



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

**Proyecto de inyección de sustancias reductoras de viscosidad  
en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro  
Colector 4 de la EPEP-CENTRO**

**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. Lázaro Yaniel Gómez Bonachea

**Matanzas**

**2014**



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

**Proyecto de inyección de sustancias reductoras de viscosidad  
en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro  
Colector 4de la EPEP-CENTRO**

**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. Lázaro Yaniel Gómez Bonachea

***Tutores:*** Ing. Roberto Morín Figueredo, Esp

Ing. Yoney López Hervis, Dr.C.

**Matanzas**

**2014**



## **DECLARACIÓN DE AUTORIDAD**

Declaro que yo, Lázaro Yaniel Gómez Bonachea, soy el único autor de este trabajo, que pertenece íntegramente a la facultad de Ciencias Técnicas y al Departamento de Química e Ingeniería Química.

Autorizo su consulta a otras instituciones, a los profesionales, técnicos y personas en general que la necesiten siempre que se respete la procedencia del mismo. Queda prohibida la reproducción total o parcial de este documento, sin la autorización expresa de la Universidad de Matanzas.

**Nombre y Apellidos:** \_\_\_\_\_

**Firma:** \_\_\_\_\_

## **PENSAMIENTO**

La vida no es larga, ni corta, buena, ni mala, saber vivir es la aceptación de todo lo que ha sido, será y no será de la persona que vive. Esto sucede porque la persona más feliz no necesariamente tiene todo lo mejor que la vida le puede dar. No se trata de cómo sobrevivir a una tempestad o a la pobreza sin límite, sino de saber ser feliz y vivir la vida bajo cualquier circunstancia que esta nos ponga.

Sé que muchos no entienden nada, esto solo lo podrán entender cuando sus sentimientos, mente, corazón y alma sean recíprocos a la vanidad que existe en este mundo en que vives.

## **DEDICATORIA**

Una dedicatoria es siempre el lugar reservado para toda aquella persona por la que se siente cariño, afecto, respeto y admiración; por tanto esta labor va dedicada:

A Dios todo poderoso por abrirme una puerta cada vez que se cierra otra.

A mi hija Giselle.

A Yanet mi esposa por su apoyo incondicional en las buenas y malas.

A mis padres, suegros y abuelos.

A todos mis amigos y en especial a aquellos con los que compartí tantas horas de clases.

A todas las personas del departamento de yacimiento por su ayuda en la realización del trabajo.

En general gracias a todos aquellos que en el transcurso de todo este tiempo me brindaron su ayuda y apoyo incondicional.

## RESUMEN

El presente trabajo se realizó en los pozos de petróleo del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro Colector 4 (CC-4) y se propone el análisis de cuatro variantes de inyección con un disolvente reductor de viscosidad, que facilitará disminuir el incremento de las cargas (que traen consigo el desgaste y rotura en los equipos, la disminución de su vida útil, y pérdida de eficiencia en el trabajo de las unidades de bombeo (U/B) empleadas) y a la vez lograr un aumento en la producción. Para alcanzar el objetivo general se evaluaron los principales factores que inciden en la producción del pozo, el tipo de sustancia reductora de viscosidad a emplear, el estado físico-técnico del pozo y la factibilidad económica de las variantes propuestas. Como resultado de este análisis se obtiene que la inyección se realizara con petróleo ligero, en los pozos Varadero A1 y A2. La variante de inyección por *casing* con tanque y bomba colocados en la superficie del pozo resultó ser la más factible económicamente a emplear en la ejecución del proyecto, con un costo total de inversión de \$110 791,06 y un tiempo de recuperación de 7 días. Aportando un volumen de 26 298,25 m<sup>3</sup>, que representa un ingreso de \$6 211 383 para la empresa. Teniendo en cuenta los egresos, los ingresos netos serían de 3 960 514,16 \$/a.

## **SUMMARY**

The present work was carried out in the wells of petroleum of the location Varadero belonging to the Center Collector 4 (DC-4) and he/she intends the analysis of four injection variants with a solvent reducer of viscosity that will facilitate to diminish the increment of the loads (that bring I get the waste and break in the teams, the decrease of its useful life, and loss of efficiency in the work of the units of pumping (U/B) employees) and at the same time to achieve an increase in the production. To reach the general objective the main factors they were evaluated that impact in the production of the well, the type of substance reduce of viscosity to use, the state physical-technician of the well and the economic feasibility of the variants proposals. As a result of this analysis it is obtained that the injection was carried out with slight petroleum, in the wells Varadero A1 and A2. The injection variant for casing with tank and bomb placed in the surface of the well turned out to be economically the most feasible to use in the execution of the project, with a total cost of investment of \$110 791,06 and a time of recovery of 7 days. Contributing a volume of 26 298,25 m<sup>3</sup> that represents an entrance of \$6 211 383 for the company. Keeping in mind the expenditures, the net revenues would be of 3 960 514,16 \$/ to.

