



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

**Propuesta de medida para incremento de producción de
petróleo del pozo VD - AZ9 a raíz de las paradas del
Oleoducto Magistral Varadero - Matanzas**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación
de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Clara A. Rodríguez Piñera

Matanzas, 2023



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
“CAMILO CIENFUEGOS”
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E
INGENIERÍA QUÍMICA



CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: VARADERO

**Propuesta de medida para incremento de producción de
petróleo del pozo VD - AZ9 a raíz de las paradas del
Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación
de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Clara A. Rodríguez Piñera

Tutora: Esp. Ing. Silvia Blanco Martínez

Dr.C. Agustín Benítez Hernández

Consultante: Esp. Ing. Eloisa Correoso Romero

Matanzas, 2023

NOTAS DE ACEPTACION

Calificación: _____

Presidente del Tribunal

Firma

Miembro del Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Dado en la ciudad de Matanzas a los ____ días del mes de Julio del año 2023.

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Clara A. Rodríguez Piñera declaro que soy la única autora del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Clara Arisbel Rodríguez Piñera

Nombre y Apellidos. Firma

DEDICATORIA

- A mis familiares

AGRADECIMIENTOS

- A todos los profesores del Centro Politécnico del Petróleo y otros que impartieron clases en la especialidad.
- A la profesora Eloísa Correoso por su entrega y dedicación
- A mi tutora Silvia Blanco por el apoyo.
- A Máximo Badía, Mariela Torres y el profesor Yoney por sus consejos y oportunas aclaraciones
- A todas las personas que depositaron confianza en mí y me apoyaron para alcanzar esta meta.
- A todos aquellos que me animaron y me apoyaron en esta ardua tarea(colectivo del Laboratorio)

A todos muchas gracias.

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C). La investigación tiene como objetivo proponer medida para suplir déficit de producción de petróleo tras parada del Oleoducto Magistral a raíz del incendio en la Comercializadora de Matanzas para el cumplimiento de los planes de producción y de venta. Se actualiza y se revisa toda la información disponible sobre el tema, se describe la operación del oleoducto, se analizan sus variables de operación, se determinan las causas, se propone medida, se evalúa la efectividad técnico - económica de la propuesta y se realiza pronóstico de producción por 10 años, además se elabora el programa de trabajo para lograr incremento de producción en el pozo VD-AZ9 con lo que se espera un aporte al plan de producción 2023 de aproximadamente 97, 26 m³/d de petróleo.

ABSTRACT

The present work is carried out in the Central Oil Drilling and Extraction Company (EPEP-C), the research aims to propose a measure to make up for the deficit in oil production after the stoppage of the Magistral Pipeline as a result of the fire in the Marketer of Matanzas for the compliance with production and sales plans. All available information on the subject is updated and reviewed, the operation of the pipeline is described, its operating variables are analyzed, the causes are determined, a measure is proposed, the technical-economic effectiveness of the proposal is evaluated, and a forecast is made. of production for 10 years, in addition, the work program is prepared to increase production in the VD-AZ9 well, with which a contribution to the 2023 production plan of approximately 97.26 m³/d of oil is expected.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	5
1.1 GENERALIDADES.....	5
1.1.1 RESERVAS PETROLERAS	6
1.1.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO.....	9
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	10
1.3 NORMAS DE CONSTRUCCIÓN DE OLEODUCTOS	13
1.4 MANTENIMIENTO DE LOS OLEODUCTOS	14
1.4.1 MÉTODOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERIOR EN DUCTOS.	15
1.4.2 INHIBIDORES DE CORROSIÓN.	15
1.4.3 RECUBRIMIENTO INTERIOR DE DUCTOS.	16
1.4.4 RASCADORES DE LIMPIEZA.....	17
1.5 COMPORTAMIENTO DE OPERACIÓN DE OLEODUCTOS FRÍOS Y CALIENTES	18
1.6 PRINCIPALES FACTORES QUE INCIDEN EN UNA PARADA DEL OLEODUCTO.....	19
1.7 INSTRUMENTACIÓN SCADA PARA EL MONITOREO DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DE OPERACIÓN DE UN OLEODUCTO.....	20

1.8 INDICADORES DE CALIDAD A TENER EN CUENTA EN EL PROCESO DE TRANSPORTACIÓN DE PETRÓLEO EN OLEODUCTOS.	21
1.9 IMPACTO MEDIO AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD PETROLERA	24
1.10 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPÍTULO I.....	25
CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS	26
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO – MATANZAS.....	26
2.1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL OMVM	27
2.2 ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO – MATANZAS	29
2.3 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS QUE AUMENTAN EL TIEMPO DE PARADA DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO-MATANZAS Y SU INCIDENCIA EN LA PRODUCCIÓN.....	31
2.4 PROPUESTA DE MEDIDA PARA SUPLIR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN DURANTE LAS PARADAS DEL OLEODUCTO.	32
2.5 ANÁLISIS DE EFECTIVIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA PROPUESTA ..	33
2.6 PROPONER PROGRAMA DE TRABAJO A LLEVAR A CABO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO VD-AZ9.	34
2.7 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	34
2.8 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPÍTULO II	35
CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	35

3.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO – MATANZAS.	36
3.1.1 VARIABLES DE FUNCIONAMIENTO DE LA ECO Y LA EROVM.....	36
3.2 COMPORTAMIENTO DEL CAUDAL DE PETRÓLEO EN EL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO – MATANZAS PERÍODO ENERO-DICIEMBRE/2022.....	37
3.2.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO DE LA EPEP-Centro.....	41
3.2.2 RESUMEN DE LAS CAUSAS QUE AUMENTAN EL TIEMPO DE PARADA DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO-MATANZAS Y SU INCIDENCIA EN LA PRODUCCIÓN.....	42
3.2.3 ANÁLISIS DE LA INCIDENCIA DEL AUMENTO DEL TIEMPO DE PARADAS DEL OLEODUCTO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CC - AX.	42
3.3 PROPUESTA DE MEDIDA PARA SUPLIR PÉRDIDAS DE PETRÓLEO DURANTE LAS PARADAS DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO-MATANZAS	44
3.3.1 ANÁLISIS DEL POZO VD-AZ9 COMO CANDIDATO A INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	46
3.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA PROPUESTA	49
3.5 PROGRAMA DE TRABAJO PARA SUPLIR DÉFICIT DE PRODUCCIÓN.....	50
3.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGOS.....	51
3.7 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPÍTULO III	53

CONCLUSIONES GENERALES.....	54
RECOMENDACIONES.....	55
BIBLIOGRAFIA	56
SIMBOLOGÍA	59
ANEXOS	61

INTRODUCCIÓN

Un oleoducto más allá de un sistema de transporte de hidrocarburos, es la pieza maestra de la industria petrolera y constituye la forma más rápida, rentable y segura de transportar petróleo a través de grandes distancias. Debido a su regularidad y simplicidad los oleoductos son hoy en día el medio de transportación de petróleo más utilizado a nivel mundial. Los mismos presentan disímiles características constructivas, las cuales dependen de la geografía en que se encuentren, las condiciones medioambientales y corrosivas del medio y el fluido, así como las propiedades del petróleo que transporte.

La construcción de oleoductos es compleja y requiere de estudios integrales de ingeniería mecánica, de suelo, clima y otros, para su diseño, desde las ideas conceptuales a la ingeniería de detalles, así como estudios de impacto ambiental a todo lo largo de las áreas por donde serán tendidos (González, 2014). Son un ensamblaje de tubos de acero con diámetros internos que suelen oscilar entre los 30 y los 120 centímetros. Pueden ser construidos sobre la superficie o enterrados bajo tierra.

El Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas (OMVM), se encuentra ubicado desde la Planta de Procesamiento de Crudos (PPC) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C) hasta UEB División Territorial Comercializadora de Combustibles Matanzas, que atraviesa los municipios de Cárdenas, Limonar, Unión de Reyes y Matanzas.

Debido a las irregularidades del terreno se hace necesario tener un conocimiento anticipado del comportamiento del oleoducto para diferentes gravedades API, caudales de bombeo, presiones de bombeo y temperaturas del crudo. Pues un cambio en ellos incide directamente en los parámetros de operación del oleoducto. Se debe tener en cuenta que la temperatura ambiente también incide considerablemente en su funcionamiento.

La operación en estado estacionario logra alcanzar el objetivo organizacional de cumplir con los requerimientos exigidos por el cliente. Para garantizar que la arrancada y parada del oleoducto sea de forma segura y en el menor tiempo posible.

Antecedentes de la Investigación:

Como parte de la explotación del OMVM, se han realizado varios estudios con el propósito de definir el rango de operación del mismo. Los resultados han arrojado entre otras cosas; la necesidad de apoyarse en una Estación de Rebombado, que se ubica actualmente en la zona de Cidra y se conoce como Estación de Rebombado del Oleoducto Varadero- Matanzas (EROVM). Para la condición de régimen de bombeo inferior a los 100 m³/h así como otros parámetros de operación normal en estas estaciones reductoras de presión, viene dado por la declinación de las producciones de la EPEP Centro por déficit de combustible para los grupos electrógenos en caso de fallo del fluido eléctrico, por falta de capacidad en la comercializadora, por deterioro y desgaste del ducto. Además de las condiciones de operación en oleoductos calientes, donde a medida que disminuye el flujo de petróleo, las isothermas que garantizan la presión de bombeo disminuyen, incrementando la viscosidad promedio en el ducto y por ende las pérdidas por fricción. Se han realizado otras investigaciones de forma aislada, que han contribuido, a garantizar operaciones de contingencia del oleoducto, dentro de estas operaciones de contingencias se encuentran: averías por salidero en puntos aislados de la traza del oleoducto, interconexiones de nuevos intervalos de ductos y paradas por ciclones o huracanes. También los estudios que evalúan la instrumentación necesaria a instalar a lo largo del oleoducto en apoyo a su buen funcionamiento y conservación.

A raíz del incendio en los depósitos de petróleo en la Comercializadora de Combustible Matanzas en agosto del año 2022 la capacidad de almacenamiento de esta queda reducida, lo que provoca parada del oleoducto y de varios pozos del centro colector-AX de la EPEP-C, con su consecuente pérdida de producción de petróleo y su afectación a los planes de producción y de venta, a pesar de la falta de capacidad de recepción del petróleo, existe la necesidad de continuar cumpliendo con los planes de producción y de venta para cubrir déficit de combustible del país, Cuba produce 40 000 barriles diarios y necesita 100 000 barriles diarios para cubrir la demanda nacional. Ante la falta de capacidad de almacenamiento la comercializadora agiliza la distribución de combustible y de crudo de la EPEC hacia la refinería de Cienfuegos buscando cobertura para asimilar la producción

nacional. En esta investigación se pretende proponer medida para suplir déficit de producción de petróleo tras parada del Oleoducto Magistral a raíz del incendio en la Comercializadora de Matanzas.

Para ello se plantea como problema de la investigación:

Problema científico

¿Cómo suplir déficit de producción de petróleo tras parada del Oleoducto Magistral a raíz del incendio en la Comercializadora de Matanzas?

Como posible respuesta al problema planteado se establece la siguiente **Hipótesis**:

Si se propone medida para aumentar la producción de petróleo del pozo VD-AZ9 entonces se podrá suplir déficit de producción de petróleo para el cumplimiento de los planes de producción y de venta.

Para dar solución al problema se plantea el siguiente objetivo general:

Objetivo General: Proponer medidas para suplir déficit de producción de petróleo tras parada del Oleoducto Magistral a raíz del incendio en la Comercializadora de Matanzas.

Objetivos específicos:

- 1- Describir la operación del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas.
- 2- Analizar las variables de operación del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas.
- 3- Analizar las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas y su incidencia en la producción de petróleo.
- 4- Proponer medida para suplir pérdidas de petróleo durante las paradas del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas.
- 5- Evaluar efectividad técnico - económica de la propuesta de medida para suplir pérdidas de petróleo.

- 6- Proponer programa de trabajo a llevar a cabo para incrementar la producción de petróleo del pozo VD-AZ9.

El trabajo cuenta en su estructura con introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos:

Capítulo I: Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma, la bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema.

Capítulo II: En este capítulo se caracteriza el objeto de estudio y se explican los materiales y métodos empleados para el desarrollo de los objetivos específicos.

Capítulo 3: Análisis y resultados

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de medida para incrementar la producción de petróleo del pozo VD-AZ9 y suplir pérdidas de petróleo para el cumplimiento de los planes de producción y de venta.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma. La bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema.

1.1 Generalidades

Los oleoductos están diseñados para transportar crudos a través de grandes distancias sobre diferentes tipos de terrenos y diferentes elevaciones de los mismos. En la actualidad, los principales oleoductos a nivel mundial trabajan a un 60% de su capacidad operativa. El transporte de combustible por oleoductos en Cuba a partir de 1999 hasta el 2005 ha aumentado de un 21% hasta un 24%. Entre las inversiones ejecutadas, el Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas es un claro reflejo del desarrollo actual de la industria petrolera cubana, que elimina la transportación de crudo por barco (Alfonso, 2007).

El transporte de hidrocarburos a través de tuberías requiere una energía adicional, que a menudo implica la adición de calor o diluyentes para garantizar velocidades de flujo aceptables. Las características propias del crudo influyen en el comportamiento del fluido a través del ducto; de ahí la evaluación en estudios e investigaciones previas del Oleoducto desde diferentes aristas, la investigación se apoya en las variables operacionales (viscosidad, temperatura y presión) y evalúa el comportamiento mediante análisis y situaciones cotidianas de operación del oleoducto (Alfonso,2007).

Los crudos pesados tienen un gran contenido de hidrocarburos de alto peso molecular (saturados, resinas, aromáticos y asfaltenos), lo cual impacta directamente en su proceso de transporte; causando problemas como flujos multifásicos, taponamientos en las tuberías, altas caídas de presión y parada de producción (Bernal y González 2016).

1.1.1 Reservas petroleras

Las reservas son aquellas cantidades de petróleo o gas que se anticipa, pueden ser recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas sobre la base de la información, los datos y las tecnologías disponibles. El acuerdo marco internacional, desarrollado de forma conjunta por la Asociación Americana de Geólogos Petroleros, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo y el Consejo Mundial de Petróleo, es el que más se utiliza en todo el mundo para cuantificar los recursos y reservas petroleras en el subsuelo. El sistema toma en consideración la incertidumbre en el cálculo de recursos que se encuentran profundamente en el subsuelo. A pesar de lo engorroso, arduo y delicado del cálculo, su evaluación es indispensable, pues todos los esfuerzos que se hacen en la rama de exploración producción tienen un solo fin: incrementar las reservas (Verrier, 2019).

Las reservas son caracterizadas por el estado del desarrollo y la producción en: probadas, probables y posibles.

- ✓ Las reservas probadas son aquellas que pueden ser estimadas con un alto grado de certeza.
- ✓ Las reservas probables son aquellas reservas adicionales con menos certeza de ser recuperadas que las reservas probadas.
- ✓ Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales que se pueden estimar a partir del análisis de los datos geológicos, geofísicos y de ingeniería pero que tienen mayor incertidumbre que las reservas probables.

Las reservas son hidrocarburos producibles y los recursos son hidrocarburos in situ dentro del yacimiento. Las reservas se calculan en condiciones de superficie y los recursos se pueden calcular en superficie o en condiciones de yacimiento. Las reservas y los recursos se determinan mediante las ecuaciones 1.1 y 1.2 respectivamente.

$$\text{Reservas (m}^3\text{)} = A \cdot h_e \cdot \Phi \cdot S_o \cdot R \quad (1.1)$$

$$\text{Recursos (m}^3\text{)} = A \cdot h_e \cdot \Phi \cdot S_o \quad (1.2)$$

Dónde:

A: Área (m²)

he: Espesor efectivo (m)

Φ : Porosidad (frac)

So: Saturación de petróleo (frac)

R: Factor de Recobro (%)

Si se conoce el valor numérico de los recursos se calculan las reservas con el empleo del factor de recobro a partir de la ecuación 1.3.

$$\text{Reservas} = \frac{\text{Recursos} \times \text{Factor de recobro}}{100} \quad (1.3)$$

Para gestionar el proceso de producción orientado a extraer estas reservas, se elabora el proyecto de producción con todos los requerimientos de calidad necesarios para trazar los planes de producción y llevarlo a la práctica de la manera más eficiente posible.

Toda la producción de petróleo y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos, constituidos generalmente por areniscas, calizas y dolomitas, aunque pueden aparecer en otros tipos de litologías tales como vulcanógenos sedimentarios y ofiolitas. La cantidad de petróleo y/o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos (Fernández, 2018).

Además de la porosidad y de la saturación de hidrocarburos, se requiere del volumen de la formación que contiene estos. Para calcular las reservas totales y determinar si estas son comerciales, es necesario conocer el espesor efectivo y el área del yacimiento, y así determinar el volumen.

Para evaluar la productividad del yacimiento, se debe conocer con qué facilidad puede fluir un líquido a través del medio poroso. Esta propiedad de la roca, que depende de la manera en que los poros están interconectados, es la permeabilidad.

