



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DEL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA
INTERCAMPO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR – 4**

REALIZADO POR:

**HERNÁNDEZ MORENO, JOSÉ ISAAC; C. I. 14.905.899
MORA ARAY, OSCAR ALEJANDRO; C. I. 14.858.512
MOROCOIMA AMARISTA, ROBERTO JOSÉ; C. I. 15.551.594**

**Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar al
título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO DE 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DEL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA
INTERCAMPO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR – 4**

REALIZADO POR:

**HERNÁNDEZ MORENO, JOSÉ ISAAC; C. I. 14.905.899
MORA ARAY, OSCAR ALEJANDRO; C. I. 14.14.858.512
MOROCOIMA AMARISTA, ROBERTO JOSÉ; C. I. 15.551.594**

REVISADO POR:

**ING. ALICIA DA SILVA
ASESORA ACADÉMICA**

MATURÍN, JUNIO DE 2012



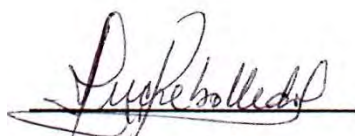
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**ESTUDIO DEL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA
INTERCAMPO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR – 4**

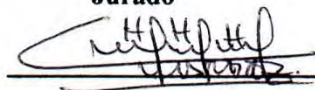
REALIZADO POR:

HERNÁNDEZ MORENO, JOSÉ ISAAC; C. I. 14.905.899
MORA ARAY, OSCAR ALEJANDRO; C. I. 14.14.858.512
MOROCOIMA AMARISTA, ROBERTO JOSÉ; C. I. 15.551.594

APROBADO POR:


Ing. Sucre, Milagros

Jurado

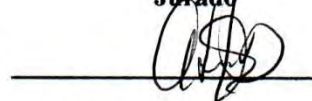


Ing. Martínez, Henry

Jurado


Ing. Marín, Tomás

Jurado



Ing. Da Silva, Alicia

Asesor

MATURÍN, JUNIO DE 2012

RESOLUCIÓN

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



DEDICATORIAS

A Dios Todopoderoso, quien siempre ha marcado mi camino y ha sido mi guía en todos los momentos, especialmente en los que han parecido difíciles.

A mis Padres, quienes con su ejemplo, esfuerzo, apoyo y dedicación han sabido darme la mejor formación que un hijo puede desear. Este triunfo es poca retribución para todo lo que he recibido de ellos. Les debo todo! No existen maneras en el mundo para poder agradecerles!

A mi hermano, mis seis hermanas y mi familia, quienes, cada uno a su manera, han contribuido sensiblemente en mi crecimiento, tanto académico como personal, apoyándome incondicionalmente en todo lo que me he propuesto.

José Isaac Hernández Moreno

DEDICATORIAS

A Dios todopoderoso por cuidarme y darme inteligencia y constancia para poder alcanzar mis metas como estudiante y de ahora en adelante como profesional.

A mis padres Emiles Del Valle Amarista y José Ramón Morocoima por darme la vida y por todos sus esfuerzos y sacrificios para otorgarme la oportunidad de estudiar y ser un profesional. Siéntanse orgullosos viejos, Soy Ingeniero!

A mi esposa Cecilia Helena Máiz Martínez por apoyarme y estar conmigo en todo momento durante mi carrera y por brindarme su amor incondicional. Te amo flakita!

A mi hija Ana Sofía, bendición que me regaló Dios, quien me impulsa cada día a seguir adelante y me dio el empuje faltante para finalizar mi carrera. Dios te bendiga siempre hija mía.

A mis hermanos José Amador, José ramón, Ronald José, Nathaly José y Carmen Sofía por su apoyo incondicional y aliento en este largo recorrido como estudiante.

A mi suegra Carmen Elena Martínez y mi suegro Honorio Hernando Pachas Linares, ya casi unos padres para mí, por ayudarme, apoyarme e incentivar-me a terminar mi carrera.

A mi suegro Felipe Humberto Máiz por el estímulo a culminar mis estudios.

A la abuela “camuchita”, Melania del Carmen Hernández por todas sus oraciones y su ayuda.

A mis amigos Nicola Federici, Róger Velásquez, Florangel Velásquez, Mariangela Pineda, Lismar Rendón, Alexander Mejias, María Cecilia “chachi” Muñoz, José Hernández “El Pepix”, Oscar Mora, Carlos Natera, entre muchos otros, con quienes compartí experiencias inolvidables.

A TODOS GRACIAS!

Roberto José Morocoima Amarista



DEDICATORIAS

Dedico este trabajo a mis padres, Erick José Mora Paolini Y Judith Coromoto Aray López, por su amor, apoyo y comprensión, sin ellos esto no sería posible.

A mis hermanos Imha, Erick y Libia por todo su apoyo y cariño.

A toda mi familia, mis abuelos, mis tías y tíos, mis primas y primos que siempre han sido parte importante de mi vida.

A todos mis amigos que estuvieron a mi lado durante toda mi carrera universitaria, en especial a Marlin, Iraidi, Mily y Roselys cuya ayuda y apoyo fueron muy importantes para lograr cumplir esta meta.

A todos los que de alguna u otra manera influyeron o estuvieron conmigo durante esta etapa de mi vida. Por todo muchas muchas gracias, este trabajo está dedicado a todos ustedes.

Oscar Alejandro Mora Aray

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso por darnos la sabiduría y bendecir nuestros estudios.

Agradecemos a la Universidad de Oriente - Núcleo de Monagas y a la Escuela de Ingeniería de petróleo por habernos brindado los conocimientos y experiencias que nos formaron como Profesionales en la Ingeniería.

A la Profesora Alicia Da Silva por su valiosa ayuda y asesoría durante el desarrollo de nuestro proyecto, al Ingeniero Eduardo Rojas de la empresa PDVSA por haber prestado su asesoría y apoyo para culminar nuestro trabajo de grado. A los Profesores; Milagros Sucre, Tomás Marín y Henry Martínez Lara por habernos dado sus conocimientos teóricos y prácticos que nos formaron como Ingeniero.

¡A TODOS MUCHAS GRACIAS!

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIAS	v
AGRADECIMIENTOS	ix
INDICE GENERAL	x
INDICE DE FIGURAS	xii
INDICE DE TABLAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES	5
2.2 BASES TEORICAS	6
2.2.1 Estación de Flujo	6
2.2.2 Funciones Principales de una Estación de Flujo	7
2.2.3 Componentes básicos de una Estación de Flujo.....	8
2.2.3.1 Múltiples o recolectores de entrada	8
2.2.3.2 Líneas de Flujo.....	8
2.2.3.3 Separadores de petróleo y gas.....	9
2.2.3.4 Clasificación de los separadores para fluidos petroleros	10
2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL DE LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR-4	16
2.4 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA EL PROCESAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR-4	20
2.5 DETERMINACIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA MANEJAR EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN PREVISTO PARA EL AÑO 2014.	26
2.5.1 Bombas de transferencia.....	26
2.5.2 Separadores.....	27
2.5.3 Depurador de gas	32
2.5.4 Hornos y calentadores	33
2.5.5 Tanques de almacenamiento.....	34
2.5.6 Tanques y bombas de química	37
CAPITULO III	39
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	39
3.1 CONCLUSIONES	39

