300 | |
| FUC0062 | X | 1 | 17/06/2023 | A | 410 | 381 | 1385 | 7 | 3635 | 3/8" | 1,8 | 30,3 | 1000 | 120 | 100 |
| FUC0063 | X | 1 | 11/06/2023 | A | 2669 | 1283 | 3113 | 1335 | 5491 | 1" | 48 | 26,2 | 580 | 340 | 180 |
| FUL0117 | X | 1 | 27/05/2023 | A | 331 | 297 | 1382 | 26 | 613 | 1/2" | 7 | 14,7 | 390 | 140 | 130 |
| FUL0118 | X | 1 | 18/05/2023 | A | 4442 | 891 | 12871 | 3791 | 12512 | 2" | 82 | 23,2 | 600 | 400 | 204 |
| FUL0091 | Z | 1 | 15/06/2023 | A | 319 | 258 | 4051 | 48 | 1368 | 1/2" | 15 | 27,3 | 300 | 120 | 82 |
| FUL0094 | X | 1 | 13/06/2023 | A | 130 | 89 | 5348 | 39 | 80090 | 5/8" | 24 | 24,6 | 760 | 200 | 72 |
| FUL23 | X | 1 | 22/04/2023 | A | 526 | 490 | 3909 | 21 | 4304 | 2" | 5 | 26,6 | 560 | 140 | 90 |
| FUL22 | X | 1 | 18/05/2023 | A | 753 | 337 | 2915 | 407 | 1825 | 1/2" | 60 | 26,3 | 500 | 240 | 80 |
| FUL51 | X | 1 | 05/06/2023 | A | 323 | 293 | 1582 | 14 | 1988 | 1/4" | 4,2 | 28,1 | 250 | | 96 |
| FUL52 | X | 1 | 23/05/2023 | A | 2848 | 1111 | 5816 | 1709 | 2985 | 1/2" | 54 | 23,5 | 650 | 200 | 170 |
| FUL39 | Z | 1 | 08/06/2023 | A | 2960 | 1694 | 3758 | 1184 | 861 | 29/32" | 40 | 23,3 | 140 | 120 | 75 |
| FUL17 | X | 1 | 12/06/2023 | A | 1152 | 153 | 3259 | 991 | 3239 | 7/8" | 86 | 23,9 | 400 | 280 | 128 |
| FUC0050 | X | 2 | | | | | | | | 1/8" | 0,1 | 27,7 | | | |
| FUL0108 | X | 1 | 23/06/2023 | A | 438 | 378 | 5529 | 36 | 14627 | 7/8" | 10 | 25,6 | 650 | 280 | 157 |
| FUL0112 | X | 1 | 01/03/2023 | A | 150 | 10 | 1806 | 140 | 40600 | 5/8" | 90 | 24,2 | 200 | 150 | 54 |
| FUL0113 | X | 1 | 30/06/2023 | A | 255 | 237 | 5320 | 11 | 22470 | 5/8" | 4 | 25,6 | 1030 | 240 | |
| FUL0087 | X | 1 | 03/07/2023 | A | 440 | 389 | 1990 | 35 | 5138 | 3/8" | 8 | 29 | 1500 | 260 | 90 |
| FUA0090 | X | 1 | 04/06/2023 | A | 680 | 465 | 4632 | 190 | 2004 | 1/2" | 20 | 24,3 | | 180 | 85 |
| FUL0125 | X | 1 | 19/06/2023 | A | 91 | 59 | 1566 | 31 | 2834 | 3/8" | 34 | 24,3 | 640 | 100 | 94 |
| FUL0127 | X | 1 | 15/05/2023 | A | 1881 | 365 | 3200 | 1505 | 4082 | 1/4" | 80 | 25,2 | 740 | 260 | 160 |
| FUC0065 | X | 1 | 14/05/2023 | A | 151 | 139 | 541 | 5 | 3892 | 1/4" | 1,4 | 28,1 | 820 | 230 | 90 |
| FUL0115 | Z | 1 | 21/04/2023 | A | 1429 | 249 | 4563 | 1172 | 2683 | 5/16" | 88 | 29,6 | 600 | 260 | 129 |
| FUA58 | Z | 1 | 01/06/2023 | A | 543 | 254 | 5355 | 282 | 3366 | 5/8" | 50 | 26,1 | | 240 | 70 |
| FUC0039 | X | 1 | 16/06/2023 | A | 1898 | 1229 | 8454 | 408 | 5251 | 1 1/4" | 24 | 26,4 | 440 | 140 | 150 |
| FUC78 | X | 1 | 20/06/2023 | A | 566 | 534 | 3256 | 3 | 2352 | 3/4" | 0,3 | 27 | 350 | 230 | 96 |
| FUC28 | X | 1 | 26/06/2023 | A | 411 | 381 | 1167 | 20 | 438 | 3/8" | 4,8 | 26,2 | 640 | 140 | 58 |
| FUL78 | X | 2 | 01/02/2023 | A | 151 | 26 | 1896 | 124 | 15000 | 5/16" | 82 | 24,4 | 800 | | 62 |
| FUC7 | S | 2 | 10/12/2022 | A | 220 | 186 | 1985 | 21 | 7339 | 5/8" | 92 | 23,7 | | 100 | 95 |
| FUC25 | X | 1 | 15/04/2023 | A | 80 | 76 | 873 | 2 | 3592 | 5/16" | 1 | 28,7 | 180 | 180 | 56 |
| FUL18 | X | 1 | 27/06/2023 | A | 221 | 205 | 981 | 10 | 1371 | 7/16" | 4,4 | 32,2 | 500 | 180 | 78 |
| FUL0103 | X | 1 | 08/06/2023 | A | 1513 | 192 | 3420 | 1318 | 2188 | 3/4" | 87 | 20,7 | 900 | 200 | 156 |
| FUC0042 | X | 1 | 18/06/2023 | A | 960 | 911 | 688 | 0 | 184 | 5/16" | 0 | 25,5 | 1000 | 180 | |
| FUC0040 | X | 1 | 28/06/2023 | A | 102 | 81 | 778 | 18 | 9605 | 3/8" | 18 | 28,7 | 530 | 130 | 120 |
| FUC5 | X | 1 | 25/05/2023 | A | 546 | 502 | 1460 | 31 | 717 | 5/16" | 5,6 | 29,4 | 1100 | 110 | 90 |
| FUL50 | X | 1 | 27/05/2023 | A | 395 | 151 | 4416 | 440 | 2755 | 5/8" | 76 | 20,6 | 300 | 120 | 132 |
| FUC21 | X | 1 | 07/06/2023 | A | 1202 | 274 | 4212 | 914 | 3693 | 3/4" | 78 | 24,2 | 240 | 110 | 155 |
| FUL61 | X | 1 | 04/07/2023 | A | 1522 | 472 | 5914 | 1015 | 3208 | 11/16" | 68 | 41,3 | 850 | 280 | 152 |
| FUL62 | X | 1 | 18/04/2023 | A | 717 | 126 | 2760 | 388 | 4444 | 3/4" | 76 | 26,3 | 920 | 170 | 104 |
| FUL0153 | X | 1 | 31/05/2023 | A | 1008 | 197 | 8685 | 806 | 6442 | 5/16" | 74 | 24 | 1120 | 330 | 122 |
| FUC0055 | X | 2 | 19/03/2023 | A | 313 | 230 | 2370 | 83 | 294 | 7/16" | 68 | 28,4 | 800 | | 60 |
| FUC0052 | X | 1 | 25/06/2023 | A | 749 | 642 | 4965 | 90 | 6488 | 3/4" | 12 | 28,1 | 480 | 240 | 140 |
| FUC0051 | X | 1 | 13/06/2023 | A | 1624 | 159 | 3944 | 1462 | 4092 | 27/32" | 84 | 20,6 | 500 | 240 | 150 |
| CRC18 | X | 1 | 15/06/2023 | A | 110 | 106 | 1386 | 1 | 811 | 3/8" | 4 | 26 | 580 | | |
| FUC0057 | X | 1 | 19/06/2023 | A | 973 | 906 | 2386 | 18 | 1834 | 1" | 1,8 | 26,6 | 500 | 180 | 122 |
| FUC0058 | X | 1 | 08/04/2023 | A | 94 | 90 | 589 | 1 | 6544 | 5/16" | 1,2 | 33,1 | 700 | 120 | 80 |
| FUC0059 | X | 1 | 20/06/2023 | A | 537 | 314 | 3898 | 215 | 1904 | 5/8" | 40 | 25,1 | 200 | 150 | 100 |
| FUC0060 | X | 1 | 02/07/2023 | A | 456 | 429 | 4211 | 3 | 3522 | 3/4" | 0,7 | 28 | 700 | 240 | 70 |