En resumen los principales parámetros petrofísicos que se requieren para evaluar un depósito son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor efectivo, espesor, área y permeabilidad, además de la geometría, temperatura y la presión del yacimiento así como la

litología, ellos pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del yacimiento (Thomas, 2001).

La porosidad encontrada en reservorios de petróleo o en rocas en sentido general puede ser clasificada como:

- ✓ Porosidad intergranular de la matriz (Primaria).
- ✓ Porosidad vugular (Secundaria).
- ✓ Porosidad por fractura (Secundaria).
- ✓ Porosidad total: Total de huecos de las rocas, o sea la suma de las porosidades primaria y secundaria.
- ✓ Porosidad efectiva: Es la suma de las porosidades conectadas, tanto primaria como secundaria. En formaciones arcillosas, la porosidad efectiva se obtiene restándole a la porosidad total el efecto provocado por la presencia de esta.

Permeabilidad: Es la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí.

La permeabilidad tiene por símbolo la letra “k”, y la unidad de medida más utilizada es el darcy, en homenaje al ingeniero francés Henry D’Arcy (1803-1858), que formuló la ecuación de desplazamiento de un fluido a través de un medio poroso lineal:

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (1.4)$$

Dónde:

K = Permeabilidad= Darcy

q = Caudal = (cm³/s)

μ = Viscosidad = (cP)

L = Longitud = (cm)

A = Área = (cm²)

(P1 – P2) = Diferencial de presión = (atm)

1.1.2 Propiedades físicas del petróleo

En mecánica de fluidos es importante conocer las propiedades del fluido a transportar, y en el caso del petróleo una de las más importantes son la solubilidad del gas en el petróleo (R_s) porcentaje de agua y sólido (BSW), la viscosidad (μ) y la densidad (ρ). (Colectivo de autores, 2019).

También son muy importantes el factor volumétrico (B_0), la gravedad específica (γ_0) y los grados de disolución ($^\circ\text{API}$), por su incidencia directa en el comportamiento hidráulico a lo largo de una línea de flujo de petróleo (Colectivo de autores, 2019).

Estas propiedades se manifiestan de manera diferente en crudos vivos y crudos muertos, por lo que se hace necesario conocer claramente estos conceptos cuando el fluido a transportar es petróleo. Un petróleo muerto o crudo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas. Un petróleo vivo o crudo vivo es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas (Colectivo de autores, 2019).

Campbell (2008) define el factor volumétrico como la razón entre el volumen del petróleo, incluyendo el gas en solución, a una determinada condición de presión y temperatura y el volumen de petróleo a condiciones estándar.

La densidad es la razón entre la masa (m) de una unidad de volumen de petróleo (v) a una determinada presión y temperatura, para crudo muerto, la densidad es función principalmente de la temperatura. El efecto de la presión puede ser despreciable (Campbell, 2008).

Según Ghetto (1994) de acuerdo a la gravedad $^\circ\text{API}$ los crudos se clasifican en livianos, medianos, pesados y extrapesados.

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso del petróleo se deben distinguir dos tipos de viscosidad, la viscosidad de un petróleo sin gas en solución, conocida como viscosidad del crudo muerto

y la viscosidad de un petróleo con su gas en solución, conocida como viscosidad del crudo vivo, todo esto a una determinada presión y temperatura (Taylor et al., 2006).

Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales. La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas (Taylor et al., 2006).

1.2 Clasificación de los fluidos

Según Hernández (2014) los fluidos comprenden las fases líquida y gaseosa (o de vapor) de la materia, tanto los líquidos como los gases y vapores tienen en común una forma de reaccionar cuando están sometidos a esfuerzos tangenciales, lo cual explica su fluidez y proporciona la clave básica para desarrollar los principios de la dinámica de los fluidos.

Un fluido se llama newtoniano, si el esfuerzo tangencial tiene un comportamiento lineal respecto a la rapidez de deformación angular, partiendo de esfuerzo cero y deformación cero. El agua y el aire son ejemplos de fluidos newtonianos (Hernández, 2014).

Los fluidos que manifiestan un comportamiento no lineal entre esfuerzo y rapidez de deformación se conocen como no-newtonianos, excepto los plásticos de Bingham que la relación entre esfuerzo y rapidez sí es lineal pero el esfuerzo cortante inicial es distinto de cero. El petróleo es un ejemplo de fluido no-newtoniano (Hernández, 2014).

Se puede hacer una subdivisión de los fluidos en dos clases principales, compresibles e incompresibles, sobre la base de su reacción a esfuerzos de presión. Todos los gases y vapores son altamente compresibles. Con algunas excepciones, los líquidos, para todo propósito (Campbell, J. 2008).

Vías de transporte del petróleo crudo.

El transporte de los combustibles en la industria energética cubana, cobra gran importancia su trasiego por sistemas de tuberías, que comienza en los puertos, hasta su destino final en las plantas. Estos sistemas difundidos mundialmente, cuando operan dentro de regímenes hidrodinámicos aceptables, son de gran efectividad económica y ambiental con respecto a los demás medios de transporte de combustibles pesados. Los sistemas de tuberías para el transporte de combustibles resultan tan eficaces que existen hoy en el mundo miles de kilómetros instalados. En Cuba, la transportación por oleoductos aumentó desde un 21 % hasta un 24 % entre 1999 y el 2007, siendo el oleoducto Varadero Matanzas un claro reflejo del desarrollo actual entre las inversiones ejecutadas en la industria petrolera cubana. Mediante este oleoducto se elimina la transportación del petróleo crudo por barco en este litoral (Campbell, 2008).

Según Aldana y Rodríguez (2020) estas líneas de tubería están expuestas a diferentes agentes externos como lo son el desgaste, corrosión, daño, fisuras producto de su contacto con el medio ambiente, así como a daños internos debido a las propiedades fisicoquímicas del fluido que transportan.

En la actualidad son utilizados varios métodos para mejorar la fluidez de estas sustancias de alta viscosidad; el calentamiento del fluido hasta una temperatura adecuada para su bombeo, cuyos costos energéticos y de infraestructura son elevados; el empleo de emulsiones con soluciones de tensoactivo para el transporte de sustancias de elevada viscosidad, la adición de sustancias derivadas del petróleo, como nafta, *fuel oil*, destilado medio y otros (Revista Cubana, 2019).

El transporte comienza en el pozo, se produce y debe ser llevado a través de tuberías hasta puntos de separación de gas y agua y posteriormente hasta baterías, donde se trata para dejarlo en condiciones de venta. Posteriormente es almacenado para luego ser transportado hasta las destilerías o plantas de proceso (Revista Cubana, 2019).

Cusaría (2013) señala que el transporte del petróleo puede ser visto como un proceso industrial, en el que es necesario medir, controlar y monitorear dentro de determinados márgenes algunas magnitudes que son importantes.

En el transporte a largas distancias es recomendable disminuir la viscosidad del fluido para aumentar la eficiencia de transportación. Una alternativa utilizada en otros países como Venezuela y Canadá es formar emulsiones de petróleo, obteniéndose un producto con un valor de viscosidad en un rango manejable para el transporte (Alfonso, 2007).

Según la opinión de especialistas de la empresa de ductos en Matanzas con la medición de la temperatura, presión y flujo en un oleoducto, se logra una eficiente operación del mismo. A continuación, se realiza una caracterización de estas variables lo cual justifica esa afirmación (Colectivo de autores, 2019).

✓ Temperatura

Esta variable constituye una de las mediciones más comunes e importantes en cualquier proceso. Aumentar la temperatura dentro de determinados rangos, facilita la mejor manipulación del petróleo que pasa a través del ducto, lo cual permite que este pueda fluir de manera más fácil y el proceso de traslado se pueda hacer más eficiente.

✓ Flujo

No existe forma exacta de saber la cantidad de petróleo que se trasiega si no se mide la variable flujo. Este parámetro es muy importante, debido a que las empresas de ductos cobran según la cantidad de combustibles que trasladan siendo esto un índice que mide su gestión. Una caída del flujo sin razones asociadas a la manipulación del bombeo puede ser indicio de que algún desperfecto se ha presentado en la línea, pues los líquidos al no ser compresibles, deben cumplir con la ley de la conservación de la masa, es decir lo que entra menos lo que sale es igual a los que se almacena. Una vez que la tubería se encuentra llena, la medición de caudal es un parámetro importante a muestrear.

✓ Presión

Las estaciones de bombeo permiten aumentar la presión del líquido que se transporta. Mecánicamente, los ductos soportan determinados valores de esta magnitud establecidos por el fabricante en el momento de diseño. El valor máximo permisible por ningún motivo debe ser sobrepasado, de lo contrario, se corre el riesgo de provocar roturas de tuberías, con las consecuencias negativas que esto pueda traer. La presión debe ser observada en todo momento durante la operación.

Una caída de presión brusca entre una y otra estación generalmente se asocia a una rotura en la línea lo que implica el derrame del combustible en la zona alrededor de la traza con un alto impacto de manera negativa para el ecosistema del área. Tener dominio de este parámetro en cada estación indica cómo se desarrolla el traslado del fluido y detectar el lugar en que ocurre una avería de manera rápida y oportuna. Estas variables tienen una estrecha relación entre sí por poner un ejemplo para valores de temperatura de 75- 85 grados.

1.3 Normas de construcción de Oleoductos

Durante la etapa de diseño de un oleoducto es primordial tener en cuenta materiales, condiciones de operación y requisitos particulares. La información mínima con la que se debe contar para realizar el diseño del mismo parte de las características físicas y químicas del fluido, las locaciones, las especificaciones del material, presión y temperatura en condiciones normales, los procesos de operación y mantenimiento, la protección contra la corrosión interna y externa y el espesor adicional requerido por el desgaste de la corrosión. Los materiales que conforman un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, deben ser los apropiados para brindar un servicio seguro bajo las condiciones de operación del mismo. El material prominente es el acero y su fabricación debe cumplir con los requisitos para cumplir la operación (Moreno, 2019).

Mucho más que un sistema de transporte de hidrocarburos, el oleoducto es la pieza maestra de la industria petrolera y constituye la forma más rápida, rentable y segura de transportar crudo a través de grandes distancias.

Los oleoductos son un ensamblaje de tubos de acero con diámetros internos que suelen oscilar entre los 30 y los 120 centímetros. Pueden ser construidos sobre la superficie o enterrados bajo tierra. Las instalaciones o estaciones de un oleoducto hacen parte del sistema vibrante que moviliza el petróleo para hacer posible su comercialización. En torno a este sistema de arterias se crean valiosas dinámicas sociales y económicas, útiles no solo para los productores de crudo sino también para las comunidades aledañas al lugar de operación, así como para el país entero (Moreno, 2019).

Resulta imposible concebir el negocio del petróleo sin los oleoductos. Gracias a ellos el crudo se puede movilizar para su posterior refinación, procesamiento, exportación y uso. Sin los oleoductos, el petróleo sería un recurso dormido y desperdiciado cuyo enorme valor no podría beneficiar al país.

Por otra parte, la construcción y operación de estos sistemas de transporte se realizan siguiendo rigurosos estándares internacionales. Con ello se asegura una operación cuidadosa y respetuosa con las personas y el entorno.

1.4 Mantenimiento de los oleoductos

Pacheco (2003) señala que, para evaluar la gestión del mantenimiento, se han de definir en primer lugar los objetivos que el mantenimiento pretende conseguir. Resulta importante conocer los métodos, requerimientos y normas asociadas a la operación y mantenimiento de ductos, así como las tecnologías existentes para ello (Argillier, J. et al 2005). Garantizar la integridad y confiabilidad de estos sistemas de transporte. Problemas de corrosión externa e interna, esta última está asociada al 33% de las rupturas de tubería, siendo el escenario sin intervención humana más relevante en el caso de estudio de fallas de ductos (Pacheco, 2003)

Por citar uno de los ejemplos; la corrosión que se produce en los oleoductos de transporte de crudo es mayormente de tipo electroquímico. Una de las más frecuentes es la corrosión bajo depósito, que es la causa más frecuente de las perforaciones en las tuberías de acero en la industria y los servicios. Se produce por la formación de depósitos voluminosos e irregulares en el interior de las mismas como se muestra en la figura 1.1 (Pacheco, 2003).

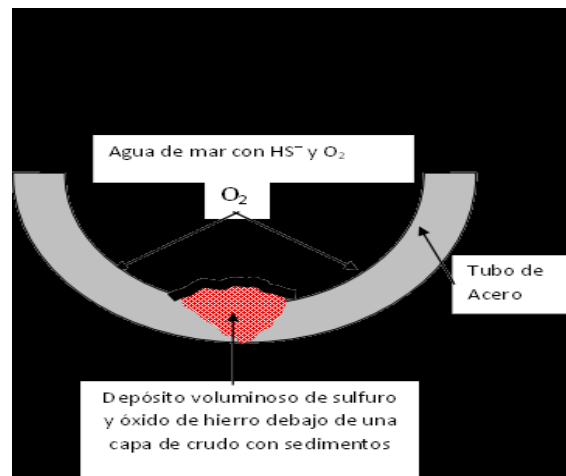


Figura1.1 Corrosión bajo depósito.

1.4.1 Métodos para el control de la corrosión interior en ductos.

Según Pacheco (2003) los métodos indicados a continuación se aplican en forma individual o combinados, de acuerdo al criterio del ingeniero de corrosión, considerando los antecedentes de corrosividad de los fluidos transportados y de los objetivos fijados en el programa de control de corrosión interior.

1.4.2 Inhibidores de corrosión

Cuando se transportan fluidos corrosivos, debe considerarse la adición de inhibidores como una medida para mitigar la corrosión, en el mercado existen numerosos tipos y formulaciones de inhibidores de corrosión, cada uno con características químicas, físicas y de manejo particular, debiendo usar los adecuados para aplicaciones específicas.

La selección adecuada de un inhibidor depende del costo - beneficio, compatibilidad con el fluido y otros aditivos, facilidad en el manejo, dosificación y posibilidades de que tenga efectos nocivos en procesos posteriores. Para la selección de inhibidores también deben considerarse las pruebas de laboratorio, pruebas de campo, experiencia en la industria y recomendaciones del fabricante, así como su eficiencia, grado de solubilidad, proporción requerida de inyección, etc. (DUCTOS,2022)

1.4.3 Recubrimiento interior de ductos

El recubrimiento interior de ductos debe considerarse como otro recurso para el control de corrosión interior, ya que proporcionará una barrera física entre el acero y el fluido transportado. También se considera una solución en áreas especiales como en cabezales de estaciones o líneas de descarga de pozos de diámetro tal que no sea factible o económico usar alguna otra técnica de control de corrosión.

Estas herramientas se emplean para la limpieza de tuberías, la separación de fluidos de diferentes densidades conducidas a través de poliductos, el llenado y vaciado de líneas en calibración y pruebas hidrostáticas (Pacheco, 2003).

También conocidos como rascadores, los escariadores o raspa tubos se fabrican en formas diversas, se utilizan para desprender las escamas de óxido, arena, basura, parafina o cualquier otro material indeseable que penetre dentro de la tubería. Algunas veces también se emplean esferas de poliuretano² para desplazar aceite o agua de las líneas. Éstos pueden usarse en tuberías de cualquier diámetro, ya que su tamaño se puede ajustar inflándolas a través de una válvula. (Pacheco, 2003).

Los rascadores han probado ser eficaces para la limpieza de líneas en refinerías, instalaciones de plantas químicas, de centrales eléctricas, en la industria de petróleo y el gas, explotación minera, industrias de nuevas construcciones y otros tipos. Algunas líneas que se benefician del lanzamiento de rascadores son:

- ✓ Poliductos

- ✓ Gasoductos
- ✓ Oleoductos

El recubrimiento seleccionado deberá ser resistente al ataque del fluido y de sus contaminantes corrosivos o inhibidores, además deberá ser compatible con el fluido (WCP-Mannheim, 2009).

1.4.4 Rascadores de limpieza.

La función de la corrida de limpieza es mejorar y mantener limpia la superficie interna de los tubos, removiendo y eliminando los contaminantes y depósitos. Hay una gran variedad de tipos de “rascadores” en el mercado con diferentes capacidades de limpieza, los hay de navajas, copas y cepillos, superficies abrasivas, semi-rígido, esferas, espuma de poliuretano, etc. (Kjeller, 2000)

En la literatura existen muchas definiciones del instrumento de limpieza de tuberías llamado rascador, a continuación, se citan algunas de éstas:

Los rascadores de tubería son dispositivos que se insertan y viajan por el interior y a lo largo de la longitud de una tubería de producción. Un rascador es un dispositivo mecánico para limpieza interior o inspección de una tubería (Kjeller, 2000).

Un rascador es el objeto que empuja fluidos a través de la tubería. El rascador fabricado de materiales como el silicio de alta calidad, que son muy resistentes y a la vez flexibles. Los rascadores están disponibles en varias formas y se hacen de varios materiales (Cranswick, 2005).