3.2 RECOMENDACIONES	40
BIBLIOGRAFIA.....	41
HOJAS DE METADATOS	42



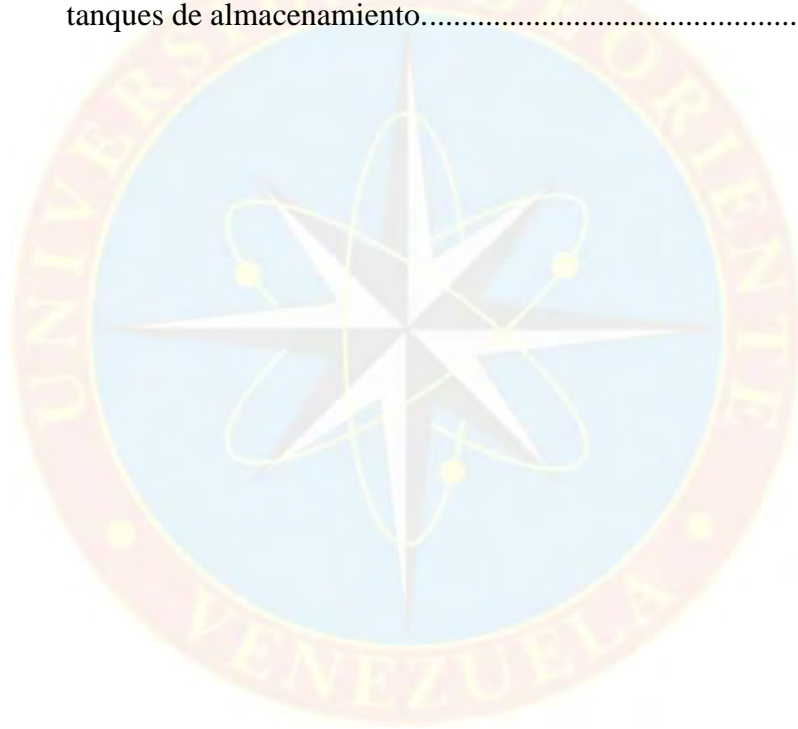
INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema general de una estación de flujo.....	7
Figura 2.2 Múltiple de producción.....	8
Figura 2.3 Separador Horizontal.....	9
Figura 2.4 Calentador de producción.....	13
Figura 2.5 Proceso general de la Estación de Flujo MOR-4.....	16
Figura 2.6. Bomba Reciprocante GASO modelo 2652.....	27



INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Resumen datos generales de la Estación de Flujo MOR-4	20
Tabla 2.2. Bombas de transferencia	21
Tabla 2.3. Separadores	21
Tabla 2.4. Depurador de Gas	22
Tabla 2.5. Hornos y calentadores	23
Tabla 2.6. Tanques de almacenamiento	24
Tabla 2.7. Tanques de química	24
Tabla 2.8. Bombas de química	25
Tabla 2.9. Recomendaciones de separadores	30
Tabla 2.10. Tiempos de holgura operacional para diferentes configuraciones de tanques de almacenamiento.....	36





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ESTUDIO DEL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA
INTERCAMPO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR – 4**

AUTORES:

José Isaac Hernández Moreno

C.I: 14.905.899

Oscar Alejandro Mora Aray

C.I: 14. 14.858.512

Roberto José Morocoima Amarista

C.I: 15.551.594

Junio, 2012

ASESOR:

Ing. Da Silva Alicia

RESUMEN

La explotación de una nueva área denominada Intercampo, ubicada entre las unidades UP. Pesado y UP. Extrapesado de Morichal, y la incorporación de su producción a la estación de flujo MOR-4, hace fundamental realizar este estudio a fin de estimar los equipos requeridos para que dicha planta pueda manejar todo el volumen de producción esperada para el año 2014. La Estación de Flujo MOR-4 está ubicada en el campo Morichal, perteneciente a la zona 2 de UP. Pesado, y actualmente procesa un volumen de petróleo de 305 BPD, esta capacidad no es suficiente para el procesamiento del volumen de producción estimado (16 MBPD) que se espera de la extracción en el área Intercampo. Para manejar la producción esperada, es imperativo construir e instalar nuevos equipos como tanques de almacenamiento para 5 MBPD y separadores de flujo para 15 MBPD. Además se hace necesaria la instalación de otro equipo de bombeo similar a los existentes con capacidad de 12 MBPD y la reactivación de los sistemas de inyección de químicos y de calentamiento de crudos

INTRODUCCIÓN

La estación de flujo MOR-4 perteneciente al área de producción pesado del Distrito Morichal, ubicado al sur del estado Monagas, está conformada por tres grandes campos: Morichal, Jobo y Pión. Estos se clasifican en tres zonas, que son: zona 1, zona 2 y zona 3, las cuales se caracterizan por ser algunas de las principales áreas productoras de hidrocarburos pesados.

El inminente aumento de la producción, esperado en el futuro cercano, demanda la necesidad de generar estrategias que garanticen el manejo de toda esta producción en zonas cercanas a los campos productores. Por esta razón, se ha contemplado la posibilidad de que la estación de flujo MOR-4 maneje todos los volúmenes provenientes de la nueva área Intercampo. Esto debido principalmente a su proximidad y a que actualmente se encuentra operativa manejando volúmenes muy por debajo de su capacidad total.

Esta planta maneja actualmente un volumen total de 305 BPD. El petróleo, agua y gas llega a la estación de flujo, donde se lleva a cabo la separación gas-líquido. El gas es enviado a las plantas de compresión y el líquido va a los tanques de recolección para luego ser enviado a los patios de tanques desde donde será bombeado a las plantas principales.

Para la realización del presente estudio se han establecido diversos objetivos orientados a la determinación de los equipos necesarios para que la estación de flujo MOR-4 pueda tratar el volumen total de producción que se espera enviar a la planta, tomando en cuenta las capacidades con las que se cuenta actualmente respecto al total de 16 MBPD estimado, de manera que sea posible un proceso de funcionamiento totalmente eficiente.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Distrito Morichal de la División Faja Petrolífera del Orinoco está ubicado aproximadamente a 120 km. al sur de Maturín, estado Monagas, y está conformado por los campos petroleros: Jobo, Morichal, Pílon, Temblador, Isleño y Carabobo (antiguo Bloque Cerro Negro).

El campo Morichal tiene dos unidades de producción (U.P):

- U.P pesado, la cual está constituida por 17 estaciones de flujo; 3 plantas principales: EPM-1, EPT-1 y EPJ-2 (encontrándose esta última fuera de servicio), y 1 Sistema de Inyección de Aguas Efluentes (SIAE) para cada planta.
- U.P extra-pesado, está conformada por 2 estaciones de flujo, 1 planta principal (MPE-1) y 1 SIAE compartido con la planta EPM-1.

La Unidad de Producción de crudos pesados del Distrito Morichal se caracteriza por ser una de las principales áreas productoras de hidrocarburos pesados con un crudo de gravedad API de 8° a 15° aproximadamente. Actualmente la gran importancia del negocio de Explotación y Producción se centra parcialmente en la necesidad de asegurar el crecimiento y aumentar la eficiencia de la producción de hidrocarburos, por ello, en el futuro cercano se incorporará a esta unidad la producción del área de extracción Intercampo (ubicada entre la U.P Pesado y la U.P Extra-pesado), con una producción estimada de 16 MBPD, la cual se espera sea procesada en la estación de flujo MOR-4.

La estación de flujo MOR-4 está ubicada en el campo Morichal, perteneciente a la zona 2 de UP. Pesado, y actualmente procesa un volumen de crudo de 305 BPD. Su capacidad actual no es suficiente para el procesamiento del volumen de producción estimado (16 MBPD) que se espera de la extracción en el área Intercampo, por esta razón es necesaria la realización de un estudio para conocer los requerimientos de la estación para que pueda recibir, procesar y bombear todo el crudo hacia la estación principal al momento de manifestarse la nueva producción.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Estudiar el Manejo de la Producción del Área Intercampo en la Estación de Flujo MOR – 4.

1.2.2 Objetivos específicos

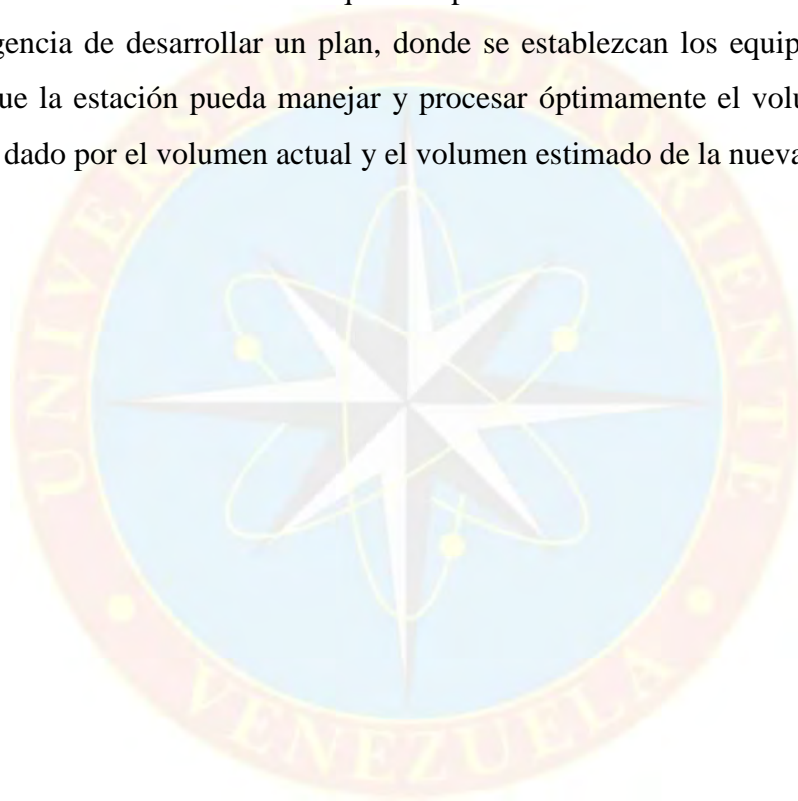
- Describir el proceso actual de la Estación de Flujo MOR-4.
- Identificar las instalaciones existentes para el procesamiento de la producción actual de crudo en la Estación de Flujo MOR-4.
- Determinar los equipos necesarios para el manejo del incremento de la producción esperada para el año 2014.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La Estación de Flujo MOR 4 será la encargada de recibir la producción proveniente del área de extracción Intercampo, la cual se espera sea aproximadamente de 16 MBPD; por lo que dicha estación debe encontrarse adecuada para manejar los nuevos volúmenes y en condiciones óptimas de