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO .....	6
1.1. Factores que determinan la producción de un pozo de petróleo.....	6
1.1.1. Características generales de los yacimientos de petróleo .....	6
1.1.2. Presión del yacimiento.....	7
1.2. Historial de un Pozo .....	8
1.3. Fuentes de energía que hacen fluir el petróleo al interior del pozo.....	8
1.4. Perforación .....	12
1.4.1. Características de la tubería de revestimiento.....	12
1.4.2. Revestimientos típicos en Cuba.....	13
1.5. Producción.....	14
1.6. Fallas más comunes presentes en las cabillas de las unidades de bombeo.....	14
1.6.1. Tipos de fallas.....	14
1.6.2. Fallas en diseño.....	15
1.6.3. Fallas mecánicas .....	15
1.6.4. Fallas por conexión.....	15
1.6.5. Fallas por corrosión .....	16
1.6.5.1. Casos de corrosión más comunes en nuestros pozos de petróleo .....	16
1.6.6. Fallas por golpe de fluidos.....	17
1.6.7. Fallas por flotación de cabillas .....	17
1.7. Problemas que afectan a las unidades de bombeo empleadas en el área.....	17
1.7.1. Complejidades del bombeo mecánico empleado en el área.....	17
1.7.2. Fallas mecánicas más frecuentes generadas en el área .....	19
1.7.3. Otros tipos de fallas y consecuencias .....	19
1.7.3.1. Unidad de bombeo sobrecargada .....	19
1.7.3.2. Unidad de bombeo desbalanceada .....	19
1.7.3.3. Problemas de nivel .....	19
1.8. Características físicas y químicas del petróleo.....	19
1.9. Sustancias reductoras de viscosidad.....	21
1.9.1. Sustancias reductoras de viscosidad empleadas en el mundo.....	21

1.9.2. Sustancias reductoras de viscosidad empleadas en Cuba .....	22
1.9.3. Fundamentos de la disminución de viscosidad por aditivos químicos .....	22
1.9.4. Selección de la sustancia reductora de viscosidad.....	23
1.9.5. Ventajas y desventajas de la aplicación del reductor de viscosidad .....	23
1.10. Conclusiones parciales del análisis bibliográfico .....	23
<b>CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.....</b>	<b>25</b>
2.1. Breve caracterización del proceso caso de estudio.....	26
2.1.1. Ubicación geográfica .....	26
2.1.2. Roca madre y potencial de hidrocarburos.....	27
2.1.3. Cuadro geológico estructural .....	27
2.1.4. Fallas y carácter de barreras.....	28
2.1.5. Condiciones actuales de los pozos.....	29
2.1.6. Datos necesarios para evaluar el estado físico-técnico de un pozo .....	30
2.1.7. Muestra .....	31
2.2. Propuestas de inyección .....	32
2.3. Descripción y particularidades de las propuestas dadas.....	32
2.3.1. Propuesta 1.....	32
2.3.1.1. Variante de inyección por <i>casing</i> de la propuesta 1 .....	33
2.3.1.2. Variante de inyección por capilar de la propuesta 1 .....	33
2.3.2. Propuesta 2.....	34
2.3.2.1. Variantes de inyección por casing y por capilar de la propuesta 2 .....	34
2.4. Metodología para el análisis histórico de producción .....	35
2.5. Metodología para la valoración de la factibilidad económica.....	35
2.5.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión .....	35
2.5.2. Cálculo de los egresos por concepto de electricidad consumida .....	36
2.5.3. Egreso por concepto de sustancias consumidas.....	36
2.5.4. Ingreso crudo de venta .....	36
2.5.5. Costo de la inversión.....	36
2.6.6. Cálculo del tiempo de recuperación de la inversión. ....	38
<b>CAPITULO 3: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>39</b>
3.1. Diagnóstico del estado físico técnico de los pozos más afectados del centro en el 2013 .....	39