Un rascador puede soportar temperaturas de hasta 200°C sin expansión o degradación significativa, permitiéndole limpiar aun con vapor si es requerido (Rivera, 2007).

Un rascador puede ser un disco o un dispositivo esférico o cilíndrico hecho de un material flexible como neopreno¹. El movimiento del rascador a través de la tubería es logrado aplicando presión de gas o un líquido como aceite o agua en la parte de atrás o al frente del

rascador. Usualmente un rascador es un sólido o semisólido. Existen diferentes tipos de rascadores y con rangos desde esferas usadas para barrer los líquidos condensados en líneas de flujo de gas, hasta rascadores altamente instrumentados para la inspección de líneas de flujo. Los rascadores además son usados para separar diversos fluidos cuando una sola línea de flujo es usada para transportar diferentes fluidos (Rivera, 2007).

Un rascador actúa como un pistón móvil libre dentro de la tubería, sellando contra la pared interior, con un número de elementos de sello. Los rascadores pueden realizar varias tareas incluyendo la limpieza (Rivera, 2007).

1.5 Comportamiento de operación de oleoductos fríos y calientes

Se le denomina oleoducto caliente a todo ducto por el cual la temperatura del fluido transportada tenga valores superiores a la temperatura ambiente. El comportamiento operacional de los oleoductos fríos difiere de los calientes, esto se debe a que la temperatura incide directamente en las propiedades físicas del petróleo, principalmente en la viscosidad y la densidad (Hernández, 2014).

En la puesta en marcha de un oleoducto caliente, su comportamiento es similar al de uno frío, y no empezará a comportarse como un oleoducto caliente, hasta que las tres cuartas partes del mismo no estén llenas. En la arrancada para una presión inicial, a medida que aumenta el caudal, aumenta la presión, comportamiento propio de oleoductos fríos, sin embargo cuando el caudal aumenta, la presión disminuye, esto se debe a que las líneas isotérmicas aumentan a lo largo de la línea de flujo con el aumento del caudal, la viscosidad disminuye a lo largo de la trayectoria; a su vez las pérdidas por fricción y por ende el esfuerzo para desplazamiento del fluido (Correa, 2018).

Tras varios días con el oleoducto detenido se hace necesario tomar varias estrategias, hasta lograr estabilizar los parámetros normales de operación. El perfil de temperatura es imprescindible en el funcionamiento del oleoducto pues de él depende la estabilidad del bombeo, así como el buen funcionamiento de los equipos de bombeo del bombeo. El manejo de las presiones máximas de trabajo en el oleoducto, propias de la tubería y la

succión y descarga de la bomba. Sin obviar a las condiciones climatológicas a las que está expuesta la tubería ya sea expuesta o soterrada (Correa, 2018).

1.6 Principales factores que inciden en una parada del Oleoducto

Son disimiles los ejemplos de escenarios que incurren a paradas inmediatas por roturas de tramos de tubería, por situaciones emergentes, así como por limpieza o mantenimiento de estos importantes sistemas conductores de crudos. En vías de contribuir al ahorro energético del país se realizan muchas estrategias, se precisa detener el oleoducto en los horarios del día donde el consumo energético colapsa. En casos de rotura o incendios se hace necesario e imprescindible detener el bombeo hacia su destino para evitar consecuencias que incurran en situaciones devastadoras y por ende evitables como contaminaciones del entorno por decir un ejemplo. En caso de mantenimiento a cualquiera de los equipos que conforman la red de trasiego dígase equipos de intercambio de calor, unidades de bombeo, instrumentación y comunicaciones etc. (Colectivo de autores, 2019)

Causas y consecuencias generales para diversos escenarios ante una parada.

Causas

- Estrategia energética en los horarios picos del día.
- Mantenimiento o rotura de los equipos de bombeo o intercambio de calor
- Averías en el ducto
- Situaciones excepcionales (Incendios)
- Capacidad de almacenamiento

Consecuencias

- Acumulación de presiones en el ducto
- Pérdida momentánea del perfil de temperatura
- Acumulación de agua e impurezas ducto (corrosión, deterioro)
- Gasto de SRV (NAFTA)

- Pérdidas de producción
- Atrasos objeto social empresa
- Contaminación al medio ambiente
- Daños a la vida humana
- Daños a la propiedad

1.7 Instrumentación SCADA para el monitoreo de las principales variables de operación de un oleoducto

Las tuberías recorren grandes distancias en tramos que pueden ser superficiales, subterráneos o submarinos, estas incorporan estaciones de distribución, impulsión o bombeo y otras llamadas ventosas, encargadas de eliminar el aire que se puede acumular en el interior del conducto entorpeciendo la circulación del fluido (Verdecia, 2016).

Dada la distribución geográfica de los campos de petróleo y gas y la demanda global de estos productos, todos los continentes están recorridos por grandes conductos que llevan los carburantes hasta los centros de consumo, aumentando anualmente la longitud y densidad de las redes nacionales y continentales. Pueden llegar a tener diámetros entre 42 y 48 pulgadas equivalentes a 1 y 1,20 m, mientras que las de distribución oscilan entre 18 y 22 pulgadas (40 y 70 cm) (Verdecia, 2016).

Un SCADA es una buena solución para supervisar un sistema de tal magnitud y nivel de complejidad. Esta posibilita atender las actividades de transporte y reparto de hidrocarburos en las instalaciones petroleras. Los elementos de monitorización facilitan detectar con oportunidad los eventos que distorsionen la correcta operación y permiten un adecuado manejo de los riesgos ambientales que puedan producir rupturas en las tuberías. Las herramientas basadas en tecnología de punta permiten hacer las mediciones y detecciones a lo largo del ducto y brindan una excelente oportunidad para operar el mismo de manera eficiente (Verdecia, 2016).

Cuba cuenta con una discreta red de oleoductos, la mayor parte de ellos en la región occidental del país. El Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas (OMVM), objeto de

estudio del presente trabajo, cuenta con de 75 km, distribuidos en tramos. A lo largo de él se miden diferentes variables, presentándose el dato solo de manera local.

Un rasgo muy importante en los oleoductos, debido a su vital importancia, es el control y la supervisión de las diferentes variables del proceso y el estado de las tuberías. Para esto se utilizan los sistemas de SCADA.

El término SCADA es el acrónimo de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*, es una aplicación de *software* diseñada para controlar y supervisar datos a distancia, los cuales son fundamentalmente variables adquiridas de los procesos remotos utilizando los medios de comunicación necesarios en cada caso (López, 2019).

En su surgimiento los SCADA eran simples sistemas que proporcionaban reportes periódicos de las variables de campo, muestreando las señales que representaban medidas y/o condiciones del estado de la planta desde ubicaciones generalmente remotas, en muchas ocasiones lo que se hacía era imprimir o registrar en un papel la información de las variables, para tener un histórico de los eventos que ocurrían durante la operación del proceso. Estos sistemas no prestaban funciones de aplicación alguna, sino que ofrecían capacidades muy simples de monitoreo y control. La visión del operador del proceso estaba basada en instrumentos y señalizaciones lumínicas montadas en paneles llenos de indicadores (Hentea, 2008).

1.8 Indicadores de calidad a tener en cuenta en el proceso de transportación de petróleo en oleoductos.

Hay que tener en cuenta el cumplimiento de la calidad del petróleo crudo pactada y de las materias primas fundamentales que se incorporan al proceso productivo, previéndose el cumplimiento de Programas de mejoras tecnológicas (Colectivos de autores, 2018).

El mejoramiento continuo es una conversión en el mecanismo viable y accesible, al que las empresas de los países en vías de desarrollo cierran la brecha tecnológica que mantienen

con respecto al mundo desarrollado es por eso que hay que tener en cuenta los siguientes indicadores de calidad en el proceso de producción de petróleo: (Correoso, 2018).

- 1- Cumplimiento del Programa de desarrollo tecnológico.
- 2- Cumplimiento del coeficiente de explotación de los pozos operados.
- 3- Cumplimiento del coeficiente de utilización.
- 4- Cumplimiento del coeficiente de aprovechamiento.
- 5- Cumplimiento de la calidad del petróleo crudo pactada y de las materias primas fundamentales que se incorporan al proceso productivo.
- 6- Cumplimiento de Programas de mejoras tecnológicas.

Coefficiente de explotación: Es la relación entre las horas trabajadas por los pozos activos y las horas calendarios correspondientes a estos pozos.

Coefficiente de utilización del fondo de pozos de explotación: Es la relación entre la cantidad de pozos activos y el total de pozos correspondiente al fondo de explotación.

Aprovechamiento del fondo de pozos de control: Es la relación entre la cantidad de pozos de este fondo utilizados en el año y la cantidad total de pozos en dicho fondo y se expresa en %.

Las presiones competitivas globales han provocado que las organizaciones busquen formas de satisfacer mejor las necesidades de sus clientes, reducir costos, e incrementar productividad. Mejorar un proceso, significa cambiarlo para hacerlo más efectivo, eficiente y adaptable, qué cambiar y cómo cambiar depende del enfoque específico del proceso.

Los requisitos para el mejoramiento de la calidad son un propósito común y conocimiento de conceptos y métodos de tal forma que el cambio se traduzca en mejora. La meta principal es la mejora continua en cada actividad.

Cada actividad y cada trabajo es parte de un proceso y puede mejorarse. Se espera hacer coincidir los productos o servicios del sistema con las necesidades del cliente, las cuales se traducen en características de calidad (Imai, 1986).

Los requisitos para el mejoramiento de la calidad son un propósito común y conocimiento de conceptos y métodos de tal forma que el cambio se traduzca en mejora. La meta principal es la mejora continua en cada actividad.

Cada actividad y cada trabajo es parte de un proceso y puede mejorarse. Se espera hacer coincidir los productos o servicios del sistema con las necesidades del cliente, las cuales se traducen en características de calidad (Imai, 1986).

Existen indicadores de eficiencia que hay que tener en cuenta en el proceso de producción de petróleo, tales como:(Colectivos de autores, 2018).

Indicadores: Son mediciones del funcionamiento de un proceso, estos pueden ser de eficacia, eficiencia o efectividad, tanto globales o de resultado del proceso, como auxiliares o de proceso. Ellos indican cómo marcha el proyecto. (Colectivos de autores, 2018).

- ✓ Indicadores de eficacia: Miden lo bien o lo mal que un proceso cumple con las expectativas de los clientes del mismo.
- ✓ Indicadores de eficiencia: Son los que miden el consumo de recursos del proceso.
- ✓ Indicadores de efectividad: Son los que miden el grado de cumplimiento de los objetivos que se han planificado.
- ✓ Indicadores de resultados: muestran que ha ocurrido, salidas de un proceso, la información es a posterior.
- ✓ Indicadores de proceso: Informan de lo que pasa (proceso en marcha). Mide lo que está pasando, la información se obtiene a priori. Los indicadores de proceso son inductores de los indicadores de resultados (Colectivos de autores, 2018).

1.9 Impacto medio ambiental de la actividad petrolera

El medio ambiente es el sistema de elementos abióticos, bióticos y sociales con los que interactúa el hombre, a la vez se adapta al mismo, lo transforma y lo utiliza para satisfacer sus necesidades (Colectivo de autores, 2018).

Según Correoso (2018) el impacto ambiental se refiere a cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o beneficioso, total o parcialmente resultante de las actividades, productos o servicios de una organización.

El riesgo es la probabilidad o posibilidad de ocurrencia de un daño a las personas, al medio ambiente o a las instalaciones (Correoso, 2018).

La actividad petrolera influye negativamente sobre el medio ambiente en cuanto a: Contaminación atmosférica por emisiones de gases tóxicos, hidrocarburos gaseosos, sulfuro de hidrógeno, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, óxidos de carbono, contaminación de los suelos aguas superficiales y subterráneas, alteración al paisaje, afectaciones a la flora y la fauna, es por eso que ante la confección de cualquier proyecto de mejoras en la industria petrolera se debe tener en cuenta la reducción de este impacto medio ambiental, tomando las medidas pertinentes (Correoso, 2018).

1.10 Conclusiones parciales del Capítulo I

- 1- El Oleoducto Varadero –Matanzas constituye una de las inversiones ejecutadas con claro reflejo del desarrollo actual de la industria petrolera cubana, que elimina la transportación de crudo por barco.
- 2- En la actualidad son utilizados varios métodos para mejorar la fluidez del petróleo de alta viscosidad principalmente se usa el calentamiento del fluido hasta una temperatura adecuada para su bombeo, cuyos costos energéticos y de infraestructura son elevados.
- 3- Los principales escenarios que incurren a paradas inmediatas son las roturas de tramos de tubería, por situaciones emergentes, así como por limpieza o mantenimiento de estos importantes sistemas conductores de crudos.
- 4- Un rasgo muy importante en los oleoductos, debido a su vital importancia, es el control y la supervisión de las diferentes variables del proceso y el estado de las tuberías. Para esto se utilizan los sistemas de SCADA.

CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se caracteriza el objeto de estudio y se explican los materiales y métodos empleados para el desarrollo de los objetivos específicos. Se analizan las características técnicas y las variables de operación del oleoducto. Se realiza la propuesta de incremento de producción mediante la optimización del bombeo del pozo VD-AZ9 ; se evalúa el comportamiento de sus indicadores de producción .Para el cálculo de potencial y de reservas del pozo VD- AZ9 se utilizan los programas de la biblioteca digital del departamento de Yacimiento (Vogel, Qpotencial y ModZero).

2.1 Descripción de la operación del oleoducto magistral Varadero – Matanzas

El Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas tiene su origen en la Estación Cabecera del Oleoducto, la cual se encuentra ubicada en la Planta de Procesamiento de Crudo, también conocida como Batería Central (Anexo A1.1).

Su punto de partida, es la Estación Cabecera del Oleoducto, pasando por una Estación de Rebombeo (EROVM) y terminando en la Comercializadora de Combustible de Matanzas (CM).

La ECO se inaugura en el año 2000 y es la encargada de bombear todo el petróleo tratado en la planta de procesamiento de crudo hasta Matanzas.

El OMVM se puso en funcionamiento el 23 de octubre del año 2000, y aunque funciona como un solo tubo, pero con bombeo intermedio, está constituido por dos segmentos, el primer segmento tiene aproximadamente 42 kilómetros y está ubicado desde la ECO hasta la EROVM, en ésta última se realiza el bombeo intermedio, y el segundo segmento desde la EROVM hasta la UEB-DTCC Matanzas, con una distancia de aproximadamente 33 kilómetros. Se debe tener en cuenta que a pesar de ser muy parecidos en diámetros interiores y exteriores estos dos segmentos, no son iguales, esto se debe a que el primero

utiliza las normas API 5L y el segundo utiliza una norma del ya extinto Consejo de Ayuda Mutua Económica (CAME).

La EROVM es una estación de Rebombeo ubicada en Cidra a unos 42 km de distancia de la ECO y es la encargada de rebombar el petróleo hasta su destino final en Matanzas. El proyecto de la EROVM surge a partir de la necesidad de reducir los costos en el trasiego del crudo a través del OMVM, así como lograr una mayor seguridad en la explotación del mismo. Su objetivo fundamental es operar el ducto con los menores valores de presión posibles, debido al mal estado del oleoducto, además de la disminución en la dosificación de las sustancias reductoras de viscosidad (nafta, diesel), las cuales encarecen considerablemente el costo de producción.

La CM es la que recepciona todo el crudo en calidad y lo distribuye hacia las termoeléctricas y fábricas de cementos del país, aquí se controlan los parámetros de calidad negociados con la EPEP-C, como son el 2 % de agua y los 0,98 g/cm² de densidad.

La sección de ventas de la planta tiene contratada a la entidad Cuba control que certifica la calidad de las entregas de la producción a Matanzas y todo el manejo de la sustancia reductora de viscosidad utilizada en esta sección de la planta que es la nafta.

La producción del pozo se recolecta de forma hermética por una red de oleoductos que comunican al centro colector con el pozo. En el centro colector ocurre la primera etapa de separación del gas con el fluido que produce el pozo, el gas se envía directamente a través de un gasoducto a la planta Energas Varadero, el fluido se recolecta y traslada a través de un oleoducto que pasa por la estación de bombeo oeste, donde se le añade un reductor de viscosidad y una sustancia tenso activa que actúe sobre las emulsiones y se bombea hacia la planta de procesamiento de crudo para recibir su tratamiento final y ser vendido.

2.1.1 Descripción de las características técnicas del OMVM

Las características físicas de un oleoducto son muy importantes, debido a que ellas inciden considerablemente en los resultados que se obtienen en cualquier estudio que se realice,

esto sin restarle importancia a las propiedades físicas del fluido a transportar que son de vital importancia para lograr buenos resultados en la propuesta de mejora que se haga.