funcionamiento, de manera tal que el proceso que se realiza en la misma sea efectivo.

Actualmente la estación de flujo MOR-4 posee una capacidad de recepción de 3 MBPD, y de bombeo de 12 MBPD. La producción que procesa actualmente es de 305 BPD, y los equipos de separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del crudo y gas están adaptados para este escenario. Con el nuevo volumen de crudo que será producido en el área Intercampo se tiene la exigencia de desarrollar un plan, donde se establezcan los equipos necesarios para que la estación pueda manejar y procesar óptimamente el volumen total de crudo, dado por el volumen actual y el volumen estimado de la nueva producción.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

- Chacín F. Julián E. (2011). En su trabajo de grado titulado “Análisis de las condiciones de operación de los equipos instalados en las estaciones de flujo J-20 y O-16 del campo Carabobo Distrito Morichal” analizó las condiciones de operación de los sistemas de calentamiento, separación y transferencia de crudo (bombas), pertenecientes a las estaciones de flujo, para determinar las capacidades y eficiencias de trabajo de los equipos, lo que le condujo a proponer unas adecuaciones a las estaciones, con el fin de cumplir con los requerimientos de producción esperada.
- Reyes P. Narbis del C. (2011). Realizó un trabajo titulado “Estudio del proceso de recolección y separación en la estación de flujo MOR-1, Distrito Morichal, División Faja”. En el cual se estudiaron las condiciones de los equipos que allí se encuentran y del proceso de separación y recolección, con el propósito de determinar su estado en aquel momento y de verificar si la misma se encontraba en las condiciones de operar con los incrementos de producción previstos por el Portafolio de Oportunidades planteado por PDVSA para los próximos años. Como resultados obtuvo que algunos separadores presentaban limitaciones para recibir la producción a partir del año 2014, que el sistema de bombeo de la estación podría desalojar el volumen de líquido estimado para los años 2015-2021 instalando una quinta bomba en dicho sistema, y que para el año 2015 era necesario remplazar la línea de flujo principal de la estación por una tubería de 20 pulgadas para poder cumplir con los requerimientos de producción a partir de ese mismo año.

2.2 BASES TEORICAS

2.2.1 Estación de Flujo

Una Estación de Flujo es un conjunto de equipos interrelacionados que reciben los fluidos provenientes de los pozos (hidrocarburos, agua, arenas y contaminantes) con el propósito de procesarlos.

Los equipos de proceso o equipos mayores se encargan de recibir, procesar y bombear el petróleo crudo y gas provenientes de los pozos asociados a la estación de flujo, para que posteriormente pasen a otras instalaciones y sean tratados y comercializados hacia los mercados nacionales e internacionales.

Los equipos auxiliares son equipos que están dentro de las instalaciones, y proporcionan los servicios industriales y de seguridad requeridos en una instalación Petrolera o Petroquímica.

Otra función de las estaciones de flujo, es el tratamiento de efluentes y contaminantes que se encuentra asociados al crudo y gas, para su posterior devolución al medio ambiente de tal manera que no contaminen u ocasionen daños al ecosistema.

La mezcla de fluidos de yacimiento llega a través de líneas de flujo desde los pozos hasta la estación de flujo, donde es recibida en el múltiple o cañón de producción general, luego va a los trenes de separación crudo-gas. El gas sale por el tope de los separadores y va a los depuradores, donde dejan los residuos de crudo que pudieron haber quedado en la separación; el gas limpio se envía hacia las plantas de compresión o miniplantas y luego será usado en proyectos de inyección, levantamiento artificial, como gas combustible, gas industrial, gas doméstico, etc.

Los líquidos procesados por los separadores son enviados hasta los tanques de estabilización, para finalmente ser bombeados hacia el patio de tanques, y posteriormente, hacia el terminal de almacenamiento y embarque (Figura 2.1).

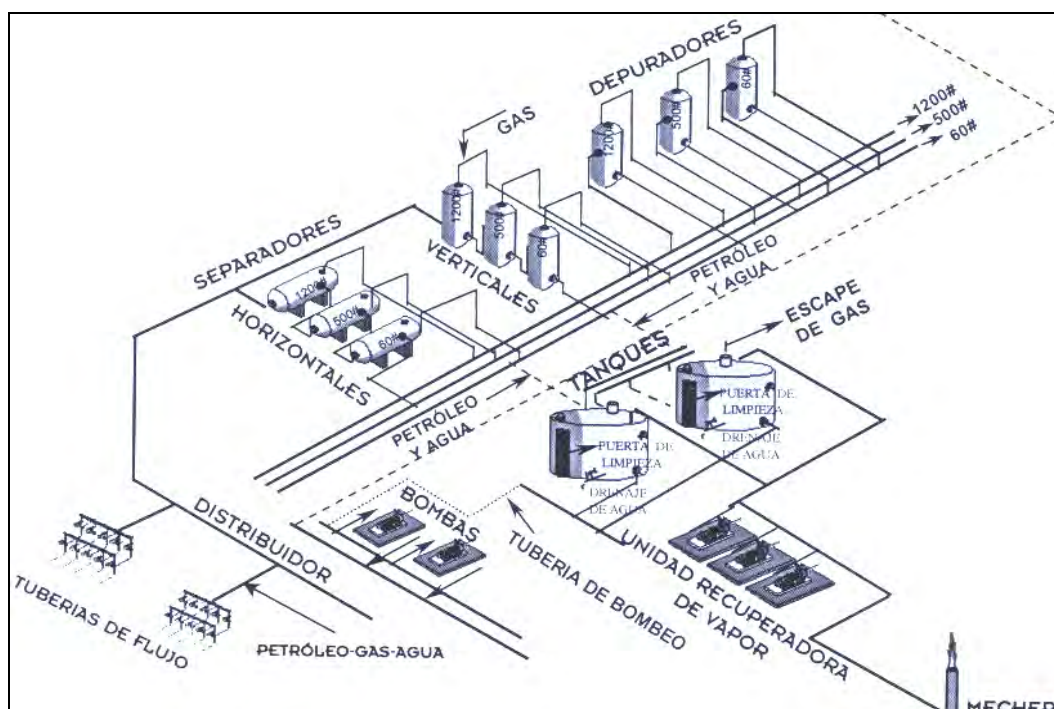


Figura 2.1 Esquema general de una estación de flujo
Fuente: Padrón O. (2009).

2.2.2 Funciones Principales de una Estación de Flujo

Las funciones principales de una estación de flujo son las siguientes:

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- Separar la fase líquida y gaseosa del fluido multifásico provenientes de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Enviar a plantas el gas, bajo adecuadas condiciones de operación.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento provisional al petróleo.

- Bombear el petróleo al patio de tanques o terminal de almacenaje.

2.2.3 Componentes básicos de una Estación de Flujo

2.2.3.1 Múltiples o recolectores de entrada

Son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo.



Figura 2.2 Múltiple de producción.

Fuente: Propia.

Su función es recolectar la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema. Sin embargo, los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos.