Fuente: Autora (2023)

Cuadro N°A3 Pozos asociados al MPF-4

| POZO | SARTA | CAT | FECHA PRBA | COND | BBPD | BNPD | GASTOT | BLSAGUA | RGP | RED | %AYS | °AP | Pcab | Plin | Tcab |
|---------|-------|-----|------------|------|------|------|--------|---------|-------|-------|------|------|------|------|------|
| MUC0139 | X | 1 | 22/05/2023 | A | 494 | 481 | 6838 | 0 | 11077 | 7/8" | 0,2 | 25,4 | 390 | 270 | 72 |
| MUC0140 | X | 1 | 26/05/2023 | A | 732 | 711 | 2366 | 2 | 1077 | 1" | 0,4 | 24,8 | 460 | 400 | 94 |
| FN 0025 | X | 1 | 17/05/2018 | A | 2820 | 1410 | 6657 | 1420 | 2164 | 7/16" | 6 | 20,7 | | 200 | 50 |
| FN 0026 | X | 1 | 25/05/2023 | A | 50 | 4 | 1760 | 46 | 99999 | 7/16" | 88 | 27,6 | 650 | 400 | 74 |
| FN 0029 | X | 1 | 24/05/2023 | A | 815 | 792 | 1225 | 2 | 537 | 1/2" | 0,3 | 23,6 | 840 | 220 | 135 |