3.1.1. Principales afectaciones .....	41
3.2. Selección de los pozos con mayor posibilidad de inyección.....	43
3.2.1. Comportamiento del BSW .....	43
3.2.2. Comportamiento de la relación gas-petróleo (RPG) en los pozos del centro.....	44
3.2.3. Presiones de trabajo en la superficie del pozo .....	44
3.2.4. Estado técnico constructivo interior del pozo.....	45
3.2.5. Datos técnicos y resultados obtenidos antes y después de realizar la circulación de petróleo ligero establecida a los pozos seleccionados .....	45
3.3. Inyección .....	46
3.3.1. Presiones de trabajo y régimen de bombeo.....	46
3.4. Análisis de los resultados del estudio de factibilidad.....	46
3.4.1. Variante de inyección por casing desde el centro.....	47
3.4.1.1. Egresos por concepto de electricidad consumida.....	47
3.4.1.2. Egreso por concepto de sustancias consumidas .....	47
3.4.1.3. Ingreso del crudo de venta .....	48
3.4.1.4. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión.....	49
3.4.1.5. Costo de la inversión .....	49
3.4.1.6. Tiempo de recuperación de la inversión .....	49
3.4.2. Variante de inyección por capilar desde el centro .....	50
3.4.2.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión.....	50
3.4.2.2. Costo de la inversión .....	50
3.4.2.3. Tiempo de recuperación de la inversión. ....	50
3.4.3. Variante de inyección por casing con tanque y bomba desde la superficie.....	51
3.4.3.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión.....	51
3.4.3.2. Costo de la inversión .....	51
3.4.3.3. Tiempo de recuperación de la inversión .....	51
3.4.4. Variante de inyección por capilar con tanque y bomba desde la superficie .....	52
3.4.4.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión.....	52
3.4.4.2. Costo de la inversión .....	52
3.4.4.3. Tiempo de recuperación de la inversión .....	52
3.4.5. Resumen del costo total de inversión y tiempo de recuperación por variante.....	53

3.5.Ventajas y desventajas del proyecto.....	54
3.6. Identificación de riesgos en el área de estudio .....	54
3.7.Medidas de Seguridad .....	55
3.7.1. Medidas de seguridad para trabajos de reparación e investigación en unidades de bombeo	55
3.7.2. Medidas de seguridad para el empleo del tanque de almacenamiento .....	56
3.7.3.Medidas de seguridad para realizar la inyección .....	57
3.8.Conclusiones del análisis de los resultados .....	57
CONCLUSIONES.....	58
RECOMENDACIONES .....	59
BIBLIOGRAFÍA .....	60
ANEXOS .....	63
OPINIÓN DEL TUTOR	

# INTRODUCCIÓN

La industria petrolera mundial está sujeta a transformaciones constantes con el fin de aumentar los volúmenes productivos, disminuir los gastos por concepto de reparaciones de los equipos empleados, hacer más prolongada su vida útil y cada vez más fáciles, limpios, menos peligrosos los trabajos al hombre y al medio ambiente.

Cuba no es la excepción, los pozos de petróleo del yacimiento Varadero pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), entidad que opera los yacimientos de petróleo y gas ubicados en una extensa área a lo largo de la costa norte de la provincia de Matanzas y límites de la provincia de Villa Clara, han sido explotados por más de 30 años. Aquí también se realizan trabajos para aumentar los volúmenes productivos, más prolongada la vida útil de los equipos y cada vez más fáciles, limpios y menos peligrosos los trabajos al hombre y al medio ambiente, uno de ellos fue la construcción del Oleoducto Varadero – Matanzas. Este proyecto desde sus inicios solo ha aportado ganancias al país y es considerado uno de los más importantes realizado por la empresa. Otros trabajos de importancia son los realizados por la empresa para mejorar las características del crudo, mediante el empleo de sustancias reductoras de viscosidad para romper la interfaz agua – petróleo, acelerar el tratamiento para la venta, facilitar el trasiego y evitar las roturas por exceso de presión en las tuberías, mejorar los trabajos de extracción en el pozo, entre otros, dando muy buenos resultados. Todos estos trabajos anteriormente mencionados son solo unas de las tantas variantes que se emplean para poder contribuir al sustento de la economía del país. Aún se trabaja para tratar de extraer hasta la mayor cantidad de crudo, pero los trabajos de extracción cada día resultan ser más complicados, debido al tiempo de explotación del yacimiento, de los pozos y de las características que posee el petróleo, por lo que se convierte en otro problema vigente a solucionar en estos momentos.

El estudio realizado por (González, 2003) surgió debido a la necesidad de rehabilitar algunos pozos en bombeo de la EPEP-Centro, por lo que se hizo preciso estudiar la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial instalados, un estudio de las posibilidades de optimización, donde se establecieron las mejoras dentro del mismo sistema que garantice, mantengan o eleven los niveles de producción actuales.