2.2.3.2 Líneas de Flujo

Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple. Cada múltiple está conformado por secciones tubulares, cuya capacidad

y tamaño dependen del número de secciones que contengan. Son fabricados en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo y se seleccionan según el potencial de producción y presiones de flujo del sistema.

2.2.3.3 Separadores de petróleo y gas



Figura 2.3 Separador Horizontal.

Fuente: Propia.

Los separadores de petróleo y gas, son los recipientes que más se encuentran en la industria del petróleo y del gas natural. Representan la unidad donde se produce la separación inicial del gas y del petróleo.

2.2.3.4 Clasificación de los separadores para fluidos petroleros

Según su función:

- Separadores Bifásicos: Estos separadores, tienen como principal objetivo separar fluidos bifásicos, en este caso específico Gas y Petróleo, aunque su utilidad en la separación gas-petróleo-agua, también tiene cierta importancia en la separación de fluidos petroleros, con fines de producción y productividad. Los separadores bifásicos son muy comunes en un campo petrolero.
- Separadores Trifásicos: Estos separadores se diseñan para separar tres fases, constituidas por el gas y las dos fases de los líquidos inmiscibles (agua y petróleo). Lo que indica que estos separadores se diseñan para separar los componentes de los fluidos que se producen en un pozo petrolero. Por lo general, estos separadores se diseñan en un tamaño grande, ya que deben de garantizar que las fases líquidas (agua y petróleo) salgan del equipo completamente libre una de la otra.
- Separadores Tetrafásicos: En los procesos petroleros, se utilizan también los separadores Tetrafásicos, en los cuales se ha previsto, adicionalmente, una sección para la separación de la espuma que suele formarse en algunos tipos de fluidos; ya que la formación de espuma tiene una fuerte influencia, en la determinación de la Eficiencia del proceso de separación.

Según su configuración:

- Separadores verticales: En estos la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede a la velocidad de decantación de la fase pesada no se producirá la separación de fases.
- Separadores Horizontales: su operación consiste en que la fase pesada decanta perpendicularmente en dirección del flujo de la fase liviana,

permitiendo que esta pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación. Tanto los separadores verticales, como horizontales son ampliamente utilizados en la industria.

- Separadores Esféricos: son unidades compactas, de forma esférica, utilizadas para el gas.

Según su aplicación:

- Separador de Prueba: el separador de prueba es utilizado para la separación y medición de los fluidos de un pozo, cabe destacar que pueden ser verticales, horizontales o esféricos como también bifásicos o trifásicos; estos equipos tienen la capacidad de permanecer instalados o bien ser portátiles.
- Separador de Producción: son utilizados para separar el fluido producido desde el pozo, o grupo de pozos, y su configuración puede ser vertical, horizontal o esférica y también es capaz de separar fluidos bifásicos o trifásicos.
- Separador de baja temperatura: Un separador de baja temperatura es uno especial en el cual el fluido del pozo a alta presión es introducido en el recipiente a través de un estrangulador o válvula reductora de presión de tal manera que la temperatura del separador es reducida apreciablemente por debajo de la temperatura del fluido del pozo. La temperatura más baja en el separador causa la condensación de vapores que de otra manera saldrían del separador en estado de vapor. Los líquidos recuperados requieren la estabilización para prevenir la evaporación excesiva en los tanques de almacenamiento.
- Separador de Medición: La función de separar los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, y medir los líquidos puede ser llevado a cabo en un recipiente. Estos recipientes comúnmente son referidos como separadores de medición y están disponibles para operación bifásica y trifásica. Estas

unidades están disponibles en modelos especiales que los hacen adecuados para la medición precisa de crudos espumosos y pesados. La medición del líquido es normalmente llevada a cabo por acumulación, aislamiento, y descarga de volúmenes dados en un compartimiento de medición ubicado en la parte más baja del recipiente.

- **Separador Elevado:** Los separadores pueden ser instalados sobre plataformas en o cerca del patio de tanques o sobre plataformas costafuera, de tal forma que el líquido pueda fluir desde el separador hacia almacenamiento o a recipientes aguas abajo por gravedad. Esto permite operar el separador a la más baja presión posible para capturar la máxima cantidad de líquido y minimizar la pérdida de gas y vapor hacia la atmósfera o hacia el sistema de gas a baja presión.
- **Separadores por Etapas:** Cuando el fluido producido es pasado a través de más de un separador con los separadores en serie, los separadores son referidos como separadores por etapa.

Según método de separación primaria

- **Diferencia de densidad (separación por gravedad):** Esta clasificación incluye todas las unidades que no poseen elementos de entrada, deflector, placas de choques, o empaque en la entrada del recipiente. La separación primaria se obtiene solamente por la diferencia de densidad del petróleo, gas, o vapor. Estas unidades son pocas en número y muchos separadores tienen un extractor de neblina cerca de la salida de gas para remover las gotas de petróleo en el gas.
- **Choque y/o coalescencia:** Este tipo de separador incluye todas las unidades que utilizan una placa o dispositivo de empaque en la entrada del separador para llevar a cabo la separación inicial del petróleo y del gas.
- **Fuerza centrífuga:** La fuerza centrífuga puede ser utilizada tanto para la separación primaria como para la secundaria de petróleo y gas en el

separador. La fuerza centrífuga puede ser obtenida tanto con una entrada tangencial dimensionada apropiadamente o un elemento espiral interno dimensionado de manera apropiada con el fondo y el tope abierto o parcialmente abierto. Estos elementos centrífugos causan flujo ciclónico del fluido entrante a velocidades tan altas para separar el fluido en una capa externa o cilindro de líquido y en un cono interno o cilindro de gas o vapor. La velocidad requerida para la separación centrífuga varía desde cerca de 40 hasta aproximadamente 300 pies/s. La velocidad más común de operación está entre 80 y 120 pies/s.

- Intercambiadores de calor: Pueden ser directos o indirectos dependiendo de si están en contacto o no con el elemento que proporciona calor. Dentro de los directos, el más común es el de tipo tubular, en el cual el petróleo fluye a través de los espacios entre una cámara y los tubos de fuego, dentro de los cuales se quema gas. El calor generado por la superficie de estos tubos, calienta el crudo.



Figura 2.4 Calentador de producción.

Fuente: Propia.

- Tanques Son recipientes encargados de almacenar o tratar la producción que es recibida en la estación de flujo. Estos se clasifican en:
- Tanques de Lavado: Son aquellos equipos mecánicos, sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo.
- Tanques de prueba: Son recipientes cilíndricos cuya capacidad puede variar de acuerdo al volumen de producción de cada estación. La emulsión agua-petróleo es separada mecánicamente al ser tratada. El proceso consiste en el asentamiento de los fluidos por gravedad (proceso de decantación), en virtud de sus diferentes densidades. El agua por ser más pesada que el petróleo, se asienta en el fondo del tanque.
- Tanques de almacenamiento: Son depósitos cilíndricos que tienen la finalidad de recibir el producto de los tanques de lavado y de esta manera albergar el crudo que será bombeado al Patio de Tanques Principal, cumpliendo con las especificaciones de calidad (% AyS), sin embargo, de no ser así, será devuelto a los calentadores. Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar.
- Bombas El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Una bomba es un transformador de energía; recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, entre otros, y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad.

Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven. Otra

forma de clasificarlas se basa en el principio por el cual se agrega energía al fluido, el medio por el cual se implementa este principio y finalmente delinea la geometría específica comúnmente empleada. Esta clasificación se relaciona por lo tanto, con las bombas mismas y no se relaciona con ninguna consideración externa a la bomba o aún con los materiales con que pueden estar construidas.

Tomando en cuenta esta última configuración pueden clasificarse en:

- **Dinámicas:** En las cuales se añade energía continuamente, para incrementar las velocidades de los fluidos dentro de la máquina a valores mayores de los que existen en la descarga, de manera que la subsecuente reducción de velocidad dentro, o más allá de la bomba produce un incremento de presión. Las bombas dinámicas pueden, a su vez, subdividirse en otras variedades de bombas centrífugas y de otros efectos especiales.
- **Desplazamiento positivo:** Se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a una o más piezas móviles para un número deseado de volúmenes, lo que resulta un incremento de presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de válvulas con aberturas en la línea de descarga. Estas bombas de desplazamiento se dividen a su vez en reciprocantes y rotativas.