Las principales características del OMVM son las siguientes:

- Tiene una longitud total de aproximadamente 75 kilómetros y un diámetro promedio de 20 pulgadas.
- Consta con una estación de lanzamiento de rascadores en su punto inicial, y una estación de recepción de rascadores en su punto final.
- Tiene un punto fijo o muerto, que no es más que una estructura de acero y concreto unida por soldadura al oleoducto, es de 50 toneladas de peso y es el encargado de evitar la deformación por dilatación térmica aguas arriba del oleoducto.
- Una estación de Rebombear intermedia, la EROVM, ubicada en el kilómetro 42.
- Consta con 15 válvulas de corte intermedias, en la VC-811 es donde está conectada la EROVM.
- Tiene un volumen teórico total de 14 293 m³
- Diseñado para una presión de 60 Kg/cm² y se hizo la prueba de diseño a una presión de 79.4 Kg/cm².
- Se encuentra soterrado en su totalidad a una profundidad promedio de 1,25m del centro del tubo.
- Cuenta con 27 magnetos, los cuales junto a las válvulas de corte son puntos notables e identificables en el oleoducto que se usan como referencia con fines de medición en el sitio y/o reparación.
- La temperatura de operación en la línea se encuentra en la ECO, en un rango de 88-93°C, en la EROVM se registran temperaturas en un rango de 43-49 °C y en el punto final las temperaturas están entre 30-35 °C.

Los segmentos que componen el oleoducto tienen diferentes características, ya que fueron construidos por fabricantes y normas diferentes.

Datos técnicos del primer segmento del oleoducto (ECO a EROVM)

- Diámetro del tubo: 508 mm (20 pulgadas, norma API).
- Diámetro interior del tubo: 489 mm.
- Volumen teórico desde la ECO hasta la EROVM: 7922 m³.
- Volumen por kilómetro: 187,8 m³.
- Espesor de pared: 9,5 mm desde la ECO hasta la VC-804 y 7 mm desde ahí hasta la VC-806. De la VC-806 hasta la EROVM se mantiene la línea vieja con 7 mm y 9,5 mm en cruce de caminos y líneas de agua.
- Material de recubrimiento externo.
- Espesor de recubrimiento externo: 0,31 a 0,36 mm.
- Ocho válvulas de corte, de la VC-802/810.
- Presión máxima de trabajo: 30 bar.

Datos técnicos del segundo segmento del oleoducto (EROVM a ECCM)

- Diámetro del tubo: 530 mm (20 pulgadas, norma CAME).
- Diámetro interior del tubo: 514 mm.
- Volumen teórico desde la EROVM hasta ECCM: 6 370 m³.
- Volumen por kilómetro: 207,5 m³.
- Material de recubrimiento externo: Polyken.
- Espesor de recubrimiento externo: 1,2 mm.
- Seis válvulas de corte, de la VC-901/906.
- Presión máxima de trabajo: 24 bar.

2.2 Análisis de las variables de operación del oleoducto magistral Varadero – Matanzas

El Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas (OMVM), cuenta con de 75 km, distribuidos en tramo, para el control y la supervisión de las diferentes variables del proceso y el estado de las tuberías, se utilizan los sistemas de SCADA.

El término SCADA es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), es una aplicación de software diseñada para controlar y supervisar datos a distancia, los cuales son fundamentalmente variables adquiridas de los procesos remotos utilizando los medios de comunicación necesarios en cada caso. Figura A2.1, A2.2.

El análisis de las variables de operación del oleoducto es primordial para el desarrollo de una investigación. Es la herramienta que facilita la comprensión y brinda elementos reales además de la evidencia del comportamiento que te ofrece el SCADA.

El tiempo de tránsito del petróleo a través de la tubería oscila entre los 2.5 y los 5 días dependiendo del caudal de bombeo. Debido al largo tiempo de residencia del crudo en la tubería, los cambios en las condiciones de operación del oleoducto (caudal, temperatura, viscosidad), demoran un tiempo en manifestarse en los perfiles de temperatura y presión del oleoducto. (González, 2014)

La temperatura tiene un papel muy importante en la operación de un oleoducto, gracias a ella se pueden transportar fluidos viscosos como el petróleo, a través de grandes distancias, mientras mayor sea la temperatura inicial del fluido, menor será la viscosidad promedio a lo largo de la tubería.

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso del petróleo se deben distinguir dos tipos de viscosidad, la viscosidad de un petróleo sin gas en solución (crudo muerto, y la viscosidad de un petróleo con su gas en solución (crudo vivo) a una determinada presión y temperatura.

El aumento de la temperatura, disminuye la viscosidad, sin embargo, un aumento de presión, en el primer caso (crudo muerto) aumenta la viscosidad y en el segundo caso (crudo vivo) la disminuye, debido a que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Se analiza el caudal de petróleo en el Oleoducto magistral Varadero – Matanzas, para recolectar los datos de la investigación en el periodo comprendido de marzo a diciembre del pasado año. Se genera una hoja de cálculo que permite copiar los datos del caudal de petróleo en el Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas (datos asumidos por ser confidenciales y para analizar el comportamiento se tabulan y se grafican).

2.3 Análisis de las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas y su incidencia en la producción

Para analizar las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas y su incidencia en la producción de petróleo, se analizan las variables de operación del oleoducto magistral Varadero – Matanzas con el sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), se analizan las implicaciones fundamentales que trae consigo la parada de la EROVM en la venta y en la producción, se analizan las paradas del Oleoducto ante diferentes escenarios, fecha y motivo de la parada y tiempo de duración, se analizan las características del crudo pesado de la EPEP-C.

Para analizar la incidencia de las paradas del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas en la producción de petróleo, se analiza la producción del centro colector AX que es el que más afectación tuvo por paradas de pozos por falta de capacidad de almacenamiento en la ECCM, se analizan las causas de estas paradas del oleoducto, las paradas ante diferente escenario, fecha, motivo de la parada y tiempo de duración, paradas de los pozos del centro colector - AX y se grafica el comportamiento de la producción de petróleo mensualmente, para analizar su pérdida durante el año 2022 por parada del oleoducto por falta de capacidad en la ECCM, para recolectar los datos de producción que se grafican, se genera una hoja de cálculo que permite copiar los datos de los indicadores de producción del centro mencionado anteriormente, registrados en los programas Sistema Informativo de Extracción (SIE), figura A3.1.

2.4 Propuesta de medida para suplir pérdidas de producción durante las paradas del Oleoducto

Para realizar la propuesta se tuvo en cuenta los análisis realizados sobre el comportamiento de las variables de operación del Oleoducto Magistral con el sistema SCADA, las principales causas de las paradas del oleoducto después del incendio en la Comercializadora de Matanzas y su incidencia en la producción de petróleo. Se analizan pérdidas de producción de petróleo del centro y medidas que se tomaron para suplir este déficit en el 2022; para poder cumplir el plan de venta y de producción y principalmente el resultado que se obtuvo de optimización de un pozo del centro colector AZ a partir del mes de agosto y su aporte al cumplimiento del plan 2022. Basado en esta experiencia se realiza el análisis de otro pozo candidato a incremento de producción (VD-AZ9) y se analiza el comportamiento de sus indicadores. Para el desarrollo de la propuesta de incremento de producción mediante la optimización del bombeo del pozo VD-AZ9 se realiza el cálculo de potencial, con la utilización de los programas Vogel, el cual se valida con el programa Qpotencial, también se calculan las reservas de petróleo del pozo por el programa Modzero.

Todos los programas que se utilizan en los diferentes cálculos forman parte de la biblioteca digital de programas del departamento de ingeniería en yacimientos. (Tavares, 2022).

Para el cálculo del potencial del VD-AZ9 se utiliza el programa Vogel, (Anexos A4.1), para ello es necesario calcular la depresión de trabajo (ΔP) por la ecuación (2.1).

$$\Delta P = P_c - P_f \quad (2.1)$$

Dónde:

P_c : Presión de capa (atm)

P_f : Presión de fondo (atm)

La presión de capa se toma del informe de resultados de la investigación del pozo por curva de cambio de régimen (Colectivos de autores, 2022) y la presión de fondo se toma con el pozo trabajando en régimen normal antes de comenzar la curva de cambio de régimen. Las lecturas de presiones se obtienen por el manómetro en tiempo real que se encuentra instalado en el pozo.

Una vez conocida la depresión de trabajo o diferencial de presión, se calcula el índice de productividad del pozo (IP) por la ecuación (2.2).

$$IP = \frac{Q_p}{\Delta P} \quad (2.2)$$

Dónde:

Q_p : Caudal de petróleo (m^3/d)

ΔP : Diferencial de presión (atm)

También se calcula el caudal teórico de la capa con el programa Qpotencial (Anexos A5.1), utilizando el modelo de flujo radial y las características geológicas y petrofísicas del pozo para validar los resultados obtenidos por Vogel.

2.5 Análisis de efectividad técnico - económica de la propuesta

Para analizar la efectividad técnico - económica de la propuesta se realizan los cálculos económicos correspondientes a la propuesta teniendo en cuenta el incremento de producción de petróleo que se logra con la medida que se propone.

Se realiza el análisis económico utilizando el programa ECON, Anexo 6.1 el cual permite el cálculo de la ganancia que se logra por cada m^3/d que se produzca y se hace pronóstico en el tiempo donde se tiene en cuenta la declinación del pozo calculada por el programa Modzero. (Tavares, 2022).

2.6 Proponer programa de trabajo a llevar a cabo para incrementar la producción de petróleo del pozo VD-AZ9.

Se elabora el programa de trabajo para suplir déficit de producción de petróleo, donde se tiene en cuenta los datos de producción actual de pozo y la secuencia de operaciones a realizar. (Figuras A6.1, A6.2). Se utiliza la biblioteca digital de programas del departamento de ingeniería en yacimientos (Vogel, Qpotencial y ModZero) para el cálculo de reservas del pozo VD- AZ9 y se analiza la efectividad técnico-económica de la propuesta con el programa Econ.

2.7 Análisis de riesgos

Para el análisis de riesgos se utilizan informaciones que ya existen en trabajos de tesis anteriores donde se ha trabajado el tema de producción de petróleo las cuales están referidas en la bibliografía con los autores, (Correoso, 2018) y (Franco, 2017). Se revisa la existencia de las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan accidentes. Se analizan los principales riesgos en los que se puede incurrir con la propuesta.

2.8 Conclusiones parciales del Capítulo II

- 1- Para el control y la supervisión de las diferentes variables del proceso y el estado de las tuberías, se utilizan los sistemas de SCADA.
- 2- Para determinar las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral, se analizan las paradas ante diferentes escenarios (fecha, motivo y tiempo de duración) así como el comportamiento de sus variables de operación.
- 3- Para analizar la incidencia de las paradas del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas en la producción de petróleo, se analiza la producción del centro colector AX que es el que más afectación tuvo por paradas de pozos por falta de capacidad de almacenamiento en la Comercializadora en escenarios anteriores.
- 4- Se utiliza la biblioteca digital de programas del departamento de ingeniería en yacimientos (Vogel, Qpotencial y ModZero) para el cálculo de potencial y de reservas del pozo VD- AZ9.
- 5- Se utiliza el programa Econ para el cálculo de efectividad técnico –económica, donde se usa como base de cálculo económico el incremento productivo esperado una vez implementada la medida que se propone.

CAPITULO 3: ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados obtenidos en la investigación. El monitoreo del comportamiento de las variables de operación en el oleoducto, facilita detectar con oportunidad los eventos que distorsionen la correcta operación y permiten un adecuado manejo de los riesgos ambientales que puedan producir rupturas en las tuberías.

3.1 Resultados del análisis de las variables de operación del Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas

El monitoreo el comportamiento de las variables de operación en el oleoducto, facilita detectar con oportunidad los eventos que distorsionen la correcta operación y permiten un adecuado manejo de los riesgos ambientales que puedan producir rupturas en las tuberías.

3.1.1 Variables de funcionamiento de la ECO y la EROVM

La ECO y la EROVM tienen establecidos valores máximos y mínimos de trabajo para garantizar un flujo estable y proteger las bombas en caso de presiones mínimas porque pudieran cavitarse, y en caso de las presiones máximas para proteger el oleoducto que se encuentra dañado debido a los años y a la corrosión. Actualmente el oleoducto no debe someterse a presiones superiores de 40 atm o 4,0MPa pero se trabaja por precaución solo hasta 38 atm o 3,8 Mpa; sin embargo fue diseñado para trabajar a 60 atmósferas de presión. En la tabla 3.1 se muestran las variables operacionales de la ECO y la EROVM, en ella los valores de viscosidad de salida en Matanzas van a depender del caudal de bombeo, el cual incide directamente en la temperatura y ésta en la viscosidad.

Tabla 3.1 Variables de operación de la ECO y la EROVM

Parámetros	U/M	Valor Mín	Valor Max
Presión de salida del Oleoducto a Matanzas	MPa	0,1	3,8
Presión de descarga de las bombas <i>booster</i>	MPa	0,1	0,7
Presión del crudo colector de succión EROVM	MPa	0,3	0,72
Presión del crudo colector de descarga EROVM	MPa	1,0	3,85
Presión en succión con parada de EROVM	MPa	0	3,85
Temperatura del petróleo en colector de descarga EROVM	C	30	90
Viscosidad de salida del oleoducto a Matanzas	mm ² /s	-	1500
Agua por destilación de venta	%(V/V)	0	2,0
Dosificación de Diluyente para Nafta	%	0	5
Temperatura de entrada a la bombas magistrales	C	85	95
Temperatura de salida del crudo tanques ECO	C	30	80
Dosificación de Diluyente para Diesel u otra SRV	%	0	10

En la tabla anterior se muestran los valores mínimos y máximos de las variables de operación del oleoducto Magistral. La variación de las presiones máximas de salida del Oleoducto a Matanzas y del colector de descarga en la EROVM así como la presión en succión con parada de EROVM la cual se mantienen en el rango de (3,80 a 3,85) MPa. La viscosidad de salida del oleoducto a 1500 mm²/s, las temperaturas del petróleo entre (90 a 80) °C, el agua por destilación de venta en un 2,0 %, y la dosificación de nafta de (5 a 10) %.

3.2 Comportamiento del caudal de petróleo en el Oleoducto magistral Varadero – Matanzas período Enero-Diciembre/2022.

En la tabla 3,2 se muestran los caudales mensuales del petróleo en el Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas, es decir, petróleo de venta a la Comercializadora de Combustible de Matanzas y sus características físico – química durante el año 2022, con un caudal de petróleo en el año de 125483,64 m³/mes, viscosidad de 1397 mm²/s, gravedad de 10,4 °API, densidad de 0,9863 g/cm³ y un % de azufre igual a 7,54.

Tabla 3.2 Caudal de petróleo de Venta y característica físico – química.

Fecha	Petróleo m ³ /mes	Viscos. (mm ² /s)	Gravedad (°API)	Densidad (g/cm ³)	Sales (g/m ²)	Azufre (% masa)
01/2022	135946.21	1415	10.7	0.9943	466.76	7.54
02/2022	132111.44	1422	10.3	0.9512	439.30	7.63
03/2022	126851.02	1456	10.7	0.9947	441.33	7.49
04/2022	131946.21	1415	10.7	0.9943	466.76	7.54
05/2022	127849.17	1389	10.8	0.9940	456.71	7.48
06/2022	131342.83	1358	10.8	0.9939	496.53	7.58
07/2022	127350.19	1430	10.7	0.9948	619.40	7.47
08/2022	105164.95	1392	10.2	0.9425	445.20	7.61
09/2022	120043.61	1423	10.7	0.9944	645.47	7.52
10/2022	115921.70	1359	9.5	0.9940	632.13	7.57
11/2022	124888.89	1382	10.8	0.9941	709.93	7.46
12/2022	126387.52	1323	9.4	0.9937	614.53	7.57
Promedio	125483.64	1397	10.4	0.9863	536.17	7.54

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento del caudal de petróleo de venta a la comercializadora de combustible Matanzas antes y después del incendio, donde se observa un caudal de petróleo promedio en el período Enero – Julio de 130485,30 m³/mes, y después del incendio en la ECCM este valor promedio baja en el período agosto – diciembre por cierre de pozos por paradas del oleoducto hasta 118481,33 m³/mes.