Fuente: Autora (2023)

Cuadro N° A4 Pozos asociados al MPF-6

| POZO | SARTA | CAT | FECHA PRBA | COND | BBPD | BNPD | GASTOT | BLSAGUA | RGP | RED | %AYS | °AP | Pcab | Plin | Tcab |
|---------|-------|-----|------------|------|------|------|--------|---------|-------|--------|------|------|------|------|------|
| FUC0061 | X | 1 | 16/04/2023 | A | 118 | 96 | 1523 | 19 | 3365 | 1/2" | 10 | 29,4 | 700 | 220 | 95 |
| FUL 65 | X | 1 | 15/04/2023 | A | 206 | 72 | 2172 | 132 | 9333 | 3/8" | 72 | 27,9 | 500 | 240 | 92 |
| FUL0157 | X | 1 | 19/04/2023 | A | 416 | 169 | 882 | 241 | 485 | 5/16" | 60 | 28 | 1200 | 260 | 92 |
| FUL0158 | X | 1 | 12/04/2023 | A | 1204 | 282 | 5360 | 935 | 567 | 3/4" | 78 | 24,7 | 800 | 500 | 70 |
| FUL0159 | X | 1 | 18/04/2023 | A | 1408 | 494 | 2429 | 901 | 868 | 3/4" | 64 | 24,5 | 360 | 260 | 140 |
| FUC 77 | X | 1 | 09/03/2023 | A | 930 | 885 | 1459 | 17 | 293 | 7/8" | 9 | 26 | 700 | 300 | 68 |
| FUL0160 | X | 1 | 08/04/2023 | A | 251 | 205 | 7982 | 40 | 38937 | 1" | 14 | 29 | 490 | 250 | 154 |
| FUC0076 | X | 1 | 11/04/2023 | A | 804 | 782 | 2250 | 1 | 959 | 7/8" | 0,2 | 26,9 | 400 | 280 | 100 |
| FUC0072 | X | 2 | 10/04/2023 | A | 483 | 160 | 2699 | 319 | 1869 | 5/8" | 60 | 23,2 | 500 | 260 | 102 |
| FUC0073 | X | 1 | 12/04/2023 | A | 116 | 94 | 3516 | 19 | 37404 | 3/8" | 14 | 51,4 | 1200 | 280 | 96 |
| FUC 19 | X | 1 | 17/04/2023 | A | 374 | 354 | 2450 | 9 | 2401 | 3/8" | 2 | 29 | 650 | 220 | 88 |
| FUC 68 | X | 1 | 14/04/2023 | A | 357 | 216 | 3765 | 136 | 2768 | 3/4" | 34 | 24,1 | 390 | 260 | 90 |
| FUC 74 | X | 1 | 13/04/2023 | A | 924 | 720 | 1273 | 185 | 101 | 5/8" | 13 | 26,9 | 340 | 200 | 104 |
| FUC 75 | X | 1 | 11/04/2023 | A | 1019 | 613 | 8283 | 387 | 1277 | 13/32" | 40 | 26,8 | 440 | 260 | 100 |

Fuente: Autora (2023).

Cuadro N° A5 Pozos asociados al MPF-7

| POZO | SARTA | CAT | FECHA PRBA | COND | BBPD | BNPD | GASTOT | BLSAGUA | RGP | RED | %AYS | °AP | Pcab | Plin | Tcab |
|---------|-------|-----|------------|------|------|------|--------|---------|-------|--------|------|------|------|------|------|
| FUL 28 | X | 1 | 18/06/2023 | A | 834 | 411 | 6307 | 400 | 7560 | 0" | 50 | 26,1 | 500 | 280 | 134 |
| FUL0156 | X | 1 | 29/06/2023 | A | 96 | 90 | 723 | 4 | 8033 | 3/8" | 4 | 35,5 | 440 | 230 | |
| FUL0145 | X | 1 | 28/06/2023 | A | 1549 | 1147 | 20287 | 372 | 17887 | 1_3/8" | 24 | 25,3 | 740 | 480 | 175 |
| FUL0146 | X | 1 | 20/06/2023 | A | 1536 | 599 | 7958 | 922 | 6608 | 1_1/8" | 60 | 25,4 | 450 | | 160 |
| FUL0148 | X | 1 | 03/12/2022 | A | 2481 | 871 | 2437 | 1588 | 1535 | 11/16" | 84 | 24,2 | 400 | 230 | 210 |

Fuente: Autora (2023).