Las bombas de tipo reciprocantes son unidades de desplazamiento positivo que descargan una capacidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera. El pistón puede ser accionado mediante vapor, motor de combustión o por un motor eléctrico. Las bombas de tipo rotatorias de tornillo son unidades de desplazamiento positivo, en el cual el flujo a través de los elementos de bombeo es verdaderamente axial. En lugar de lanzar el líquido como en una bomba centrífuga este tipo de bomba lo atrapa, lo empuja contra la caja fija en forma muy similar a como lo hace el pistón de una

bomba recíproca, pero a diferencia de esta última, la bomba rotatoria de tornillo descarga un flujo continuo.

Aunque generalmente se le considera como bombas para líquidos viscosos, pueden manejar casi cualquier líquido que esté libre de sólidos abrasivos.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL DE LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR-4

La Estación de Flujo MOR-4 perteneciente al campo Morichal actualmente procesa 305 BPD, un total de gas de 64 MPCD, con un total de 2 pozos activos y 23 fuera de servicio.

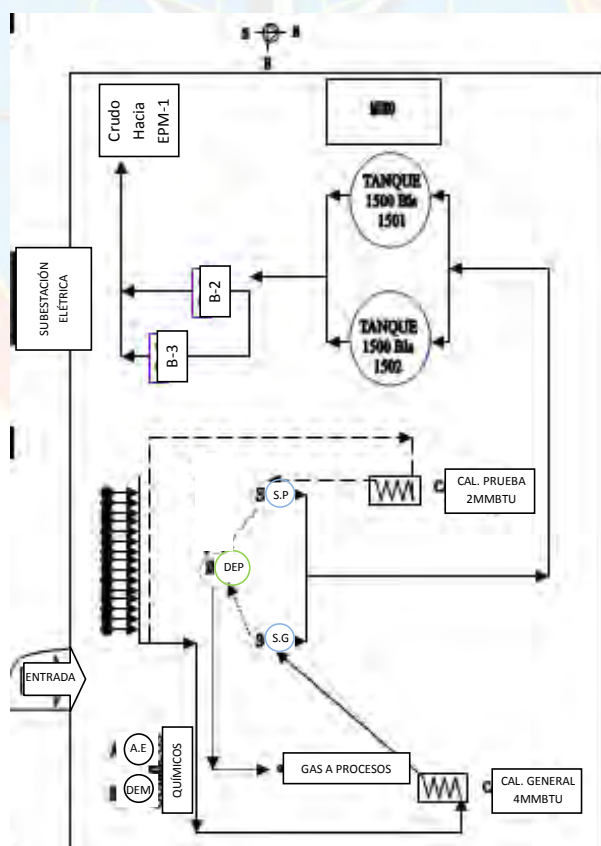


Figura 2.5 Proceso general de la Estación de Flujo MOR-4
Fuente: Gerencia de Ingeniería de Producción – Distrito Morichal.

El líquido (petróleo-agua) y gas asociado, proveniente de los pozos llega a la estación de flujo a un cabezal (múltiple) o “cañón” de producción general y luego va al separador general donde ocurre la separación gas-líquido. El gas sale por los topes de los separadores y va al depurador, donde deja los residuos de crudo que pudieron haber quedado en la separación. El gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión.

El líquido sale de los separadores y va a los tanques de recolección, desde donde es succionado y enviado por las bombas a los patios de tanques, a través del sistema de recolección del crudo (líneas de bombeo) correspondiente. Los volúmenes de líquido y gas de cada pozo son medidos en un separador con características e instrumentos especiales. Esta estación también posee un punto de inyección de química deshidratante, cuya función es acelerar el proceso de separación crudo-agua y evitar la formación de emulsiones fuertes.

A continuación se describen cada una de las etapas por las que pasan los fluidos provenientes de los pozos:

a) Etapa de Recolección

Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la estación de flujo respectiva, o a través de tuberías o líneas provenientes de los múltiples de petróleo, encargados de recibir la producción de cierto número de pozos.

b) Etapa de Separación

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido-gas dentro del separador. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las condiciones del

pozo de donde provenga el fluido de trabajo. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.

c) Etapa de Depuración

Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de petróleo en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas, como lo son H₂S y CO₂. El líquido recuperado en esta etapa es reinsertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de almacenamiento, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.

d) Etapa de medición de petróleo

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo. La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el dimensionamiento de las bombas.

e) Etapa de Calentamiento

Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua-petróleo va al calentador u horno, este proceso de calentamiento de la emulsión tiene como finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando la separación de la emulsión. Esta etapa es aplicada a petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho.

f) Etapa de Deshidratación del petróleo

Esta etapa consiste en separar las dos fases líquidas, compuesta por petróleo y agua en forma de emulsión. Después de separar la fase líquida de la fase gaseosa, la emulsión de petróleo-agua es tratada en el tanque de lavado para deshidratar y separar la emulsión líquido-líquido (agua-petróleo) en donde por diferencias de gravedad y mediante un arreglo de planchas o baffles, separan la emulsión.

Luego el petróleo pasa a los tanques de almacenamiento, y el agua se envía a un sistema de tratamiento de efluentes con el objetivo de terminar de extraer de ella el remanente de petróleo, y devolverla limpia en determinadas condiciones de temperatura para no causar impactos negativos en el medioambiente.

Después de pasar por la etapa de calentamiento, la emulsión de petróleo y agua es pasada por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.

g) Etapa de Almacenamiento del Petróleo

Diariamente en la estación de flujo es recibido el petróleo crudo producido por los pozos asociados a la misma, éste es almacenado en los tanques de almacenamiento después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación y luego, en forma inmediata, es transferido a los patios de tanque para su tratamiento y/o despacho.

h) Etapa de Bombeo

Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la estación de flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia.

Finalmente el petróleo después de pasar por las distintas etapas del proceso de tratamiento, es enviado al patio de tanques, por medio de un sistema de bombeo que lo bombea a través de kilómetros de tuberías hasta su destino final.

La siguiente tabla muestra los volúmenes de líquido y gas medidos durante el proceso el día 10 de enero del año 2012:

Tabla 2.1. Resumen datos generales de la Estación de Flujo MOR-4

Fecha:	10/01/2012
Líquido Total:	306 BNPD
Gas Total:	64 MPCGD
Nº De Pozos Activos:	2
Nº De Pozos Inactivos:	23
Nota:	Bomba Viene De JN-7

2.4 IDENTIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA EL PROCESAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL DE CRUDO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR-4

La Estación de Flujo MOR-4 cuenta con una disposición de facilidades de superficie que permiten manejar de manera holgada la producción actual, sin embargo, se espera un incremento de la producción a aproximadamente 16000 BPD para el año 2014.

A continuación se presentan las características generales de los equipos instalados en la estación de flujo MOR-4 para el procesamiento de la producción actual de 305 BPD proveniente de un total de 2 pozos productores:

Tabla 2.2. Bombas de transferencia

BOMBAS DE TRANSFERENCIA		
Equipo	Bomba N°1	Bomba N°2
Dimensiones (pulgadas)	6-1/2 x 12	6-1/2 x 12
Capacidad Total	12 MBFD	12 MBFD
Marca	GASO 2652	GASO 2652
Tipo	Reciprocante	Reciprocante
Estado	Operativo	Inactivo

La estación de flujo MOR-4 cuenta con 2 bombas instaladas modelo GASO 2652 de 12MBFD de capacidad, una de las cuales se encuentra operativa y la otra inactiva, la cual es usada durante operaciones de mantenimiento y/o reparación de la bomba principal, evitándose de esta forma la interrupción del proceso de bombeo.

Tabla 2.3. Separadores

SEPARADORES		
Equipo	Separador General	Separador de Prueba
Dimensiones (pies)	5 x 18	5,5 x 15
Capacidad Total	5 MBFD / 18MMPCGD	4 Pruebas X Pozo
Marca	NA	NA
Tipo	Vertical	Vertical
Usos	Separación Gas Líquido	Separación Gas Líquido
Estado	Operativo	Operativo

Actualmente la estación cuenta con dos separadores, uno general de tipo vertical con capacidad de 5 MBFD y 18 MMPCGD, y uno de prueba. Ambos separadores efectúan separación gas líquido y se encuentran operativos.