El estudio está basado en un amplio banco de datos, el cual contiene la información de la producción y completamiento de los 153 sistemas de bombeo convencionales instalados en pozos de los

diferentes yacimientos de la EPEP Centro. Incluye además un análisis económico de las medidas que se proponen para mejorar la producción y una evaluación de su efecto ecológico.

La inyección de disolvente aumenta la eficiencia volumétrica en los sistemas de levantamiento artificial, disminuye la potencia requerida y las cargas aplicadas a los equipos de bombeo. Favorece la separación de gas del crudo cuando la misma es en el fondo del pozo, reduce la cantidad de gas que entra a las bombas. También dedujo, que el porcentaje óptimo de inyección de disolvente está en el orden del 20% de la producción del pozo y que el uso del mismo aumenta considerablemente el costo de producción (González, 2003).

En una investigación más reciente (Hernández, 2005), se estudiaron los sistemas de levantamiento artificial empleados en la EPEP-Centro y especialmente se centra en los pozos ubicados en el yacimiento Varadero. En el trabajo fueron analizadas las principales complejidades y las causas que las provocan. Además se proponen soluciones con su correspondiente análisis económico, se realiza un análisis de los daños que puedan provocar al medio ambiente, así como las medidas de seguridad industrial que se deben tener en cuenta para evitar pérdidas humanas.

Además se asegura que la viscosidad del fluido es un factor importante en las bajas producciones de los pozos en el área, que las características de nuestro crudo, el costo de nuevas tecnologías y su introducción al país a causa del bloqueo nos limitan la posibilidad y el tiempo de implementación de las mismas. Pero a pesar de estas dificultades se estudian variantes para mejorar la explotación de nuestros yacimientos.

Actualmente en el Centro Colector 4 las roturas en las unidades de bombeo y la producción de los pozos se han comportado por debajo del plan anual asignado, independientemente de la disminución natural que tienen los pozos, asociada al decrecimiento de las presiones en el reservorio. Existen evidencias de otros factores que han influido de manera significativa en los trabajos de extracción y están relacionadas con el aumento de las cargas, las cuales traen consigo las partiduras de correas, de varillones, atrasos en el recorrido del pistón, entre otros, que aparecen mucho antes de lo previsto.

Como una solución a esta situación se ha realizado la inyección de petróleo ligero como disolvente para facilitar los trabajos de extracción de forma que concuerda con lo planteado en los trabajos citados anteriormente por (González, 2003; Hernández, 2005), donde se destaca que la viscosidad del fluido es un factor importante en las bajas producciones de los pozos en el área y que la inyección de disolvente aumenta la eficiencia volumétrica en los sistemas de levantamiento artificial

y como consecuencia disminuye la potencia requerida y las cargas aplicadas a los equipos de bombeo.

En el Centro Colector 4 las circulaciones con sustancias disolventes se realiza de manera general para todos los pozos, es decir, se emplea el mismo principio de inyección para todos los casos. Este proceso consiste en parar el pozo, conectar el cementador a la paila y al brazo tecnológico del pozo, encender el equipo que será el encargado de succionar la sustancia a circular que está dentro de la paila, y hacerla fluir por el brazo tecnológico del pozo hacia su interior. Es importante aclarar que las presiones a las que se trabaja en cada pozo están en dependencia de sus condiciones actuales (presión de capa y fondo fundamentalmente), del tipo de roca, de la velocidad de trabajo del cementador y de su terminación en el fondo.

No obstante, antes de terminarse el ciclo de circulación que puede ser semanal, quincenal o mensual en dependencia de las cargas que presente el pozo, comienzan a presentar roturas, que producen paradas del proceso con la consiguiente disminución de los volúmenes de producción.

Por estas razones la dirección de la entidad a cargo del yacimiento y de los pozos en cuestión propone que se desarrolle una investigación con el fin de disminuir o eliminar las altas cargas en las unidades de bombeo y tomar acciones que permitan incrementar la producción.

El pozo Varadero 712 de SHERRITT, perteneciente al Centro Colector 7, es un pozo al que se toma como referencia para realizar el trabajo. Este cuenta con una infraestructura bastante parecida a la que se propone realizar. El pozo Varadero 712 tenía que ser intervenido constantemente debido a las constantes roturas y fallas que impedían su buen funcionamiento, hasta que se decidió ponerlo a trabajar inyectándole al mismo tiempo una dosis de petróleo ligero. El trabajo del pozo mejoró considerablemente, estabilizó su producción y hasta hoy funciona en perfecto estado produciendo  $109,69 \text{ m}^3/\text{d}$  y solo un 20% de agua contenida en el fluido.