APÉNDICE B

Simulaciones

Por medio de los múltiples de producción y los parámetros de CENTINELA se obtuvieron diversas simulaciones de la producción bruta entre ellos las siguientes figuras (B1 y B2):

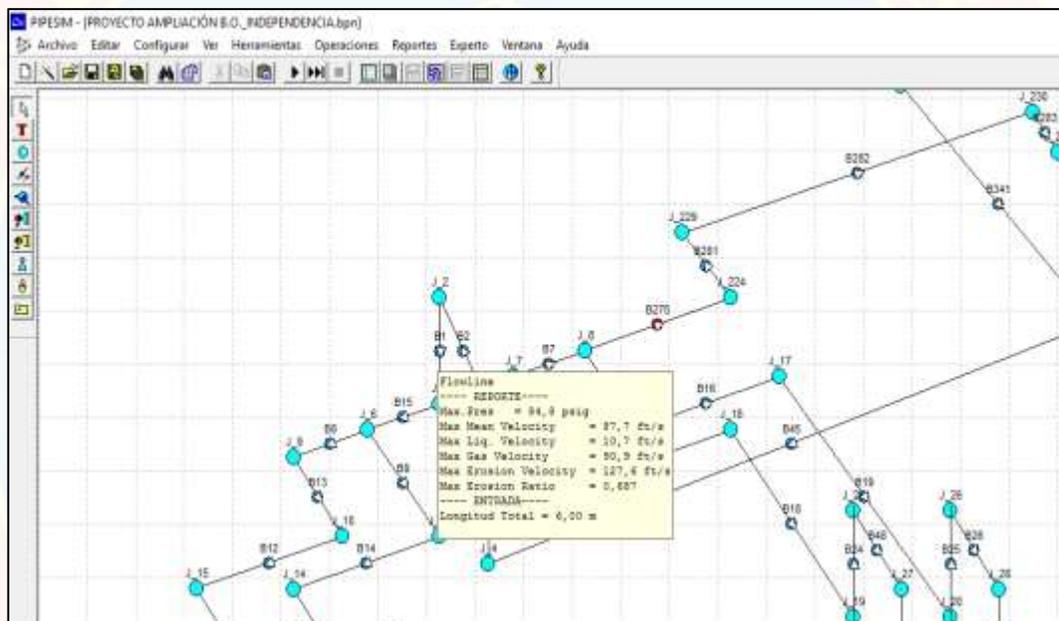


Figura N° B1 Línea entre Múltiple y Cañón de Distribución existente

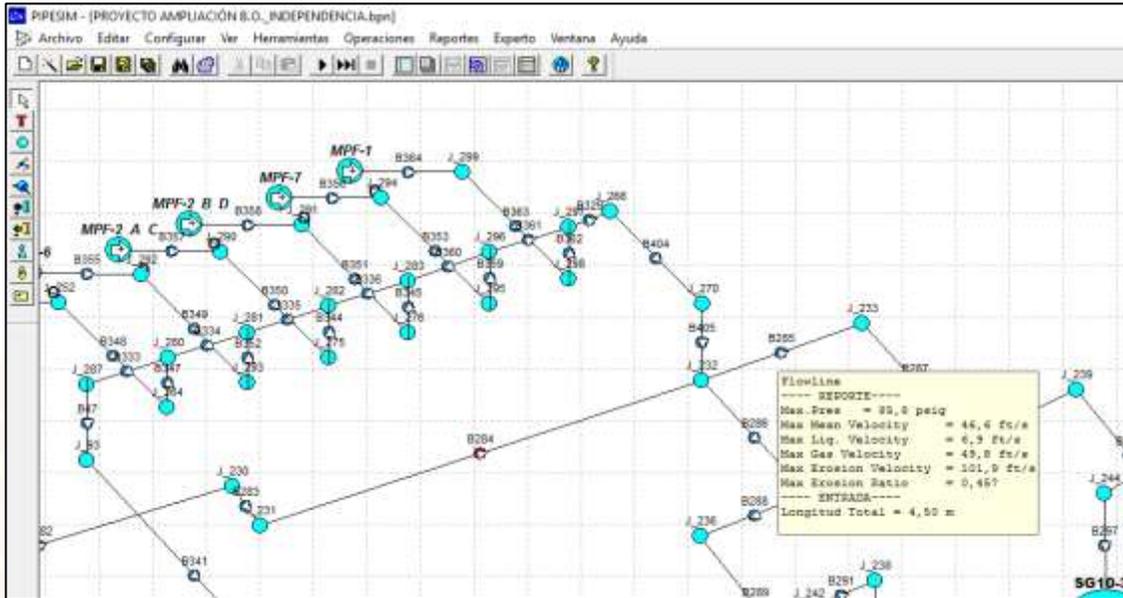


Figura N° B2 Línea entre Múltiple y Cañón de Distribución Ampliación

En la eficiencia del 95%, separar y recuperar la corriente líquida deseada hacia los enfriadores de líquido para la ampliación se obtuvo (ver figura B3):