Tabla 2.4. Depurador de Gas

DEPURADOR DE GAS	
Equipo	Depurador A
Dimensiones (pies)	2,5 x 9
Capacidad Total	8 MMPCGD
Marca	NA
Tipo	Vertical
Usos	Limpiar el gas de las partículas líquidas
Estado	Operativo

Para limpiar el gas de las partículas líquidas que quedan en éste luego del proceso de separación gas – líquido, esta estación cuenta con un depurador vertical con capacidad de 8 MMPCGD, el cual se encuentra operativo. Es de notar que el equipo está funcionando de manera holgada, pues solo maneja en la actualidad 64 MPCGD.

Tabla 2.5. Hornos y calentadores

HORNOS Y CALENTADORES		
Equipo	Calentador general	Calentador de prueba
Dimensiones	No aplica	No aplica
Capacidad Total	4 MMBtu/Hr	2 MMBtu/Hr
Marca	No aplica	No aplica
Tipo	Baño María	Baño María
Usos	Calentar el crudo para reducir su viscosidad	Calentar el crudo para reducir su viscosidad
Estado	Inactivo	Inactivo

La estación cuenta con dos calentadores tipo baño de maría. Uno de prueba, con capacidad de 2 MMBtu/hr, y otro general, con capacidad de 4 MMBtu/hr, ambos inactivos. Estos inicialmente eran usados para calentar el crudo con el fin de reducir su viscosidad, para de esta forma lograr un mejor transporte del mismo a través de las tuberías además de facilitar los procesos de eliminación de agua que puedan ser aplicados posteriormente.

Tabla 2.6. Tanques de almacenamiento

TANQUES DE ALMACENAMIENTO		
Equipo	Tanque 1501	Tanque 1502
Dimensiones (pies)	24 x 22	24 x 22
Capacidad Total	1,5 MBLS	1,5 MBLS
Tipo	Cilíndricos Verticales de Fondo Plano	Cilíndricos Verticales de Fondo Plano
Usos	Almacenamiento de Crudo para Bombeo	Almacenamiento de Crudo para Bombeo
Estado	Operativo	Operativo

Según el cuadro anterior, la estación cuenta con dos tanques identificados como 1501 y 1502, ambos operativos, de tipo cilíndricos verticales de fondo plano con capacidad de 1500 Bls cada uno. Con estos se tiene capacidad de almacenamiento de 3000 Bls. Aun cuando los tanques tienen 24 pies de alto, se recomienda, por razones de seguridad una altura máxima de operación de 22 pies, además de una altura mínima del nivel de fluido en el tanque de 12 pies para garantizar el óptimo funcionamiento de la bomba de transferencia.

Tabla 2.7. Tanques de química

TANQUES DE QUÍMICA		
Equipo	Demulsificante	Antiespumante
Dimensiones	No aplica	No aplica

Tabla 2.7. Tanques de química. (Continuación)

TANQUES DE QUÍMICA		
Capacidad Total	2142 GAL	2142 GAL
Marca	No aplica	No aplica
Tipo	Cilíndricos Verticales de Fondo Plano	Cilíndricos Verticales de Fondo Plano
Usos	Almacenamiento del desmulsificante para bombeo hacia los tanques	Almacenamiento del antiespumante para bombeo hacia los tanques
Estado	Inactivo	Inactivo

Además, en la estación están instalados 2 tanques cilíndricos verticales de fondo plano para el bombeo de química hacia los tanques de almacenamiento (uno para antiespumante y otro para desmulsificante) cada uno con capacidad de 2142 Gal. Ambos tanques se encuentran inactivos.

Tabla 2.8. Bombas de química

BOMBAS DE QUÍMICA	
Equipo	Bombas De Química
Dimensiones	Duplex

Tabla 2.9. Bombas de química. Continuación

BOMBAS DE QUÍMICA	
Capacidad Total	3,4 GAL/Hr
Tipo	Centrifuga
Usos	Transferencia de Químicos
Estado	Inactivo

Según la tabla, se cuenta con una bomba centrífuga duplex con capacidad para manejar 3,4 Gal/hr, usada para la transferencia del químico antiespumante y/o desmulsificante hacia los tanques de almacenamiento. Esta bomba se encuentra inactiva.

2.5 DETERMINACIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA MANEJAR EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN PREVISTO PARA EL AÑO 2014.

2.5.1 Bombas de transferencia

Las bombas que normalmente se emplean en las Estaciones de Flujo son del tipo reciprocante, que son accionadas por motores eléctricos o de combustión interna.

Las bombas reciprocantes se utilizan en numerosas aplicaciones que exceden la capacidad de las bombas centrifugas o rotatorias. Una bomba reciprocante es de desplazamiento positivo, es decir, recibe un volumen fijo de líquido en condiciones casi de succión, lo comprime a la presión de descarga y lo expulsa por la boquilla de descarga. En estas bombas se logra el trasiego por el movimiento alternativo de un pistón, émbolo o diafragma. La bomba reciprocante no es cinética como la centrífuga y no requiere velocidad para producir presión,

pues se pueden obtener presiones altas a bajas velocidades. Esta es una de las ventajas de la bomba reciprocante en particular para manejar pastas agudas abrasivas y líquidos muy viscosos tales como los crudos pesados y extrapesados.

Normalmente cuando se diseña el sistema de bombeo, se instala una bomba mas al número mínimo requerido ya que son sistemas sometidos a estrictos servicios de manteniendo y así mantener los niveles de producción.

La Estación de flujo cuenta con 1 bomba operativa modelo GASO 2652 con capacidad de 12 MBFD. En el caso que se active la otra bomba, las dos bombas en operación contarían con capacidad suficiente para ejecutar el trasiego del incremento de producción esperada. Sin embargo, siempre es recomendable contar por lo menos con otro equipo para cubrir contingencias inesperadas. En este caso podría instalarse una bomba adicional del mismo modelo con la finalidad de mantener márgenes seguros para efectuar las operaciones de reparación o mantenimiento requeridas.



Figura 2.6. Bomba Reciprocante GASO modelo 2652

Fuente: Propia.

2.5.2 Separadores

Los separadores horizontales o verticales sirven para separar el gas asociado al crudo que proviene desde los pozos de producción. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad. El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones.

La selección de una unidad particular para ser utilizada en cada aplicación se basa usualmente en cual obtendrá los resultados deseados a los costos más bajos de equipo, instalación y mantenimiento.

En lo que respecta a zonas de producción de crudos pesados, por lo general se utilizan separadores de tipo horizontal. Las aplicaciones para los separadores horizontales de gas y petróleo incluyen lo siguiente:

- Separación líquido/líquido en instalaciones con separador trifásico para obtener una separación agua-petróleo más eficiente.
- Separación del crudo espumante donde la mayor área de contacto gas-líquido del recipiente horizontal permitirá y/o causará un rompimiento más rápido de la espuma y una separación gas-líquido más eficiente.
- Instalaciones donde limitaciones de altura indican el uso de un recipiente horizontal debido a su forma.
- Pozos con tasa de flujo relativamente constante y con poco o ningún cabeceo o surgencia de líquido.
- Donde unidades portátiles son requeridas tanto para uso de prueba como producción.
- Donde unidades múltiples pueden ser apiladas para conservar espacio de planta.
- Aguas arriba de otro equipo de proceso en campo que no funciona apropiadamente con líquido atrapado en el gas.

- Aguas debajo de otro equipo de producción que permite o causa condensación de líquido o coalescencia.
- Donde la economía favorece al separador horizontal.



Tabla 2.9. Recomendaciones de separadores

Situación	Vertical sin malla	Vertical con malla	Horizontal sin malla	Horizontal con malla
Alta retención vapor/líquido	Muy recomendable	Muy recomendable	Moderado	Moderado
Alto flujo de gas	Muy recomendable	Muy recomendable	Moderado	Moderado
Baja relación vapor/líquido	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable
Alto flujo de líquido	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable

Tabla 2.11. Recomendaciones de separadores. Continuación

Situación	Vertical sin malla	Vertical con malla	Horizontal sin malla	Horizontal con malla
Presencia de sólidos materiales pegajosos	Recomendable	Moderado: considerar internos especiales	Moderado: considerar internos especiales	Moderado: considerar internos especiales
Separación líquido-líquido solamente	No recomendable	No recomendable	Recomendable	No aplica
Separación líquido-líquido-vapor	Moderado	Moderado	Muy recomendable	Muy recomendable
Limitaciones en área de planta	Recomendable	Recomendable	No recomendable	No recomendable
Limitaciones en espacio vertical o altura	No recomendable	No recomendable	Recomendable	Recomendable

Aún cuando la Estación de Flujo MOR-4 cuenta con un separador tipo vertical, es más recomendable usar separadores horizontales para procesar el tipo de producción manejada por esta estación. Así se ha podido observar en la tabla 2.9 y en las situaciones en las que pueden usarse este tipo de equipo descritas anteriormente.