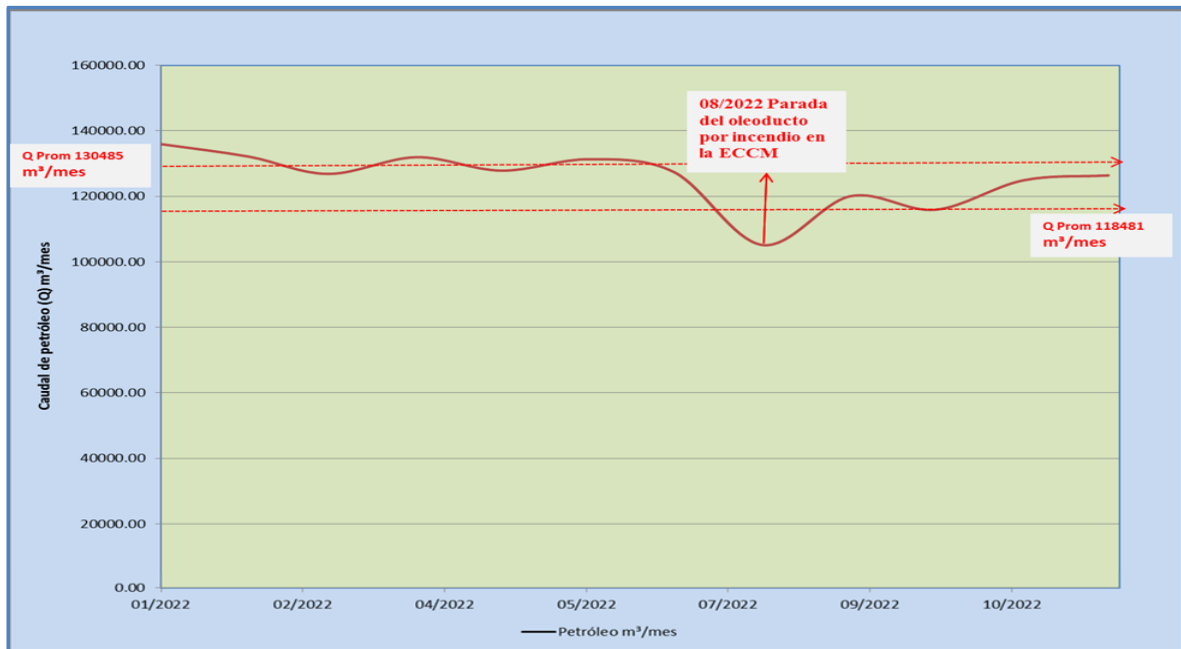


Figura 3.1 Comportamiento del caudal de petróleo de venta durante el año 2022.

Debido a las continuas interrupciones eléctricas por tiempos prolongados se ha tenido que trabajar con los grupos electrógenos de forma sistemática. Lo cual ha conllevado a un incremento del consumo de combustibles en los mismos. El diesel lo asigna la empresa eléctrica y se presenta dificultades con el suministro del mismo.

En ocasiones no se cuenta con diesel en la EROVM, por lo que en los intervalos sin electricidad se saca fuera de servicio el oleoducto con todas las consecuencias que trae esto para su buen funcionamiento y para el cumplimiento de los planes de ventas y de producción.

Implicaciones fundamentales asociadas a las paradas del oleoducto

- Parada del ducto
Por los motivos que se presenten en el momento no es una solución aconsejable pero imprescindible en situaciones excepcionales o emergentes
- Disminución del caudal de bombeo generalmente de 220 m³/h a 110 m³/h, si se disminuye el caudal de bombeo, (la presión aumenta) pero el oleoducto se mantiene operando a menor intensidad de presión.
- Operación del oleoducto por debajo de su presión de diseño, al trabajar con las presiones al límite se corre un mayor riesgo de avería en el ducto.
- Disminución de la capacidad de almacenamiento en la ECO. Al disminuir el bombeo a Matanzas la capacidad de almacenamiento va disminuyendo.
- Disminución del volumen de recepción de crudo en Batería Central. Si el límite de capacidad en la cabecera disminuye, la capacidad de almacenamiento en los tanques de tratamiento a su vez también y por tanto hay que tomar otras conductas al respecto. Operaciones técnicas para obtener capacidades en los tanques estáticos (drenaje en llenado, extensión de los ciclos de tratamiento, aprovechamiento de la máxima capacidad de los tanques, nivel de los colchones de agua).
- Incremento de la adición de sustancias reductoras de viscosidad para lograr una menor presión de trabajo.

- Perdida del perfil de temperatura. Al disminuir el caudal de bombeo o proceder a una parada el comportamiento de la temperatura decrece, el cual provoca aumento de la presión y la viscosidad.
- Parada de pozos. Al no existir capacidad de recepción en Batería es necesario ir parando pozos.
- La instalación se encuentra operando con altos niveles de producción almacenada debido a los incidentes en Supertanqueros que no permite bombear y con la disminución de las ventas por la salida de la EROVM el llenado sería en breve periodo de tiempo.

En la tabla 3.3 se muestran fecha y motivo de la parada y tiempo de duración. Se realiza una síntesis de las más significativas durante el período de marzo a diciembre.

Tabla 3.3 Paradas del Oleoducto período marzo–diciembre/2022

Fecha	Motivo de la parada	Tiempo de Duración
03/05/2022	Altas temperaturas en el local de los variadores bombas.	10 h
04/05/2022	Altas temperaturas en el local de los variadores bombas..	2 h
16/5/2022	Oleoducto parado x bomba de nafta averiada	4 h
19/5/2022	parado x agua en los motores de las <i>booster</i>	2 h
23/5/2022	Altas temperaturas en el cuarto de Control de motores	2 h
26/5/2022	Altas temperaturas en el cuarto de Control de motores	1 h
27/5/2022	Altas temperaturas en el cuarto de Control de motores	6 h
28/5/2022	Altas temperaturas en el cuarto de Control de motores	10 h
14/6/2022	Altas temperaturas en el cuarto de Control de motores	4 h
05/08/2022	Explosión de tanques de recepción de crudo en la comercializadora	4 h
06/08/2022	Explosión de tanques de recepción de crudo	24 h
07/08/2022	Explosión de tanques de recepción de crudo	24 h
09/08/2022	Explosión de tanques de recepción de crudo	24 h
02/09/2022	Oleoducto parado por trabajos eléctricos en el Cuarto de Control de motores	10 h
09/09/2022	Oleoducto parado por trabajos eléctricos en el Cuarto de Control de motores	1 h
27/9/2022	Se producen afectaciones en el fluido eléctrico en el país	4 h

28/9/2022		14 h
18/10/2022	Parado por capacidad en la Comercializadora	16 h
19/10/2022	Parado por capacidad en la Comercializadora	16 h
14/11/2022	Parado por capacidad en la Comercializadora	6 h
30/11/2022	Parado por capacidad en la Comercializadora	18 h
16/12/2022	Oleoducto detenido por horario pico	4 h

Se observa que las paradas del oleoducto de 24 h son las correspondientes al suceso del incendio de los tanques de combustible en la comercializadora. No menos importante también las que se representan con menor tiempo de duración demuestran situaciones reales y reafirman la necesidad de la búsqueda de alternativas para el cumplimiento de los planes de venta y producción como la que se propone en la investigación.

3.2.1 Análisis de las características del crudo pesado de la EPEP-C

El compósito de crudos de la EPEP-C, tiene como promedio 9,3 °API, el diluyente utilizado para mejorar el flujo por el oleoducto tiene 32,80 °API, después de dosificado alrededor de un 2,5 % de diluyente al crudo en los centros colectores, queda con un crudo con aproximadamente 10,2 °API, en la ECO se vuelve a dosificar alrededor de un 2,6 % y queda un crudo de aproximadamente 11,9 °API, el cual posteriormente será bombeado a través del oleoducto. Este crudo prácticamente no tiene gas disuelto y por tanto su factor volumétrico es despreciable (EPEP-Centro, 2022b).

También posee un alto porcentaje de azufre, se debe tener en cuenta que el nivel corrosivo del petróleo es directamente proporcional a su contenido de azufre, este típicamente incrementa cuando la gravedad °API del crudo decrece.

Debido a que el crudo producido por la EPEP-C se encuentra entre pesado y extrapesado según °API, el contenido de azufre de los mismos es alto, alrededor de un 7 %, por tanto, el crudo transportado por el oleoducto es muy ácido, lo cual ha afectado el OMVM severamente y actualmente ha presentado numerosas de averías.

3.2.2 Resumen de las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas y su incidencia en la producción

Como resumen del análisis de las causas que aumentan el tiempo de parada del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas y su incidencia en la producción de petróleo. Se obtuvo que como principales causas se tiene:

- 1- El déficit de combustible (diésel y la nafta).
- 2- Falta de capacidad del ECCM que provoca la parada de un grupo de pozos y el incumplimiento de los planes de ventas y producción, además aumenta la viscosidad del crudo estacionado por la pérdida de perfil de temperatura, altas presiones y la acumulación de agua y sedimentos que deterioran su estado constructivo.

3.2.3 Análisis de la incidencia del aumento del tiempo de paradas del oleoducto en la producción de petróleo del CC - AX.

Para este análisis se tuvo en cuenta historial de producción mensual del Centro colector (CC) - AX y su pérdida de producción durante la parada de sus pozos por falta de capacidad de almacenamiento en la CM.

El CC - AX tiene producciones del orden de 759 m³/día, valor promedio al cierre 2022, representando el 20 % de la producción total de la empresa y un % de BSW (agua y sedimento en el fondo por sus siglas en inglés) de 2,4 % figura 3.3.

En octubre y noviembre del 2022 hubo afectación en la producción de los pozos de este centro colector por parada del oleoducto por falta de capacidad de almacenamiento en la Comercializadora de Combustible de Matanzas (CM), por esta razón se dejó de producir 4625 m³ de petróleo en el mes de octubre y 876 m³ en el mes de noviembre para un total de 5501 m³ en año, tabla 3.4.

Tabla 3.4 Historial mensual de los indicadores de producción del CC-AX

Fecha	QFluido (m³/d)	QPet (m³/d)	QGas (m³/d)	BSW (%)	RGP (m³/m³)	# Activos	Kexplot (%)	Observaciones
01-2022	737.21	723.35	25707.96	1.88	35.54	3	99.64	
02-2022	781.47	764.84	25649.62	2.13	33.54	3	99.64	
03-2022	767.95	749.22	25406.36	2.44	33.91	3	98.71	Afectaciones por fallas eléctricas
04-2022	808.15	770.47	26599.71	4.66	34.52	4	97.8	Entró un pozo nuevo
05-2022	834.53	810.77	29676.52	2.85	36.6	4	93.97	Afectaciones por fallas eléctricas
06-2022	820.39	802.02	29208.11	2.24	36.42	4	92.37	Afectaciones por fallas eléctricas
07-2022	763.45	748.99	31632.38	1.89	42.23	4	91.57	Afectaciones por fallas eléctricas
08-2022	736.93	720.93	33993.47	2.17	47.15	4	88.45	Se optimizan dos pozos mediante aumento de RPM.
09-2022	806.66	783.72	35799.68	2.84	45.68	4	95.09	Se optimiza un pozos mediante aumento de RPM.
10-2022	774.96	754.68	36302.58	2.62	48.1	4	92.59	Falta de capacidad en comercializadora Mtzas.
11-2022	789.23	765.58	36182.93	3	47.26	4	88.72	Falta de capacidad en comercializadora Mtzas.
12-2022	730.8	717.71	32181.93	1.79	44.84	4	83.17	Falta de capacidad en comercializadora Mtzas.
Promedio	779	759	30695	2.6	40.47	4	93.48	

En la figura 3.3 se puede apreciar el comportamiento de los indicadores de producción del CC-AX en el año 2022, así como los eventos sucedidos durante el año, donde se remarca la etapa en que ocurre el incendio en los tanques de almacenamiento de combustible en la CM, con su consecuente pérdida de producción de petróleo por parada del oleoducto y por afectación eléctrica, afectando el cumplimiento del plan, en los meses de agosto – septiembre, donde se elaboró un plan emergente de optimización de pozos para suplir este déficit de producción y poder cumplir el plan de venta y de producción de petróleo del año 2022.

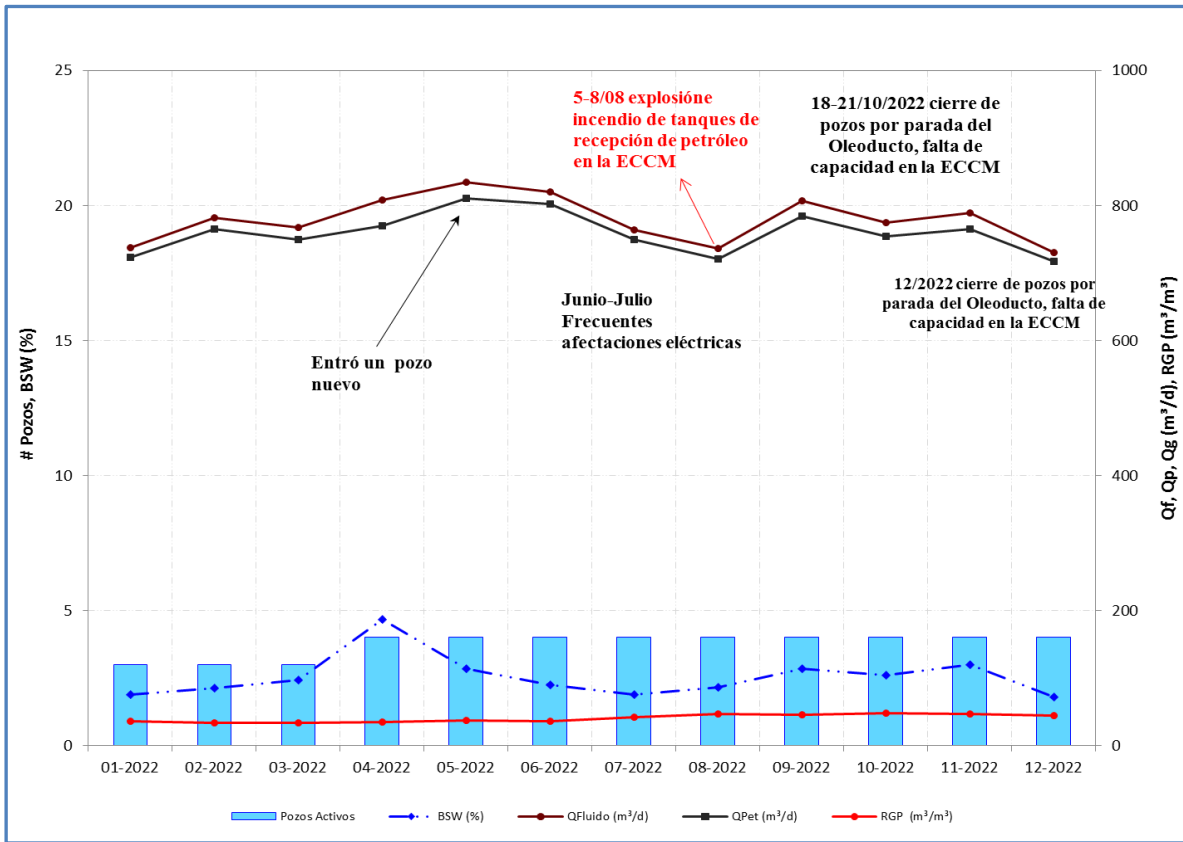


Figura 3.3 Comportamiento de los indicadores de producción del CC-AX

Después del análisis de las variables de operación del oleoducto magistral Varadero – Matanzas y de las causas que aumentan el tiempo de parada y su incidencia en la producción de petróleo, entonces se analizan la posible medida para suplir déficit de producción de petróleo.

3.3 Propuesta de medida para suplir pérdidas de petróleo durante las paradas del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas

Para proponer medida para suplir pérdidas de petróleo durante las paradas del Oleoducto, se tuvo en cuenta los análisis realizados sobre el comportamiento de las variables de operación del oleoducto magistral Varadero – Matanzas, las principales causas de las paradas del oleoducto después del incendio en la Comercializadora Matanzas y su incidencia en la

producción de petróleo, pérdidas de producción de petróleo del centro y medidas que se tomaron para suplir este déficit en el 2022, para poder cumplir el plan de venta y de producción, principalmente se analiza el resultado de optimización del pozo VD- AZ13 del centro colector AZ según se muestra en la figura 3,4 a partir del mes de agosto, de 105 m³/d que producía el pozo se logra aumentar hasta 130 m³/d es decir un incremento de 25 m³/d, el cual aportó al plan 2022 un total de 2467 m³ de petróleo, la comercializadora agiliza distribución de combustible y envía producción de petróleo crudo de la EPEP centro hacia la refinería de Cienfuegos, buscando cobertura para asimilar producción nacional y el cumplimiento de los planes de producción y de venta.