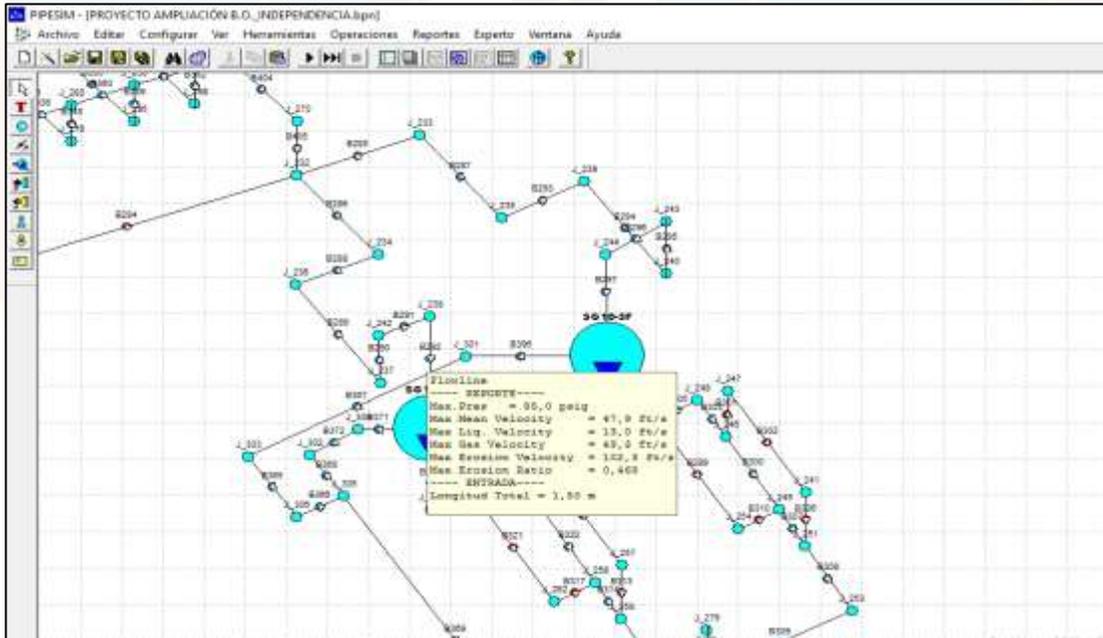


Figura N° B3 Entrada al Separador SG10-3E ampliación

El gas separado al ser más ligero, se mantiene en la parte superior del separador, mientras que el líquido es más denso se conserva en la parte inferior. A través de este proceso de separación, se logra obtener dos corrientes que pueden ser trasladados a otros lugares como se visualiza a continuación (figura B4):

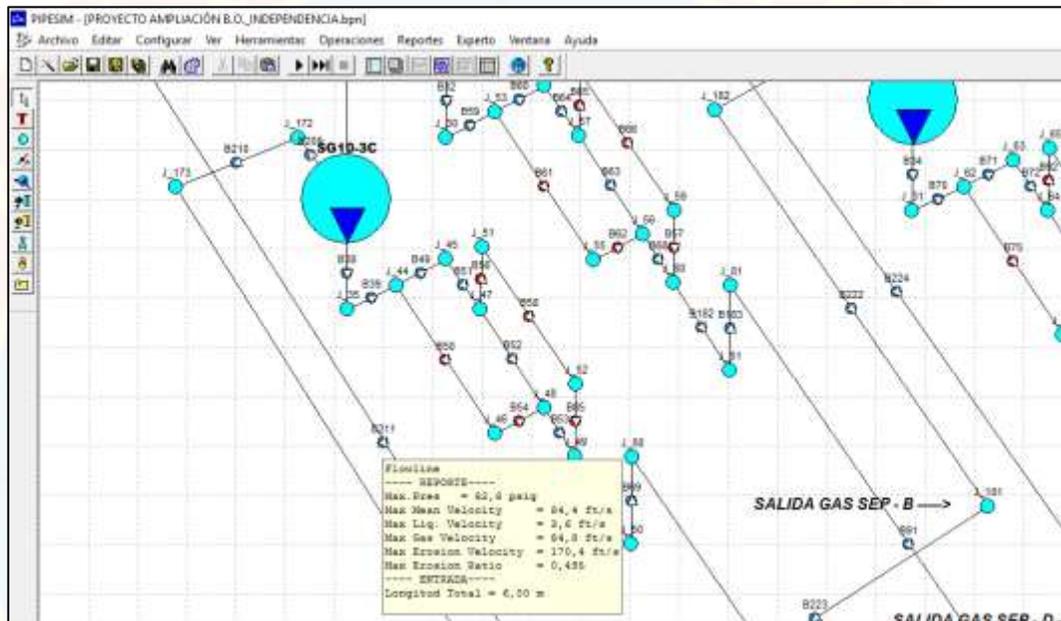


Figura N° B4 Salida de Gas del Separador SG10-3C existente

Tras el uso del choke con el Pipesim para el control del flujo de fluidos en el sistema de producción, se muestra la entrada al depurador en el existente pero ahora se muestra en el de la ampliación (figura B5):