En la mencionada tabla 2.9 se puede observar que los separadores horizontales son muy recomendados para condiciones de trabajo que incluyan baja relación vapor/líquido y alto flujo de líquido, parámetros que definen notablemente el contexto de trabajo en esta zona. Así mismo, el factor económico es altamente considerado cuando se desea instalar este tipo de equipos, y la construcción de separadores horizontales generalmente resulta más barata que la construcción de los de tipo vertical.

En la actualidad se cuenta con un separador con capacidad máxima de 5 MBFD lo que hace evidente la imposibilidad de que pueda manejar la producción esperada para los próximos años. Por esta razón, sería recomendable la construcción e instalación de nuevos equipos pero esta vez de tipo horizontal.

Partiendo de que la producción esperada alcanzará los 16 MBD, entonces la capacidad instalada deberá superar este valor para mantener márgenes de operatividad previendo casos en los que puedan presentarse contingencias. Con la construcción de tres nuevos separadores horizontales con capacidad de 5 MBPD cada uno, la planta estará en condiciones de manejar hasta 20 MBPD, escenario éste que supondrá que la estación de flujo MOR-4 en situaciones normales trabaje a alrededor del 80% de su capacidad operativa, en volumen, diariamente.

2.5.3 Depurador de gas

Muchos depuradores de gas vertical y horizontal trabajan en condiciones donde el gas ha sido previamente separado, limpiado, transportado y/o procesado con otro equipo de manera tal que el depurador de gas está siendo utilizado para “pulir” el gas. Los depuradores de gas son generalmente utilizados para asegurar que este fluido no contenga materiales que puedan ir en detrimento para los equipos, por lo que muchas veces son instalados para proteger los compresores, deshidratadores, endulzadores, medidores y reguladores.

Algunos de los usos para depuradores de gas son:

- Limpiar gas para combustible para calentadores, hervidores, generadores de vapor, motores.
- Para gas de control para plantas de procesamiento y equipos.
- Aguas arriba del compresor.
- Aguas arriba de deshidratadores y endulzadores.

- Aguas abajo de deshidratadores y endulzadores para conservar los fluidos del proceso.
- Aguas arriba del sistema de distribución de gas.
- Aguas arriba de y en líneas de transmisión de gas para remover líquidos entrantes, costras de metal oxidado, y polvo.
- Aguas arriba y/o aguas debajo de estaciones de regulación de presión.
- Aguas abajo de la línea de transmisión de gas de plantas de compresión para remover el lubricante de la línea.

La Estación de Flujo MOR-4 cuenta con un depurador de gas capaz de manejar hasta 8 MMPCGD, por lo tanto, si la nueva producción mantiene valores relativamente constantes de RGP respecto a los niveles actuales, es posible manejar toda la producción con la operación de este equipo. En caso contrario, si los valores de RGP resultaran sensiblemente más altos, entonces se haría necesaria la instalación de un nuevo equipo.

2.5.4 Hornos y calentadores

Un calentador por combustión (fired heater) u horno, es un intercambiador de calor en el que el fluido de proceso fluye dentro de tubos y se calienta por radiación procedente de una llama de combustión y por convección desde los gases calientes de ésta.

Generalmente consisten en un set de cuatro paredes, un suelo y un techo generalmente de acero con aislamiento interior de ladrillos refractarios. La sección de convección se sitúa en la parte superior y seguidamente se monta la chimenea. Los tubos de la sección de radiación se montan a lo largo de las paredes y la llama se genera a través de unos quemadores (burners).

En los hornos de tipo Indirecto, la emulsión fluye a través de tubos sumergidos en agua y esta se calienta por contacto con el elemento de calentamiento. Su operación es más segura y de fácil control. Su principio se aplica en los tratadores térmicos.

El calentador instalado en la Estación de Flujo MOR-4 se encuentra inactivo actualmente, por lo tanto, se requerirá su activación en el futuro inmediato para poder manejar toda la producción que en ésta estación serán recolectados.

2.5.5 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización.

Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento y manipulación de grandes volúmenes de petróleo, son generalmente grandes y considerados como permanentes.

Los tanques cilíndricos verticales de fondo plano permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un costo bajo. Con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a destilación.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de productos.

En la actualidad se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 3 MBPD, producto de la disposición de 2 tanques de capacidad de 1,5 MBPD cada uno.

Aunque, como se explicó anteriormente, los tanques están diseñados para almacenar volúmenes de crudo, en las estaciones de flujo esta realidad es relativa. En ellas, los tanques son usados para recolectar la producción de alguna zona en específico pero en cantidad suficiente para garantizar que las bombas de transferencia tengan en todo momento un volumen mínimo determinado para su óptimo funcionamiento. Esto quiere decir que el volumen de producción que entra a la estación es enviado hacia las estaciones principales, donde se procesa el crudo para entregarlo a los patios de tanque en especificaciones de calidad acordadas, y solo permanece en la estación de flujo una cantidad de crudo mínima para el desempeño óptimo del sistema de bombeo.

Solo en ocasiones particulares, como son problemas en los procesos que se desarrollan en las estaciones aguas abajo que obligan la paralización del proceso de bombeo, las estaciones de flujo almacenan volúmenes de crudo mayores a los mínimos requeridos para su operación.

Según esto, la selección de la capacidad de almacenamiento brindada por los tanques de almacenamiento será determinada en base al tiempo de holgura operacional, que no es más que el tiempo que ofrece la estación para remediar o corregir cualquier inconveniente en procesos aguas abajo, deteniendo el sistema de transferencia sin necesidad de cerrar producción.

A continuación se presentará una tabla que muestra cuatro diferentes escenarios para evaluar los tiempos de holgura operacional según diferentes configuraciones de capacidades volumétricas de tanques. Estas son:

- La configuración actual de 2 tanques con capacidad de 1500 Bls cada uno.

- Colocación de un tanque de 1500 Bls adicional a los 2 actuales.
- Colocación de dos tanques de 1500 Bls adicionales a los 2 actuales.
- Colocación de un tanque de 5000 Bls adicional a los 2 actuales.

Tabla 2.10. Tiempos de holgura operacional para diferentes configuraciones de tanques de almacenamiento.

Caso	Producción (Bls)	Producción por hora (Bls/hr)	Volumen de almacenamiento disponible (Bls)	Holgura operacional (hr)
Actual	16000	666,67	1636,36	2,04
Actual más 1 tanque de 1500 Bls	16000	666,67	2454,54	3,06
Actual más 2 tanques de 1500 Bls	16000	666,67	3272,72	4,09
Actual más 1 tanque de 5000 Bls	16000	666,67	4520,98	6,08

En esta tabla se muestran los tiempos de holgura operacional que no son más que el tiempo que la estación puede continuar recibiendo crudo desde los pozos productores con el sistema de transferencia inactivo, permitiendo así que puedan efectuarse operaciones de reparación o mantenimiento de diversa índole en los equipos e instalaciones

Estos tiempos de holgura fueron calculados en base a la máxima capacidad de almacenamiento disponible, en condiciones normales de funcionamiento de la planta, para el momento en que ocurra la contingencia en los procesos aguas abajo de la estación que obligue la parada de las bombas de transferencia.

Para el cálculo de la capacidad máxima de almacenamiento de la estación, los niveles recomendados se encuentran alrededor de los 12 pies como mínimo

para la operación adecuada del sistema de bombeo, y de 22 y 24 pies de altura para los tanques de 1500 y 5000 Bls respectivamente, como máximo nivel de llenado, según datos suministrados por la Gerencia de Ingeniería de Producción – Distrito Morichal.

Con cualquiera de los escenarios planteados, la estación de flujo MOR-4 pudiera funcionar sin contratiempos, pues el tiempo mínimo de holgura operacional se da con la configuración de tanques actual (2 tanques de 1500 Bls de capacidad), por lo que cualquiera de los escenarios presentados puede ser escogido. Sin embargo mientras el tiempo de holgura sea mayor, mayor será el tiempo disponible para resolver problemas que impliquen la parada del sistema de transferencia. Además de que se espera un aumento de producción de la zona Intercampo en los próximos años, por lo que estos tiempos de holgura operacional disminuirán.