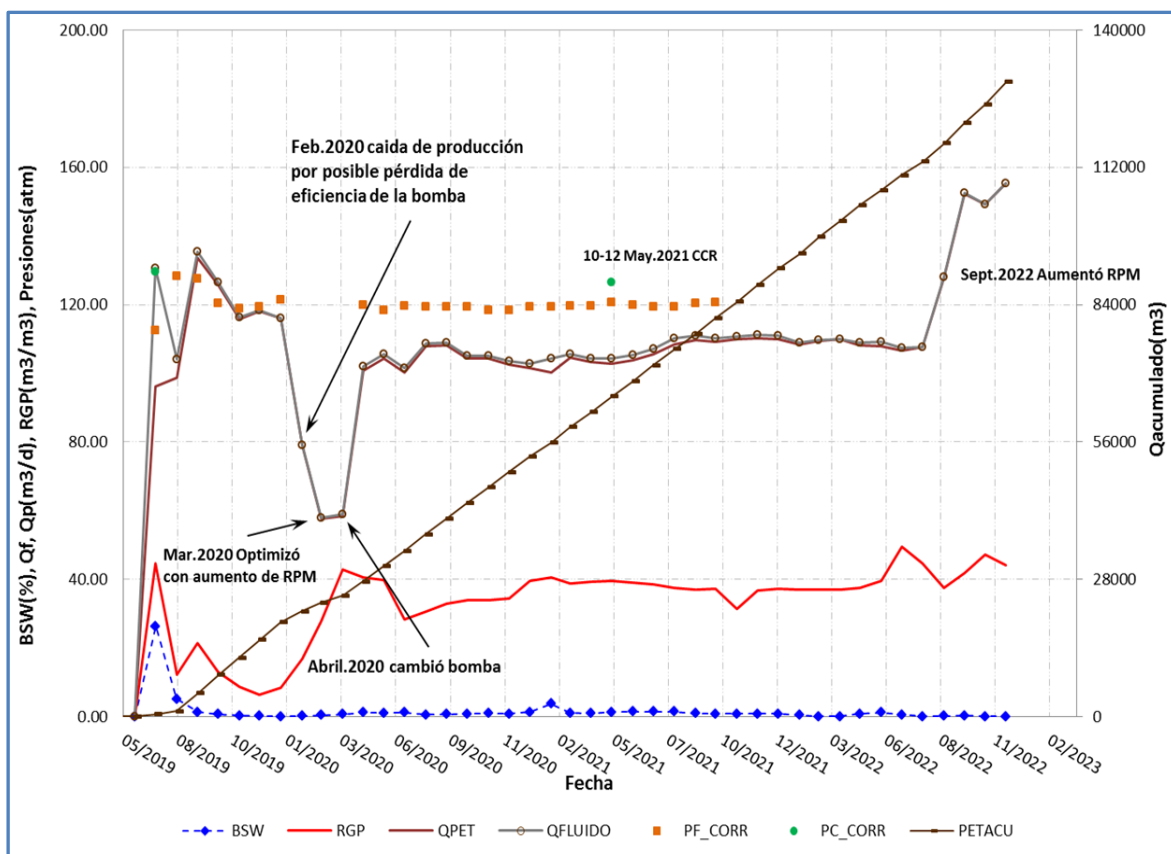


Figura 3.4 Comportamiento de los indicadores de producción del Pozo VD-AZ13.

Teniendo en cuenta los buenos resultados obtenidos en el pozo VD- AZ13, se propone la siguiente medida para suplir déficit de producción para el cumplimiento del plan 2023:

- Realiza el análisis del pozo VD-AZ9 como candidato a incremento de producción mediante la optimización del bombeo.

Para este análisis se analiza el comportamiento de los principales indicadores de producción del pozo tales como caudal de fluido, caudal de petróleo, porcentaje de agua y sedimentos (% BSW), y relación gas – petróleo (RGP), presión de capa y presión de fondo y se calcula el potencial del pozo.

3.3.1 Análisis del pozo VD-AZ9 como candidato a incremento de producción

En la figura 3.5 se muestra el comportamiento histórico de los indicadores de producción del pozo, donde se puede observar que el pozo trabaja con una presión de capa igual a 118 atm con presión de fondo de 114 atm para una depresión de trabajo (Δp) de 4 atm para un índice de productividad (IP) de 49 m³/d/atm, agua y sedimento (BSW) de 0 % y relación gas petróleo (RGP) baja de 48 m³/m³.

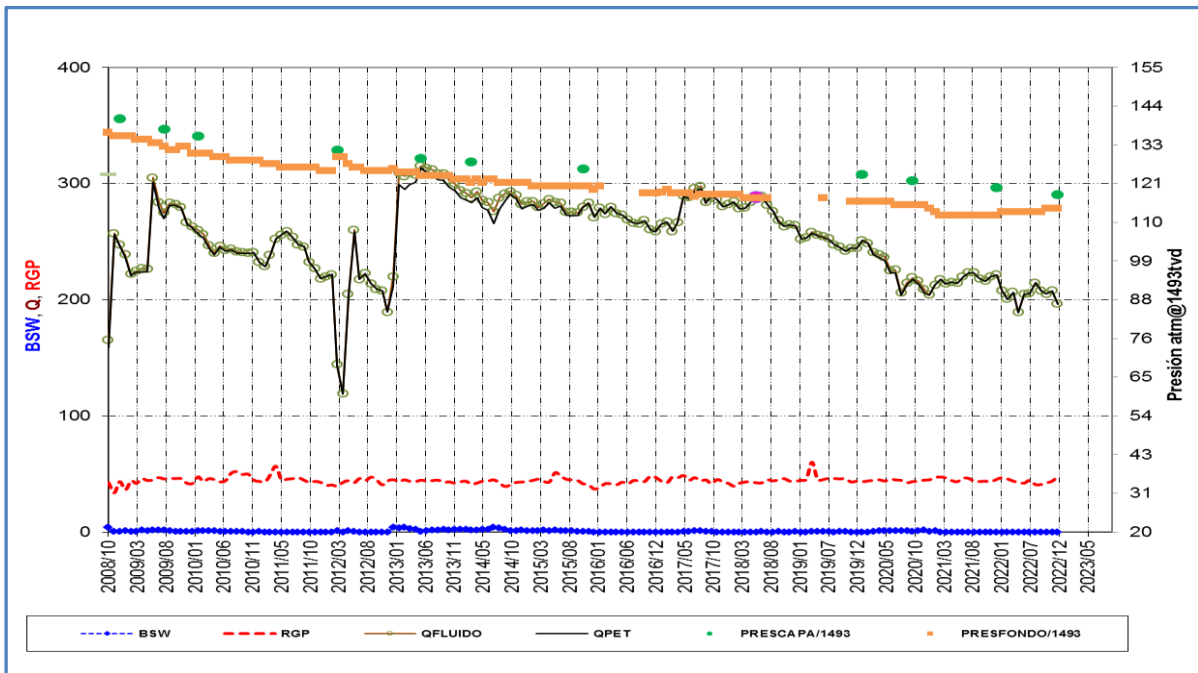


Figura 3.5 Comportamiento de los indicadores de producción del Pozo VD-AZ9.

Para conocer qué incremento de producción se puede lograr con la medida que se propone se realiza el cálculo del potencial del pozo con el programa Vogel, en la figura 3.6 se muestran los resultados obtenidos con el procesamiento de datos a través de dicho programa, donde se puede observar que el pozo tiene un potencial de petróleo de 291,75 m³/d para una presión de fondo mínima de 112 atm con un índice de productividad de 48,63 atm, por tanto con la medida que se propone para optimizar el bombeo del pozo VD-AZ9 mediante el aumento las revoluciones por minuto (RPM) hasta lograr presión de fondo de 112 atm para Δp de 6 atm, se espera un incremento de 97,26 m³/d de petróleo.

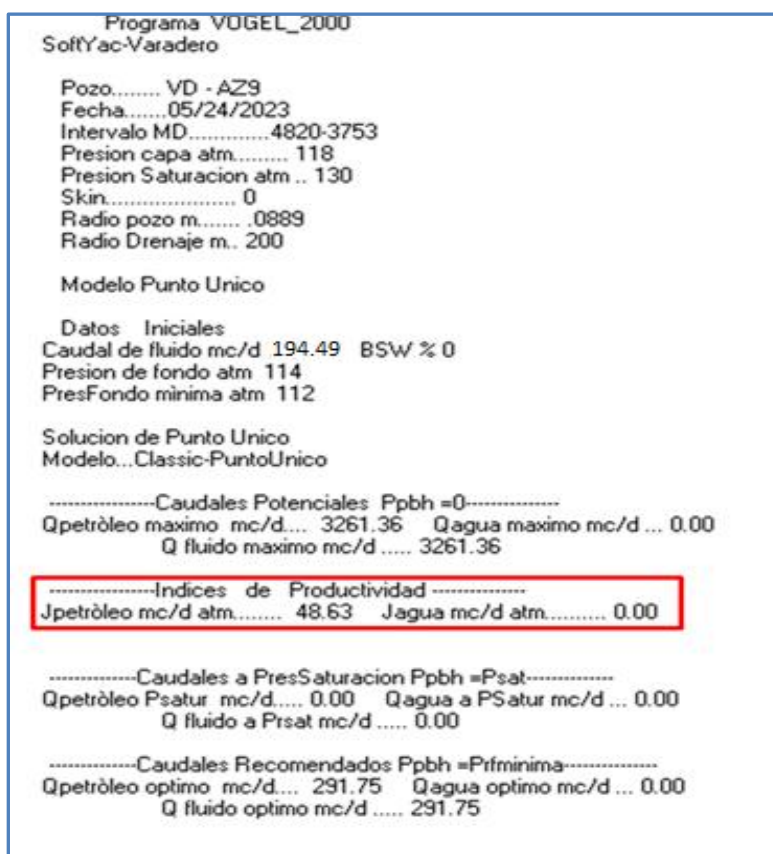


Figura 3.6 Resultados del cálculo del potencial productivo por programa Vogel, pozo VD- AZ9.

En la Figura 3.7 se muestra el gráfico de Vogel resultante, la línea roja refleja la producción de petróleo de 291.75 m³/d frente a la presión de fondo de 112 atm y la línea azul el contenido de agua en el crudo, 0%.

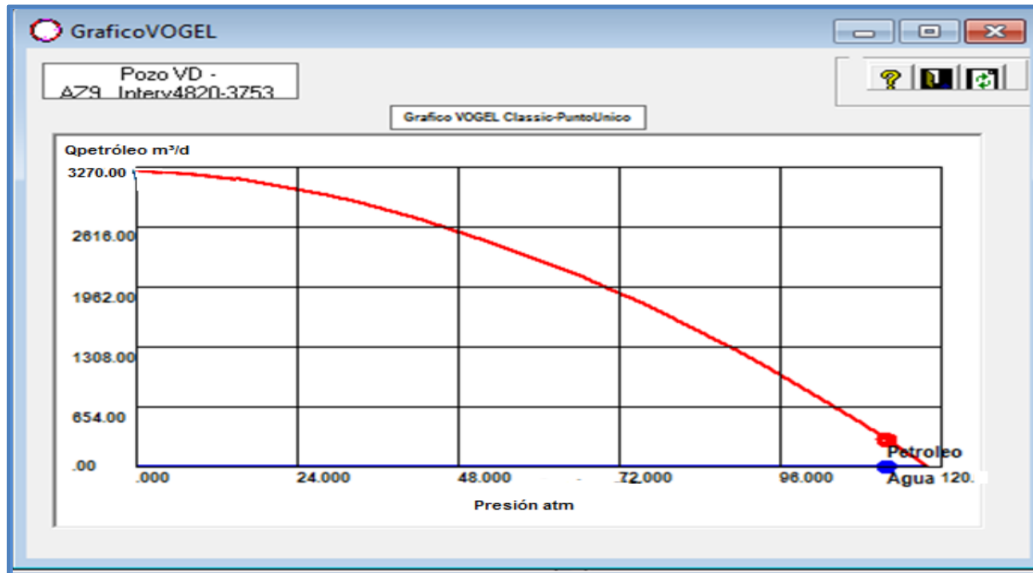


Figura 3.7 Gráfico del cálculo del potencial por Vogel del Pozo VD- AZ9.

Luego de analizar la efectividad que se logra con el aumento de RPM en el pozo VD-AZ9 se utiliza el programa Qpotencial para validar los resultados obtenidos por el programa Vogel cuyos resultados se muestran en la Figura 3.8, se utiliza el modelo de flujo radial, donde se obtiene un potencial de 291,78 m³/d con 0 % de BSW, similar al resultado del caudal potencial del pozo calculado por Vogel (291.75) para 6 atm de depresión.

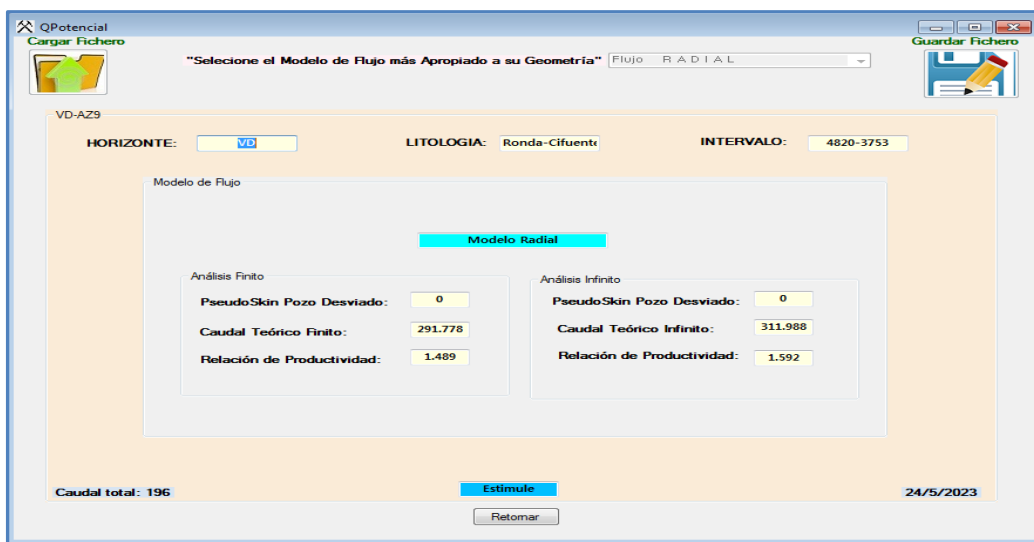


Figura 3.8 Resultados cálculo del potencial por programa Qpotencial

3.4 Resultados del análisis de la efectividad técnico - económica de la propuesta

Se realiza la valoración económica calculando la ganancia que se obtiene con el incremento de 97, 26 m³/d de petróleo a partir de la implementación de la medida que se propone, es decir, aumentando las revoluciones por minuto (RPM) del pozo VD-AZ9 para suplir déficit de producción en el año 2023 a raíz de las paradas de pozos por paradas del oleoducto magistral Varadero - Matanzas (OMVM). En la tabla 3.5 se muestra el incremento de la producción de petróleo desde el 2023, los ingresos y el pronóstico hasta el 2032.

Tabla 3.5 Cálculos económicos para ingresos por incremento de producción en el pozo VD - AZ9

AÑOS	Costo	OPEX	TOTAL	Informacion		Produc.		INGRESOS		Efectividad
	Reparac.			Qoil	Incr.anual	Precio	Ingresos	Descuento	Acuml.	Acuml.
	\$	\$	\$	m ³ /d	Mil m ³	\$/m ³	\$	\$	\$	Mil m ³
2023		129838	129838	97.26	35.500	5000	177500000	177370162	177370162	35.500
2024		131136	131136	93.45	33.771	5000	168854958	168723821	346093983	69.271
2025		132448	132448	89.78	32.460	5000	162297528	162165080	508259063	101.730
2026		133772	133772	86.26	31.198	5000	155992338	155858566	664117629	132.929
2027		135110	135110	82.88	29.986	5000	149929874	149794765	813912394	162.915
2028		136461	136461	79.63	28.820	5000	144100965	143964504	957876898	191.735
2029		137826	137826	76.51	27.699	5000	138496772	138358947	1096235845	219.434
2030		139204	139204	73.51	26.622	5000	133108780	132969576	1229205420	246.056
2031		140596	140596	70.63	25.586	5000	127928782	127788186	1356993607	271.642
2032		142002	142002	67.86	24.590	5000	122948876	122806874	1479800481	296.232

El incremento de producción anual es el potencial pronóstico de 97.26 m³/d, multiplicado por los días trabajados en el año (365 días), expresado en miles de m³, el cual se afecta por el coeficiente de declinación a partir del año 2023 (4 %) y así sucesivamente hasta el año 2032. El ingreso se afecta por el precio del petróleo (5000 \$) y por el coeficiente de costo, es decir, se le va restando por año el costo de operaciones que se le asignó a pagar en el año y en el acumulado se descuenta a partir del 2023 y se va sumando este acumulado por año hasta lograr la ganancia total acumulada.

Se comienza a obtener ganancia en el año 2023 por cada m³/d que se produce teniendo en cuenta su costo de producción, según se muestra en el gráfico de la figura 3.9.