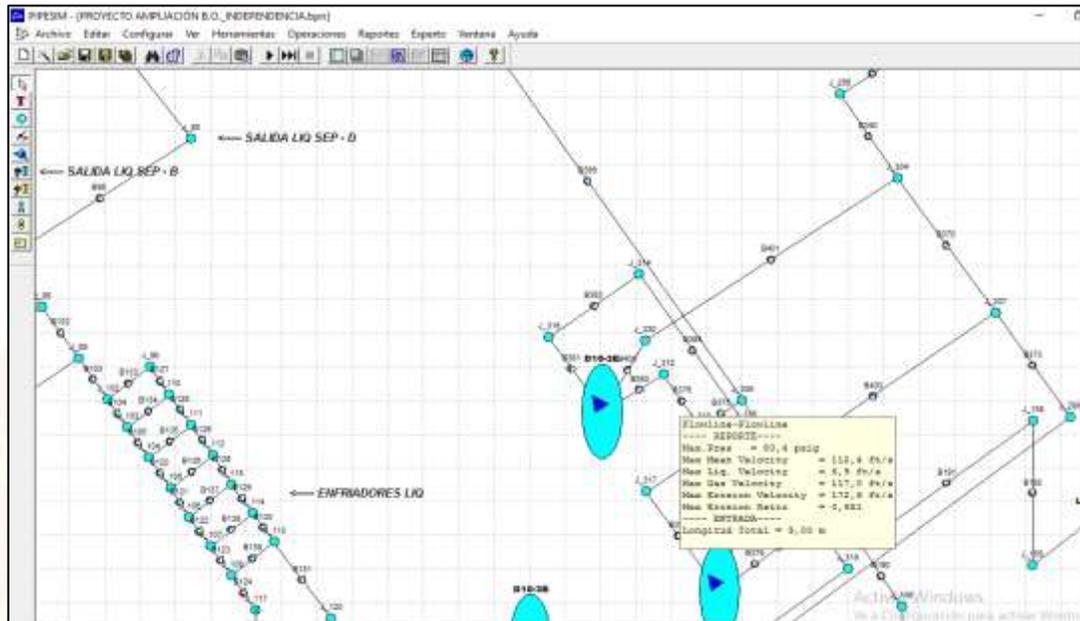


Figura N° B5 Entrada al Depurador D10-3E ampliación

El líquido tras pasar los depuradores llega a los tanques de almacenamiento, el siguiente grafico muestra la simulación en el ampliado (ver figura B6):

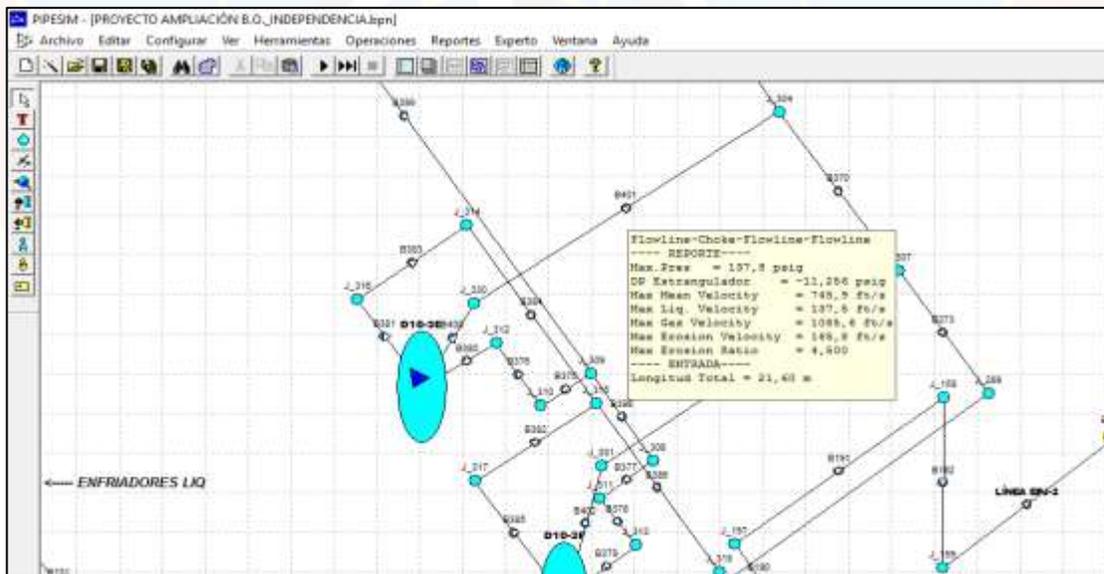


Figura N° B6 Salida de Líquido del Depurador D10-3E Ampliación

APÉNDICE C

CRITERIOS PARA LÍQUIDO EN TUBERIAS

Teniendo como base las normas y estándares planteados en el capítulo iv con sus respectivos parámetros como PDVSA 90616.1.024 “Dimensionamiento de Tubería de Proceso”, la norma API RP14 y la norma PDVSA L-TP1-5: "CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERÍAS". Estos criterios, se muestran a continuación en las siguientes tablas:

Cuadro C1 Velocidad Recomendada y ΔP Máxima para Líquidos en Tuberías de Acero al Carbono.

| TUBERÍAS PARA LÍQUIDOS EN SERVICIO DE PROCESO Y EQUIPOS | | | |
|--|--------------------------------------|--------------------------------|--|
| Tipo de Servicio | | Velocidad (pie/seg) | ΔP Máximo (lppc/100 pie) |
| 1 | Recomendación General | 5 - 15 | 4 |
| 2 | Flujo Laminar | 4 - 5 | |
| 3 | Flujo Turbulencia | | |
| Densidad del Líquido, lb/pie³ | | | |
| | 100 | 5 – 8 | |
| | 50 | 6 – 10 | |
| | 20 | 10 – 15 | |
| 4 | Succión de Bomba | | |
| | Líquido Hirviente | 2 – 6 | 0,4 |
| | Líquido No Hirviente | 4 – 8 | 0,4 |
| 5 | Descarga de Bomba | | |
| | 0 – 250 GPM | 6 – 8 | 4 |
| | 250 – 700 GPM | 8 – 10 | 4 |
| | > 700 GPM | 10 - 15 | 2 |
| 6 | Salida de Fondos de Recipientes | 4 – 6 | 0,6 |
| 7 | Trampa de Salida de Rehervidor | 1 – 4 | 0,15 |
| 8 | Líquido del Condensador | 3 – 6 | 0,5 |
| 9 | Líquido para Enfriadores | 4 – 6 | |
| 10 | Tuberías Refrigerantes | 2 – 4 | 0,4 |
| 11 | Tuberías de Circulación por Gravedad | 3 – 8 | 0,4 |
| 12 | Suministro de Líquido para Torres | 4 - 6 | |

Cuadro C2 ΔP Máxima en Tuberías de Acero al Carbono para Vapor.

| TIPO DE SERVICIO | ΔP MÁXIMO (Lppc/100 pie) |
|---|--------------------------|
| 1. Recomendación General | |
| Nivel de Presión, Lppcm | |
| P > 500 | 2,0 |
| 200 < P ≤ 500 | 1,5 |
| 150 < P ≤ 200 | 0,6 |
| 50 < P ≤ 150 | 0,3 |
| 0 < P ≤ 50 | 0,15 |
| Subatmosférica | 0,1 |
| 2. Tubería de Gas dentro de los Límites de Baterías | 0,5 |

Cuadro C3 Velocidades Típicas en Líneas de Gases y Vapor (Kern).

| Diámetro Nominal de Tubería (Pulg) | Vapor de Agua o Vapor Saturado | Vapor de Agua y Vapor Sobrecalentados, Gas | |
|------------------------------------|---|--|----------------------------------|
| | Por Debajo de 50 Lppcm Veloc. (Pie/seg) | 50 a 150 Lppcm Veloc. (Pie/seg) | 150 a 250 Lppcm Veloc. (Pie/seg) |
| 2 o menor | 45 a 100 | 40 a 80 | 30 a 60 |
| 3 a 4 | 50 a 110 | 45 a 90 | 35 a 70 |
| 6 | 60 a 120 | 50 a 120 | 45 a 90 |
| 8 a 10 | 65 a 125 | 80 a 160 | 65 a 125 |
| 12 a 14 | 70 a 130 | 100 a 190 | 80 a 145 |
| 16 a 18 | 75 a 135 | 110 a 210 | 90 a 160 |
| 20 | 80 a 140 | 120 a 220 | 100 a 170 |

APÉNDICE D

SOLICITUDES DE ESTIMADOS DE COSTOS

Durante los estimados de costos se realizó una solicitud, además que se usaron unos datos para los estimados con sus indicares mostrándose en las siguientes imágenes (ver figura D1, D2 y D3):

The image shows a screenshot of a Microsoft Excel spreadsheet. The spreadsheet contains a form for a cost estimate request. The form is titled "PDVSA" and includes the following information:

- Gerencia de Ingenieria de Costos Dirección Ejecutiva de Producción Oriente**
- Descripción:** "IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DE MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL"
- Organización:** Gerencia de Proyectos Mayores, División Furrial, Proc/Cont.: N/A
- Contratista:** N/A
- Tipo de Solicitud:** Estimado de Costos Clase II, Tipo:
- Lider / SDP:** Juan Carlos Figueroa, Comentario:
- Fecha Solicitud:** 23/6/2023, Estimador: Josieleny Tovar

Figura N°D1. Solicitud Estimado de Costo Clase II

INCO.BRCCO.PD.001
REV. 03 FECHA: 17/06/2023

Para: Gerencia de Proyectos Mayores División Furrrial
Atte: Juan Carlos Figueroa
De: Gerencia de Ingeniería de Costos Dirección Ejecutiva de Producción Oriente
Asunto: Resumen de Costos