En base a lo anterior se recomienda la instalación de un tanque de 5000 Bls adicional a los 2 de 1500 Bls ya instalados, con los que se alcanzará una capacidad de almacenamiento de 8000 Bls y un tiempo de holgura operacional de 6 horas aproximadamente, con una producción de 16000 BPD.

2.5.6 Tanques y bombas de química

Generalmente las estaciones de flujo son utilizadas como punto de inyección de química desmulsificante, cuya función es acelerar el proceso de separación crudo-agua y evitar la formación de emulsiones fuertes. También, dependiendo del tipo de crudo, se aplica la inyección de química antiespumante (mezcla de silicón más “gasoil”) en los cabezales de producción, o en los separadores, con el propósito de minimizar la formación de espuma, que afecta el proceso de separación crudo-gas y crea problemas de alto nivel en los tanques de recolección e ineficiencia en las bombas de las estaciones.

Actualmente el sistema de almacenamiento e inyección de química cuenta con 2 tanques, uno de desmulsificante y otro de antiespumante, con capacidad de 2142 galones cada uno, y una bomba para la dosificación de las sustancias. Todo el sistema está inactivo, debido a la poca producción manejada en la estación MOR-4. Sin embargo, con el aumento de producción previsto, se debe reactivar el sistema de inyección de química para evitar problemas de emulsiones y formación de espuma.

Los equipos instalados satisfacen las necesidades futuras de uso de químicos de la estación, considerando que los volúmenes requeridos para la dosificación diaria son pequeños, y que las compañías encargadas de la venta y distribución de los químicos, mantienen un suministro constante de los productos evitándose así la falta de estos para el desarrollo de las operaciones. Cabe destacar que estas empresas proponen el arreglo de equipos que más les sea conveniente de acuerdo al régimen de visitas exigido según las operaciones y a los requerimientos de estas sustancias en cada planta que tengan asignadas.

CAPITULO III

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 CONCLUSIONES

- La Estación de Flujo MOR-4 perteneciente al campo Morichal actualmente procesa 305 BNPD, con un total de gas de 64 MPCGD, producto de 2 pozos activos y 23 fuera de servicio.
- Para el procesamiento de la producción actual, la estación de flujo MOR-4 cuenta con 2 tanques de almacenamiento (1500 Bls. cada uno), 1 bomba de transferencia (12 MBPD), 1 Separador de Producción (5 MBFD), y 1 depurador de gas (8 MMPCGD).
- Para aumentar la capacidad del sistema de transferencia con el fin de que pueda manejar la nueva producción de 16000 BPD, se debe instalar una bomba adicional de igual capacidad a las dos existentes, manteniendo 2 operativas y una de reserva.
- Con la instalación de 3 separadores de igual capacidad al instalado, pero de tipo horizontal, los cuales son mas recomendados para el manejo de crudos pesados, la estación trabajaría al 75% de su capacidad operativa.
- Tanto el depurador de gas como los hornos de calentamiento de crudo existentes en la estación de flujo MOR-4, pueden mantenerse para lograr el procesamiento de la nueva producción.
- Se estima que con la instalación de un tanque de almacenamiento de 5000 Bls se alcanzaría una holgura operacional de aproximadamente 6 horas, tiempo que permitiría la solución de posibles contingencias ocurridas aguas abajo de la estación, sin cerrar la producción.
- La configuración actual del sistema de inyección de química es suficiente para cubrir la demanda productos esperada con la nueva producción.

3.2 RECOMENDACIONES

- Realizar análisis económicos referentes a la instalación de nuevos equipos para complementar el estudio realizado y evaluar su factibilidad.
- Incluir en los proyectos estrategias que impliquen la modernización y automatización de las instalaciones para favorecer las labores de operación de las mismas.
- Someter el proyecto al análisis mediante simuladores como por ejemplo PIPEPHASE, para verificar la fluidodinámica del sistema.



BIBLIOGRAFIA

CHACIN, J. (2011) Análisis de las condiciones de operación de los equipos instalados en las estaciones de flujo J-20 y O-16 del Campo Carabobo Distrito Morichal. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Petróleo, Universidad de Oriente, Maturín.

INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN ÁREA EXTRAPESADO. DISTRITO MORICHAL (2012). “Construcción e Instalación de tanques de 80 MBLs para el manejo de la producción en las estaciones de Flujo J-20 y O-16 considerando el crecimiento volumétrico para los años 2012-2030”. Documento IDP-12-004.

OLIVEIRA., B. (2003) Desarrollo de una metodología de cálculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo. PDVSA-Anaco. Trabajo Especial de Grado. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

PADRÓN, O. (2009) Evaluación de las condiciones operacionales del sistema de prueba de producción de la Estación de Flujo O-16, Campo Cerro Negro, Distrito Morichal. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Petróleo, Universidad de Oriente, Maturín.

PDVSA (1996). “Facilidades superficiales de producción. Estaciones de Flujo”. Manual de Estimación de Costos Clase V. Volumen III. Documento MEC-400-04-01.

REYES, N. (2011) Estudio del proceso de recolección y separación de la Estación de Flujo MOR-1 del Distrito Morichal, División Faja del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Petróleo, Universidad de Oriente, Maturín.

HOJAS DE METADATOS

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

Título	ESTUDIO DEL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA INTERCAMPO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO MOR – 4
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Morocoima Amarista Roberto José	CVLAC	C.I. 15.551.594
	e-mail	robmor23@hotmail.com
Mora Aray Oscar Alejandro	Código CVLAC / e-mail	
	CVLAC	C.I. 14.858.512
	Email	oscarmora_47@hotmail.com
Hernández Moreno José Isaac	Código CVLAC / e-mail	
	CVLAC	C.I. 14.905.899
	e-mail	joseisaach@hotmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el 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:

Estación de Flujo
Morichal
Intercampo

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
Ciencias Sociales y Administrativas	
Tecnología (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 acumulación de minerales orgánicos e inorgánicos es uno de los problemas que más preocupan a los ingenieros de producción, ya que el cambio de las condiciones de estabilidad del fluido da origen a la formación de incrustaciones, ocasionando el taponamiento de pozos, líneas de transporte, equipos y accesorios de superficie, trayendo problemas en las etapas de producción, transporte y procesamiento. Desde el inicio de la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco se han cambiando las principales condiciones de Presión y Temperatura que originan la precipitación de los minerales contenidos en el agua de formación, reduciendo así la tasa de producción de los pozos. Esto obliga a la aplicación de tratamientos que permitan la remoción total y/o parcial de las incrustaciones, usándose principalmente las lechadas abrasivas que utilizan sólidos en suspensión, que actúan rompiendo las incrustaciones, las cuales deben ser previamente suavizadas con un tratamiento químico para así ser más efectivo su eliminación, teniendo en cuenta que es importante conocer la ubicación, tipo y composición de las mismas.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Martinez Lara, Henry	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I
	e-mail	
	e-mail	
Da Silva, Alicia	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I 8.340.931
	e-mail	alicia_dasilva@cantv.net
	e-mail	
Sucre, Milagros	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I
	e-mail	
	e-mail	
Marín, Tomas	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	e-mail	
	e-mail	

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). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	06	14

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

ESTACIONMOR-4.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 Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum 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 (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.



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

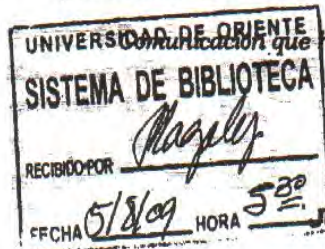
Cumaná, 04 AGO 2009

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 Nº 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.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNVELO
Secretario



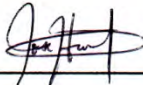
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YGC/marija

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

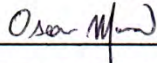
Derechos:

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



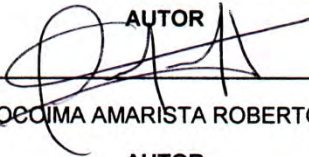
HERNANDEZ MORENO JOSÉ ISAAC

AUTOR



MORA ARAY OSCAR ALEJANDRO

AUTOR



MOROCOCIMA AMARISTA ROBERTO JOSÉ

AUTOR



Ing. Alicia Da Silva

Asesor Académico