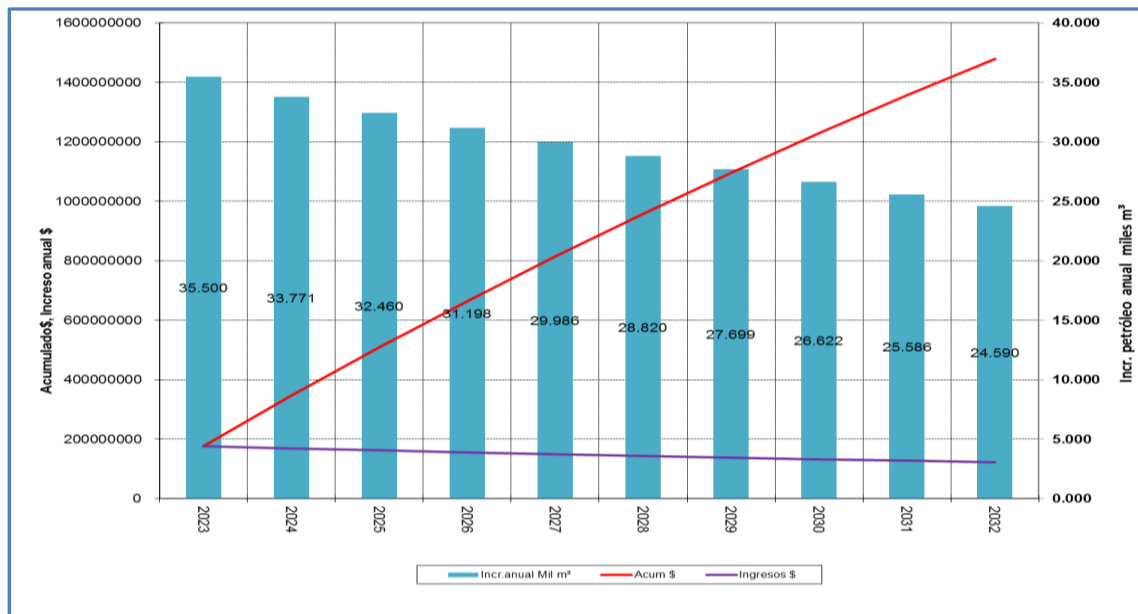


Figura 3.9 Comportamiento de los indicadores de evaluación de efectividad técnico - económica con la propuesta.

3.5 Programa de trabajo para suplir déficit de producción

Se elabora el programa de trabajo (Figuras A6.1, A6.2) para lograr el incremento de producción del pozo VD - AZ9 y suplir déficit de producción de petróleo, con la siguiente secuencia de operaciones:

- 1- Manteniendo el régimen actual (75 RPM y choque 50 mm), medir el pozo y tomar muestra bajo este régimen.
- 2- Mantener medición y cambiar régimen de (75-100) RPM. Tomando presión de fondo, presión de *tubing* y presión de *casing* cada 4 /horas, continuar midiendo mientras dure la prueba.

- 3- Hacer muestreo intensivo para valorar BSW durante la prueba. Se decidirá operativamente por el grupo de yacimientos la frecuencia de muestreo, según comportamiento de este parámetro.
- 4- Concluida la fase 100 RPM valorar operativamente el aumento o retorno a las RPM previas en concordancia con el comportamiento del pozo. En caso de proceder al aumento de las RPM se repetirán las etapas 2 y 3 con las nuevas RPM.

Luego que se analiza la efectividad técnico - económica de la propuesta se elabora el programa de trabajo para lograr el incremento de producción del pozo VD - AZ9 y suplir déficit de producción de petróleo se procede a analizar los riesgos que trae consigo la producción de petróleo y su el traslado a través del oleoducto.

3.6 Resultados del análisis de riesgos

El área presenta todas las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan o provoquen accidentes, en caso de que ocurra una emergencia por explosión, derrames, incendio y salideros. En la tabla 3.6 aparecen los principales riesgos en los que se puede incurrir en la producción de petróleo y su traslado a través del oleoducto, con sus medidas, seguimiento y responsables.

La cercanía del pozo de petróleo y del oleoducto al polo turístico de Varadero, no solo impacta negativamente al medio ambiente en el proceso de transportación del petróleo en caso de salideros, derrames por roturas e incendios, también impacta de forma negativa en aquellos procesos que emplean este y sus derivados como materia prima por ejemplo en la fabricación de medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles y para generar electricidad por lo que no se debe perder su control estricto de vista (Franco, 2017).

Se encuentran confeccionados los planes de seguridad laboral, donde se plasman las medidas para eliminar los riesgos laborales o minimizarlos en su totalidad y proteger presurosamente la seguridad de los trabajadores.

Tabla 3.6 Principales riesgos en los que se puede incurrir en la producción y traslado del petróleo a través del oleoducto.

Riesgos	Medidas	Seguimiento	Responsables
Afectaciones de origen natural o fuerza mayor (climatológicas)	Seguir el Plan contra catástrofes y las orientaciones de la defensa civil.	Plan contra catástrofes	Esp. Seguridad Industrial
Afectaciones por causas físicas: explosiones, incendios, derrames, salideros	Cumplir con las normas de seguridad industrial y con los planes de seguridad y protección.	Control diario de las condiciones de seguridad en las instalaciones	Jefe de transportación de petróleo
			Esp. Seguridad y Protección
			Esp. Seguridad y Salud.

3.7 Conclusiones parciales del Capítulo III

- 1- El monitoreo del comportamiento de las variables de operación en el oleoducto, facilita detección con oportunidad los eventos que distorsionen su correcta operación y permiten un adecuado manejo del mismo.
- 2- La implicación fundamental en la producción de petróleo de la empresa que trae el tiempo de parada de la estación de rebombeo del oleoducto Varadero Matanzas (EROVM) es la parada de los pozos del centro colector – AZ9.
- 3- El déficit de diesel en la EROVM, trae como consecuencia que en los intervalos sin electricidad se saque la instalación fuera de servicio, afectando el buen funcionamiento del oleoducto y del cumplimiento de los planes de ventas y producción.
- 4- La falta de capacidad en la ECCC después de su incendio en el mes de agosto/2022, genera paradas del OMVM y de un grupo de pozos que provocaron un déficit de producción en el centro colector AX de 5501 m³ en año 2022.
- 5- Para suplir déficit de producción para el cumplimiento del plan 2023, se propone realiza el análisis del pozo VD-AZ9 como candidato a incremento de producción mediante la optimización del bombeo.

CONCLUSIONES GENERALES

- 1- Las principales causas que aumentan el tiempo de paradas del oleoducto a raíz del incendio en la CM, son el déficit de combustible y la falta de capacidad del CM que provoca la parada de un grupo de pozos y el incumplimiento de los planes de ventas y de producción.
- 2- Como medida para suplir déficit de producción se propuso la optimización del bombeo del pozo VD-AZ9, mediante el aumento de las revoluciones por minutos (RPM), con lo que se logra un incremento de 97, 26 m³/d de petróleo.
- 3- Esta propuesta tiene una gran efectividad técnico – económica ya que se espera un aporte total al plan 2023 de 35 500 m³ de petróleo ingreso de \$177 370162 CUP a un precio estimado de \$ 5000 CUP el m³ de petróleo.
- 4- Se elabora el programa de trabajo con la secuencia de operaciones a llevar a cabo para lograr el incremento de producción del pozo VD - AZ9.

RECOMENDACIONES

- 1- Aplicar el programa de trabajo que se propone para incrementar la producción del pozo VD- AZ y suplir déficit de producción del centro colector AX.
- 2- Realizar estudio para seleccionar otros pozos candidatos a suplir déficit de producción.

BIBLIOGRAFIA

1. Argillier, J. et al 2005. Heavy Oil Dilution.
2. Aldana L, Leonardo Javier y Andrés S, Rodriguez P 2020. Evaluación de la implementación de un sistema de tubería flexible termoplástica en las líneas de transporte primarias y secundarias en el campo Palagua. Proyecto integral de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá.
3. Alfonso Laurencio Héctor L. 2007. Método de cálculo para el transporte de emulsión de petróleo crudo cubano por tuberías. Tesis en opción al título de máster en ciencias técnicas. Moa.
4. BADÍA, M. y LAFONT, J. 2021. Expediente oleoducto Varadero-Matanzas.
5. CAMPBELL, J. 2008. Petroskills Course-Oil Production and processing facilities.
6. Colectivo de Autores NC 9001. (2018). NC ISO. NC ISO 9001: Sistema de gestión de la Calidad. Requisitos para su implementación. Cuba.
7. Colectivo de autores. (2022). Software SIE. Sistema digitalizado de gestión de datos. Cuba
8. Colectivo de autores. 2019. “Introducción a la Industria Petrolera”. Cuba.
9. Correa, Cajigal Armando. 2018. “Certificación Internacional de operadores de producción de petróleo y gas. Varadero”. Centro Politécnico del Petróleo. Cuba.
10. Correoso Romero Eloisa. 2018. “Propuesta de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción”. En opción del título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo. Cuba.
11. CUSARÍA, A. A. 2013. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Íconos-Revista de Ciencias Sociales, 11-17.
12. DUCTOS, 2022. Oleoducto Bicentenario. Colombia.
13. Elena Izquierdo, et al 2015. Colectivo de autores. VOL. 55 No. 5, ISSN 0185-3899.
14. EPEP-CENTRO (2022a). Manual de Documentos de la Planta de Procesamiento de Crudo (Reglamentos Tecnológicos). Matanzas.
15. EPEP-C. (2022b). Informes de Ensayos F-LA-0609. Compósito de venta. Matanzas

16. Esquivel Cárdenas, Carlos Manuel. 2019. Propuesta de instrumentación para Ductos de Petróleo. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Automática y Sistemas Computacionales.
17. Franco, D 2017. Curso técnico de la industria petrolera. Obtenido de Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>..
18. González Hernández, Mario.2014. Estudio simulado de casos de contingencias en la operación del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo. Universidad de Matanzas Camilo Cienfuegos.
19. Imai, M. Kaizen, Random House. 1986. New York.
20. LÓPEZ, E. P. 2019. Los sistemas SCADA en la automatización industrial. Tecnología en Marcha, 28, 3-14.
21. Martínez Erich, Olmo Annamaris, Margarita de la Victoria, Piedra. 2019. Revista Cubana de Ingeniería. Vol. VI, No. 1, enero - abril, pp. 51 - 56, ISSN 2223 -1781. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba
22. Moreno Bayona, Lina Marcela, 2019.Gestión de riesgos ambientales para oleoductos en Colombia. Fundación universidad de América. Facultad de educación permanente y avanzada. Especialización en gestión ambiental. Bogotá d.c.
23. Obert F. 1973. Internal Combustion Engines.
24. PARISHER Roy A; Pipe drafting and desing; Gulf Profesional Publishing; USA,2002,311pp
25. Pérez Gómez, Alain. 2016. Selección de una variante de instalación de la sección A del oleoducto Matanzas – Santa Cruz. Trabajo de diploma presentado como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Químico. Universidad de Matanzas Camilo Cienfuegos.
26. Tavares Noa David. 2022. Departamento de Yacimiento. “Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas”. Varadero. EPEP-C. Cuba.
27. Tavares Noa, D. (2022). “Software ECON para cálculo de efectividad técnico - económica “. Varadero EPEPE-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
28. Taylor et al.2006: The importants of the heavy oil. Heavy Oil: 38-59. Disponible en: [//scholar.google.com/](http://scholar.google.com/).

29. Verdecia Lorente, Yaisniel. 2016. Interfaz gráfica para el sistema SCADA del oleoducto Varadero - Matanzas. SANTA Clara. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Automática y Sistemas Computacionales
30. Verrier Castro José miguel. 2019. “*Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC*”. 5ta Edición. Cuba.

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Descripción
°API	American Petroleum Institute
OMVM	Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas
PPC	Planta de Procesamiento de Crudo
EPEP-C	Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro
UEB DTCCM o supertanqueros	Unidad Empresarial Basica- División territorial Comercializadora de Combustible de Matanzas
EROVM	Estación de Rebombeo del Oleoducto Varadero- Matanzas
ECO	Estación Cabecera del Oleoducto
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A
BSW	Porcentaje de agua y sedimento (%)
CM	Comercializadora Matanzas de las bombas
μ	Viscosidad (Sct)
ρ	Densidad (Kg/m ³)

B_0	Factor Volumétrico	
γ_0	Gravedad específica	(scf / STB)
$^\circ\text{API}$	Grados de disolución	
v	Masa petróleo	(kg)
γ_g	Gravedad específica del gas	(scf / STB)
ρ_0	Densidad del petróleo	(Kg/m ³)
ρ_w	Densidad del agua	Kg/m ³
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Re	Número de Reynolds	
TUFFP	<i>Tulsa University Fluid Flow Projects</i>	
CAME	Consejo de Ayuda Mutua Económica	
VC	Válvula de Corte	
Q	Caudal (m ³)	
mc	Metro cúbico.	
m ³	Metro cúbico	
mm-	Milímetro	
m	Metro.	
Mm ³	Miles de metros cúbicos	
P	Presión (atm)	
T	Temperatura (°C)	
Atm	atmósfera	
cP	Centipoise	
s-	Segundo	
°C-	grado Celsius	

ANEXOS

Anexo 1

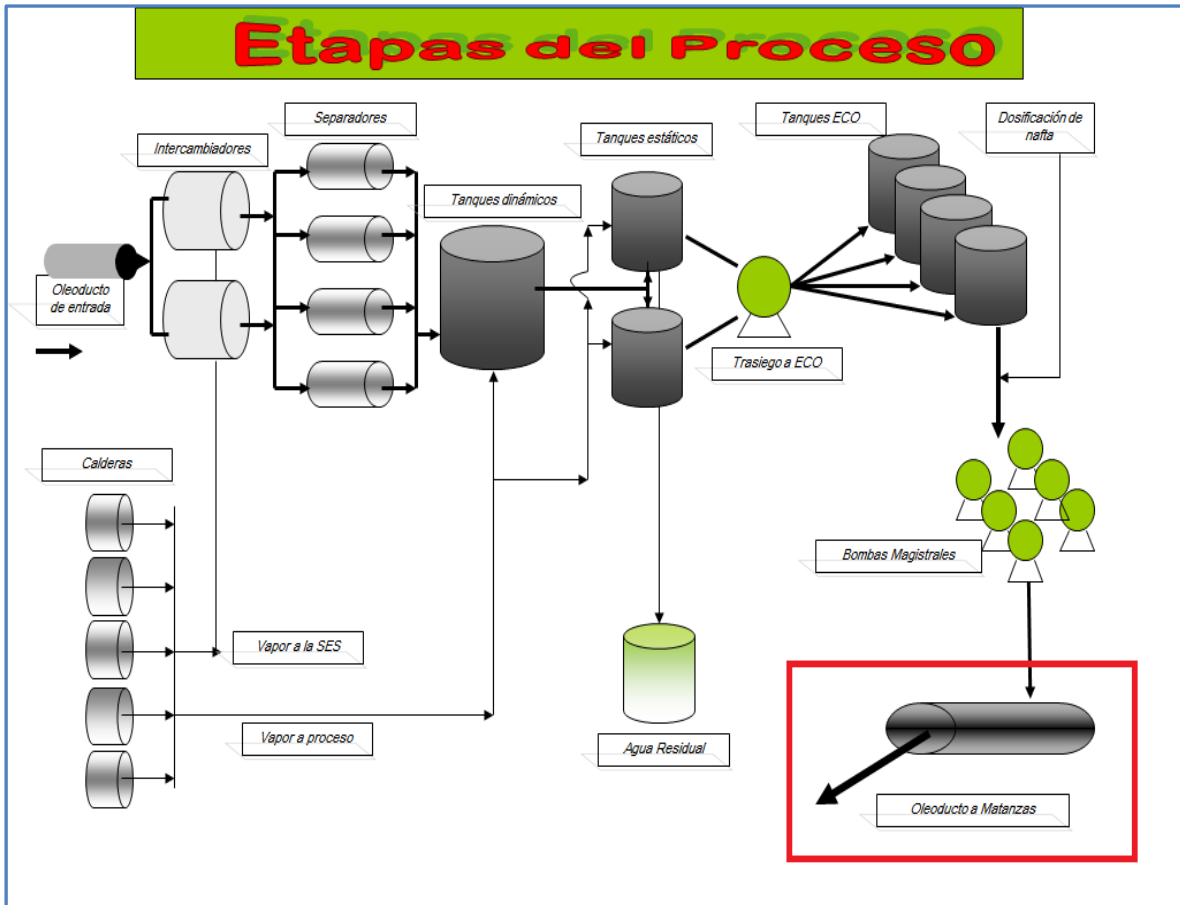


Figura A1.1 Etapas del proceso de tratamiento de crudo. (Colectivo de autores, 2022).

Anexo 2

SCADA

Supervisión, Control y Adquisición de Datos

.... Interface sinónimo de excelencia

The diagram illustrates a SCADA interface for a water treatment process. It features a central pipe system with several key components and their status indicators:

- P-107:** Running Influent Pump. Status: Running. Control buttons: Start (green), Stop (grey).
- FT-108:** Influent Flow. Status: 97 GPM.
- FCV-101:** Influent Valve. Status: 77% Open. Control buttons: Open (blue), Close (green).
- CV-103:** Control Valve. Status: Opened. Control buttons: Open (blue), Close (green).

A green arrow labeled "Reservoir" points into the pipe system from the left. The background of the interface is light grey with various colored buttons and status boxes.

El Control es la garantía de una producción constante.....

EQUIPO D
PROFESOR: FRANCISCO VARGAS
UNIVERSIDAD FERMIN TORO

Figura A2.1 Presentación de un equipo de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) .(Colectivo de autores, 2022).