DESCRIPCIÓN:
"IMPLANTACIÓN DE LA AMPLIACIÓN DE MÓDULO X CENTRO OPERATIVO FURRIAL"

Valores constantes a julio del 2023
Estimado de Costos Clase II

| TOTALES | H-II | Bs. | \$ |
|--------------------|-------------------|-----|----------------------|
| Ingeniería | 3.524,00 | | 74.007,00 |
| Procura | | | 8.248.968,00 |
| Construcción | 232.688,00 | | 6.552.480,00 |
| Gestión | 1.240,00 | | 14.875,00 |
| Contingencia (10%) | 23.745,00 | | 1.469.023,00 |
| TOTAL | 261.197,00 | | 16.379.363,00 |

Paridad Cambiaria (Bs./US\$): 28,21

Figura N° D2. Estimado de Costo Clase II

PREMISAS

PRODUCCIÓN MARIASBA: 40000 BOP
PRECIO ESTIMADO POR BARRIL: 80 \$
MANTENIMIENTO MAYOR: CADA DOS AÑOS DESPUES DEL ARRANQUE CON UN MÍNIMO 20% DE LA INVERSIÓN INICIAL
Tasa de interés referencial para evaluaciones económicas PDVSA: 12%

| AÑO | INGRESO ESTIMADO US\$ | INVERSIÓN INICIAL US\$ | GASTOS POR MANTENIMIENTO MAYOR US\$ | FLUJO DE CAJA US\$ |
|-----|-----------------------|------------------------|-------------------------------------|--------------------|
| 0 | | 16.379.363,00 | | -16.379.363,00 |
| 1 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 2 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 3 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 4 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 5 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 6 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 7 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 8 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 9 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 10 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 11 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 12 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 13 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 14 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 15 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 16 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 17 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 18 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |
| 19 | 800.000.000,00 | | | 800.000.000,00 |
| 20 | 800.000.000,00 | | 3.275.072,00 | 802.224.127,48 |

Figura N° D3. Tabla de Indicadores Económicos

HOJAS METADATOS

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

| | |
|---------------|---|
| Título | EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DEL MÓDULO X DEL CENTRO OPERATIVO FURRIAL COF, PDVSA PRODUCCIÓN ORIENTE- MONAGAS |
|---------------|---|

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

Autor(es)

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|--|-----------------------|---------------------------|
| Josielenys Caridad Tovar Arriojas | CVLAC | C.I:26823540 |
| | e-mail | josielenystovar@gmail.com |
| | CVLAC | C.I: |
| | e-mail | |

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 numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

| |
|-----------------------|
| viabilidad |
| rentabilidad |
| simulación |
| rendimiento, múltiple |

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):

La presente investigación tuvo como objetivo principal evaluar la viabilidad del proyecto de ampliación del Módulo X en el Centro Operativo Furrial (COF), ubicado en Maturín, Estado Monagas. Para asegurar la precisión y confiabilidad de los resultados, se emplearán parámetros extraídos de la base de datos CENTINELA y se utilizará una herramienta avanzada que pueda representar integralmente el sistema, abarcando desde los múltiples de producción hasta los tanques atmosféricos. Dicha herramienta es el software PIPESIM en su versión 2009 para modelar el flujo de fluidos en todo el sistema, obteniendo diversos parámetros críticos de producción y líneas de flujo. La corrida realizada en el simulador validó las caídas de presión después de los múltiples, así como las velocidades del fluido y las relacionadas con la erosión. Esta aproximación proporciona una base sólida para la toma de decisiones informadas y estratégicas, con el objetivo de mejorar de manera continua la eficiencia y el rendimiento general del sistema. Se obtuvieron simulaciones con resultados favorables que garantizará un buen manejo de la producción para la ampliación del módulo X y se determinó la rentabilidad financiera del proyecto mediante el análisis de indicadores económicos como la TIR y el VPN.

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

Contribuidores:

| Apellidos y Nombres | Código CVLAC / e-mail | |
|------------------------|-----------------------|--|
| MSc. Carlos De La cruz | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I. 12664336 |
| | e-mail | cjdlco@gmail.com |
| Ing. Aibel Ydrogo | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I. 18820522 |
| | e-mail | Aibel020506@gmail.com |
| Ing. Indira Marquez | ROL | CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/> |
| | CVLAC | C.I. 18272148 |
| | e-mail | bartoelis@gmail.com |

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 |
|------|-----|-----|
| 2024 | 03 | 15 |

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 |
| Josielenys.Tovar.docx |

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 Petroleo

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.

RECIBIDO POR [Firma]
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLANOS CURTEL
Secretario

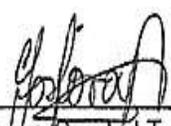
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YOC/manaja

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

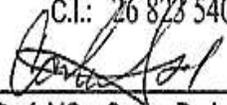
De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.



Br. Josieleenys/Caridad Tovar Arriojas

C.I.: 26 823 540



Prof. MSc. Carlos De La Cruz

C.I.: 12 664 336

Asesor Académico