Anexo 2

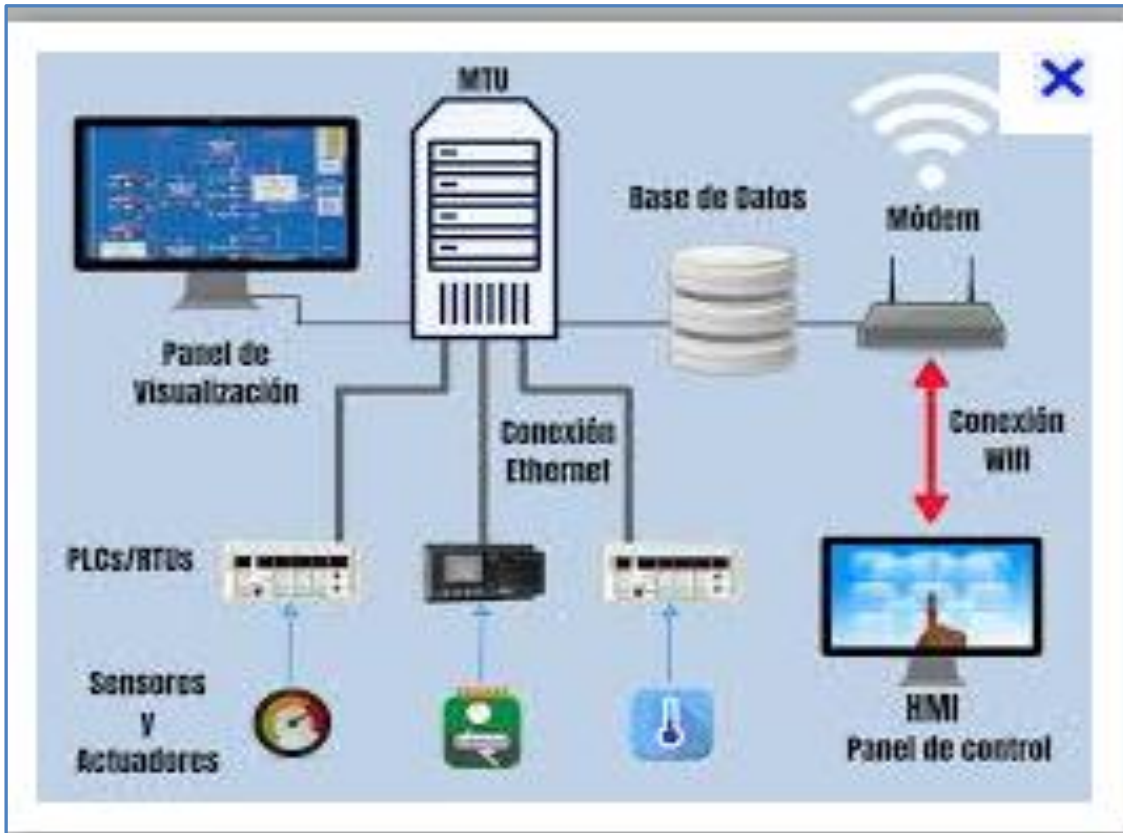


Figura A2.2 Presentación de un equipo de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA). (Colectivo de autores, 2022).

Anexo 3

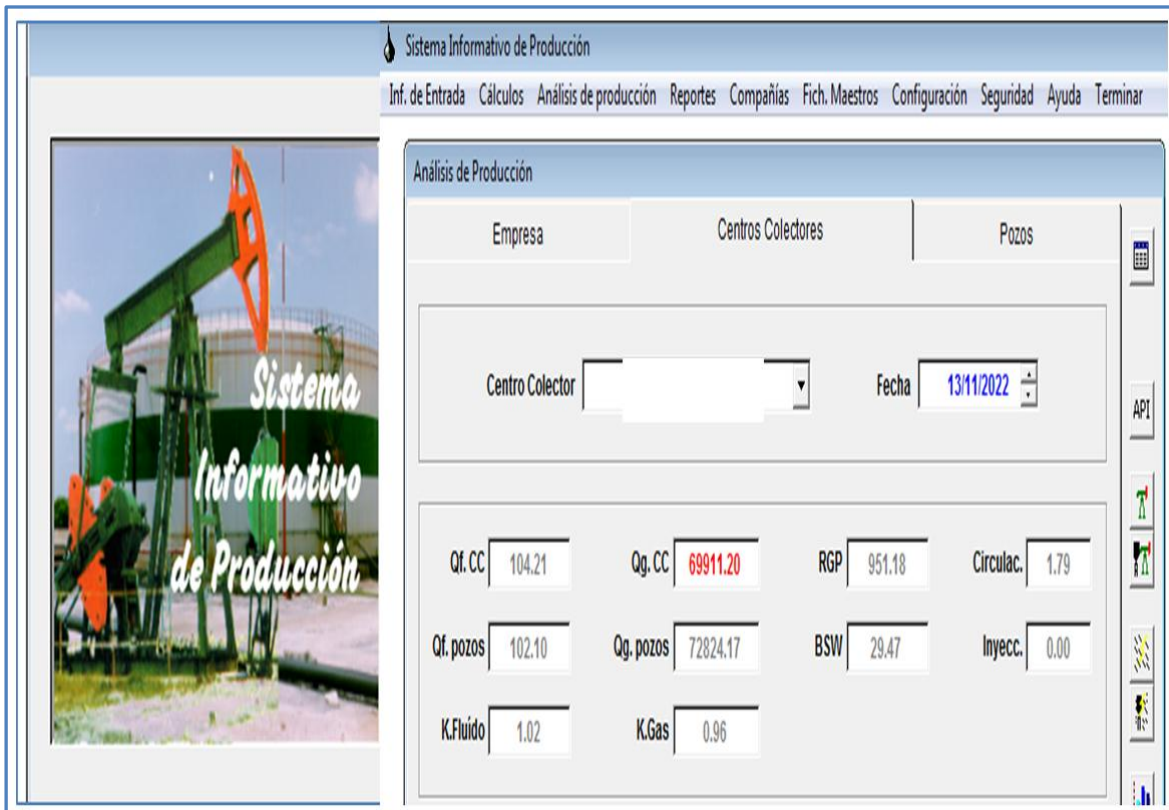


Figura A3.1 Presentación del software Sistema informativo de producción (SIE). (Colectivo de autores, 2022).

Anexo 4

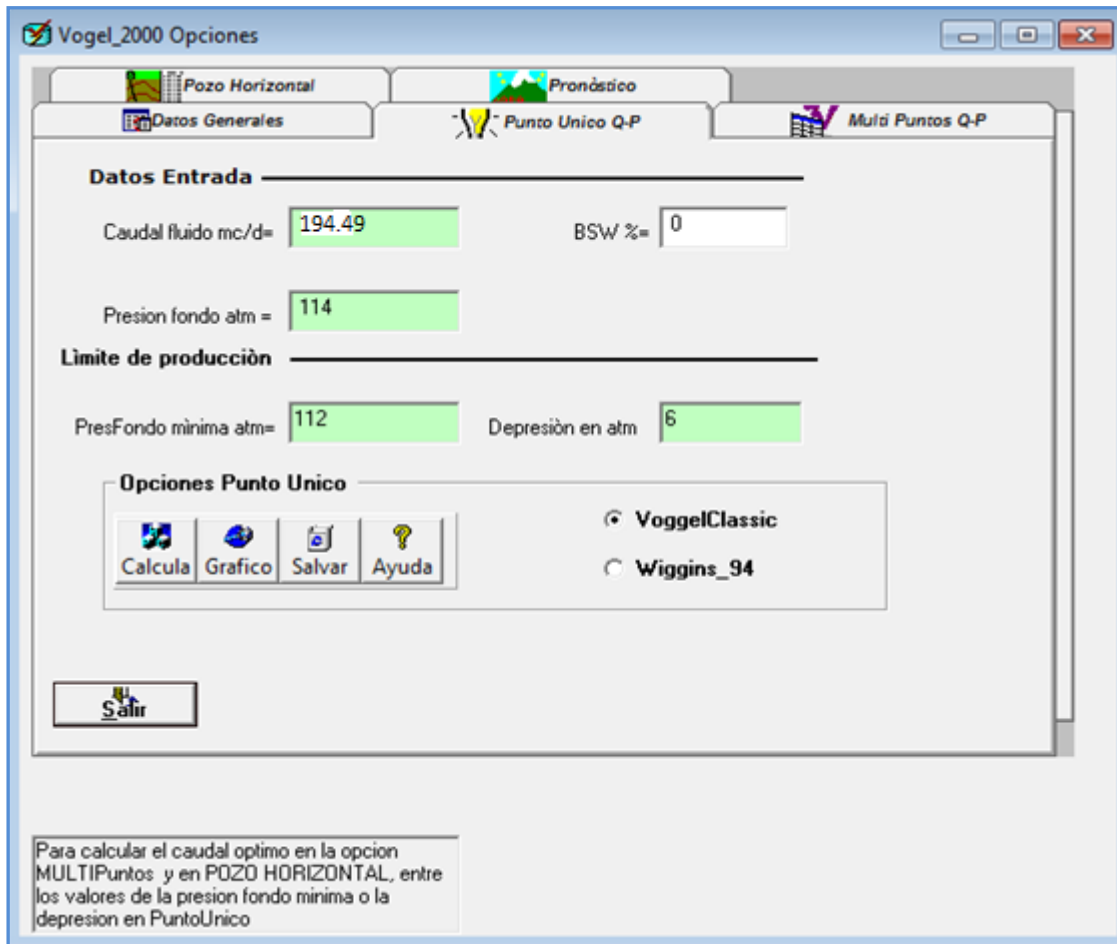


Figura A4.1 Presentación del software Vogel. (Tavares, 2022).

Anexo 5

The screenshot shows the Qpotencial software interface with the following data:

Datos Primarios		Geometría del Pozo	
Nombre del Pozo	Horizonte	Angulo Inclinación(gr)	Radio Drenaje(m)
VD-AZ9	VD	81	200
Litología	Intervalo	Grado de Penetración(fr)	Radio del Pozo(mm)
Ronda-Cfuentes	4820-3753	1	88.9
Fecha	Caudal Real(m ³ /d)	Longitud Fracturas(m)	
24/5/2023	196	40	

Capa		Fluido de Yacimiento	
Permeabilidad(md)	Porosidad(fr)	Viscosidad(cPs)	Presión de Capa(atm)
6325	0.18	196	118
Espesor de la Capa(m)	SkinInducido	Factor Volumétrico(s/d)	Presión de Fondo(atm)
225	0	1.05	112

Flujo: R A D I A L

Botón: Calcular

Anexo A5.1 Cálculo de potencial por software Qpotencial del pozo VD-AZ9.

(Tavares, 2022).

Anexo 5

FILE:PRODEXTRA			
PRODEXTRA			
POZO... Varadero (Pronostico)			
Horizonte	Pliegue	Yacimiento	VARADERO
Dens Red	halpozo	Rgeologica	Miles mc
Delta N actual CNW	0	Miles mc	Produccion Miles mc
Presion capa		atm	Acum antes
Pres saturacion		atm	
Hreferencia		mts	
Delta Z CAP		mts	
<i>DATOS DE LA</i>		<i>PRODUCCION INCREMENTADA</i>	
Oil base	1	mc/d	Incremento inicial 36.26 mc/d
Dec antes CNW	0.08		Declino despues CNW 0.04
[los declinos son exponentes anuales]			
INDICADORES		PRONOSTICOS	
Tiempo Qbase=QCNW	-114.4	años	(Teq)
Incremento total al tiempo Teq	-42276068.4	mc	petroleo
Produccion sin CNW a Teq	-43154440.9	mc	petroleo
Produccion con CNW a Teq	-85430503.4	mc	petroleo
SOFT YAC 1934		ECONOMIC EVALUATIONS	

Figura A5.1 Presentación del software ECON utilizado en los cálculos de efectividad técnico - económica. (Tavares, 2022).

Anexos 6

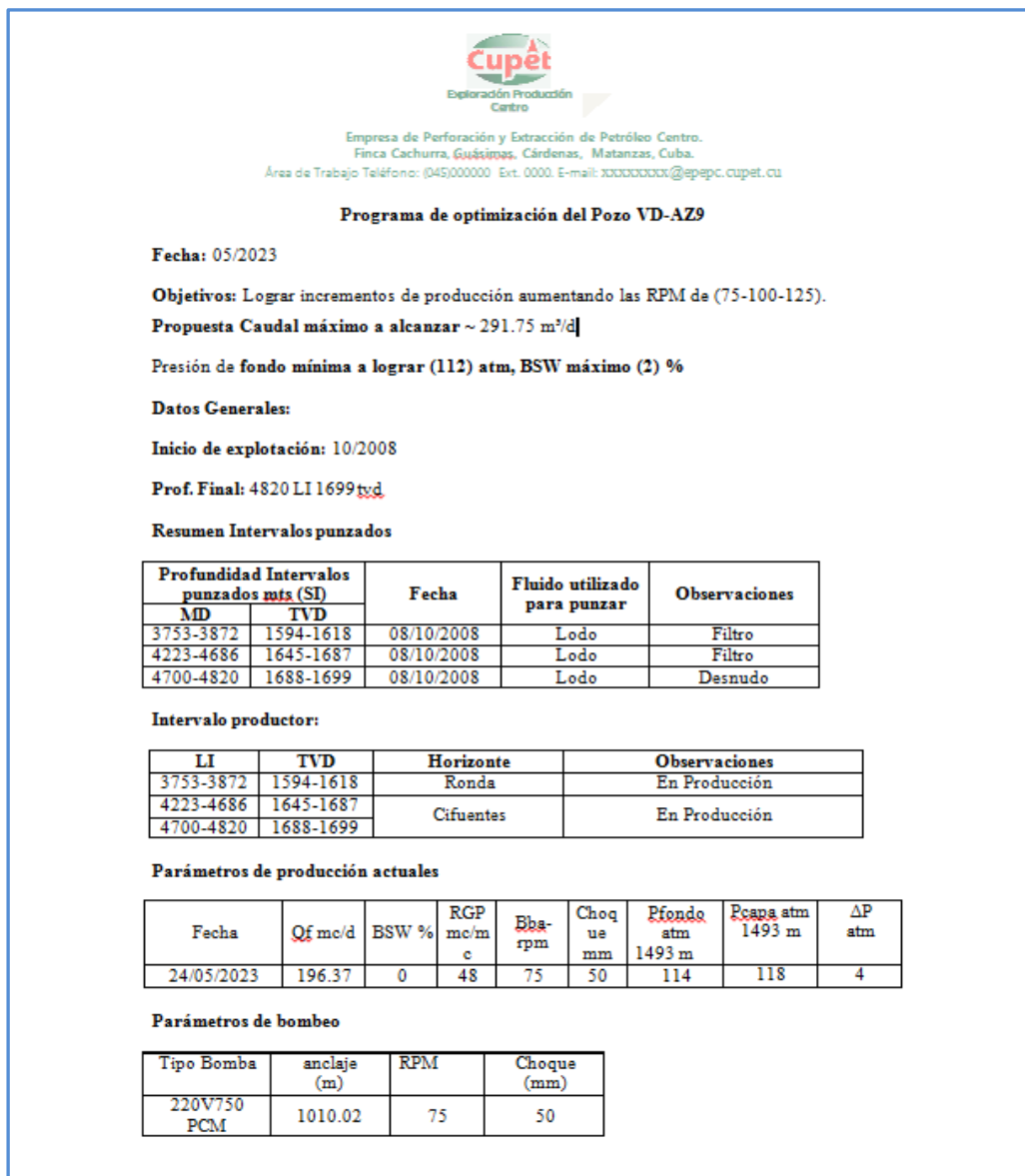



Figura A6.1 Programa de trabajo para suplir déficit de producción

Anexos 6



Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro.
Finca Cachurra, Guáimaro, Cárdenas, Matanzas, Cuba.
Área de Trabajo Teléfono: (045)000000 Ext. 0000. E-mail: xxxxxxxx@epepc.cupet.cu

Localización de los manómetros: Manómetro en tiempo Real a 3001 LI 1493 ~~tyd~~.

Secuencia de operaciones:

- 1- Manteniendo el régimen actual (75 RPM y choque 50 mm), medir el pozo y tomar muestra bajo este régimen.
- 2- Mantener medición y cambiar régimen de (75-100) RPM. Tomando presión de fondo, presión de tubing y presión de casing cada 4 horas, continuar midiendo mientras dure la prueba.
- 3- Hacer muestreo intensivo para valorar BSW durante la prueba. Se decidirá operativamente por el grupo de yacimientos la frecuencia de muestreo, según comportamiento de este parámetro.
- 4- Concluida la fase 100 RPM valorar operativamente el aumento o retorno a las RPM previas en concordancia con el comportamiento del pozo. En caso de proceder al aumento de las RPM se repetirán las etapas 2 y 3 con las nuevas RPM.

Figura A6.2 Programa de trabajo para suplir déficit de producción