Lo ideal sería poder aplicar a todos los pozos del Centro Colector 4 que presenten este tipo de problema el mismo principio para que puedan mejorar el funcionamiento de las unidades de bombeo y elevar sus productividades.

Para ello se plantea el **Problema Científico** de la investigación.

¿Podrán disminuirse las roturas de las diferentes unidades de bombeo en el proceso de extracción de petróleo en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro Colector 4 si se aplica un sistema de inyección continua de sustancia reductora de viscosidad?

Se plantea entonces la siguiente **Hipótesis** de la investigación.

Si se estudian variantes de inyección continua de sustancia reductora de viscosidad, con el análisis técnico económico correspondiente, se podrá entonces determinar cuál sería la más acertada para disminuir las roturas y con ello aumentar los volúmenes de producción en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro Colector 4.

**Objetivo general:**

Proponer un sistema de inyección continua de sustancia reductora de viscosidad en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro Colector 4 que permita disminuir roturas e incrementar la producción.

**Objetivos específicos:**

1. Caracterizar los principales factores que inciden en la producción del pozo.
2. Determinar el tipo de sustancia reductora de viscosidad a emplear.
3. Proponer las variantes de inyección.
4. Evaluar el estado físico-técnico del pozo.
5. Evaluar la factibilidad económica de las variantes propuestas.

La presente investigación se divide en tres capítulos Análisis Bibliográfico, Materiales y Métodos y Análisis de los Resultados donde son abordados temas fundamentales para el desarrollo de la investigación, apoyados en los factores que inciden en la producción, en el tipo de sustancia reductora de viscosidad a emplear, en los métodos y procedimientos empleados durante la selección de los pozos y en la factibilidad económica de las soluciones propuestas, para poder darle una solución al problema científico de la investigación planteado anteriormente.

### **Capítulo 1: Análisis Bibliográfico**

En el desarrollo del capítulo se estudiaron las bibliografías disponibles en el centro relacionadas principalmente con temas como:

- Los factores que influyen en la producción de los pozos.
- Causas que provocan las principales fallas o roturas más frecuentes originadas en las unidades de bombeo (UB).
- Los productos químicos y propiedades de las sustancias reductoras de viscosidad analizadas para la ejecución del proyecto.

### **Capítulo 2: Métodos y materiales**

En este segundo capítulo son expuestos los métodos, metodologías, y técnicas empleadas mediante aspectos como:

- La caracterización geológica de la zona donde se ubica la presente investigación
- Propuestas de inyección
- Descripción del proceso
- Particularidades específicas de cada propuesta
- El estudio del historial de producción de cada pozo y de la factibilidad económica de las variantes de inyección

### **Capítulo 3: Análisis de los Resultados**

En el tercer capítulo de la presente investigación serán expuestos y analizados los resultados del trabajo.

# CAPITULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

En este capítulo se exponen un conjunto de conceptos y teorías que fueron analizadas en diferentes bibliografías con el fin de darle la mejor solución al objetivo general del trabajo y proporcionar una mayor comprensión de lo realizado en los siguientes capítulos.

## 1.1. Factores que determinan la producción de un pozo de petróleo

Durante el tiempo de explotación de un pozo de petróleo entran a jugar una serie de componentes que facilitan, caracterizan o sencillamente influyen en el desarrollo o no de su vida útil. Si se combina el entendimiento de estos elementos se puede dar una valoración del estado del sistema de extracción del reservorio.

Un yacimiento transita por diferentes etapas durante su vida productiva, estas definen los resultados productivos en los mismos, según el momento en que se mida. El manejo de los métodos de extracción son determinantes en el comportamiento productivo y tiempo de explotación del yacimiento. Los autores coinciden con los criterios dados en relación con las etapas de un yacimiento (Berger, 1992; Cajigal, 2005).

**Etapa 1:** La etapa inicial de evaluación y desarrollo del yacimiento es donde se perforan la mayoría de los pozos en explotación. Por esta razón en esta etapa se manifiesta un crecimiento permanente de la producción.

**Etapa 2:** En la segunda etapa la producción se mantiene relativamente constante. Los pozos nuevos que se perforan son principalmente de relleno y cubren con su producción la disminución productiva de los pozos más viejos.

**Etapa 3:** En la tercera etapa la disminución general de la producción del yacimiento manifiesta un descenso de la presión de fondo y un agotamiento de las reservas.

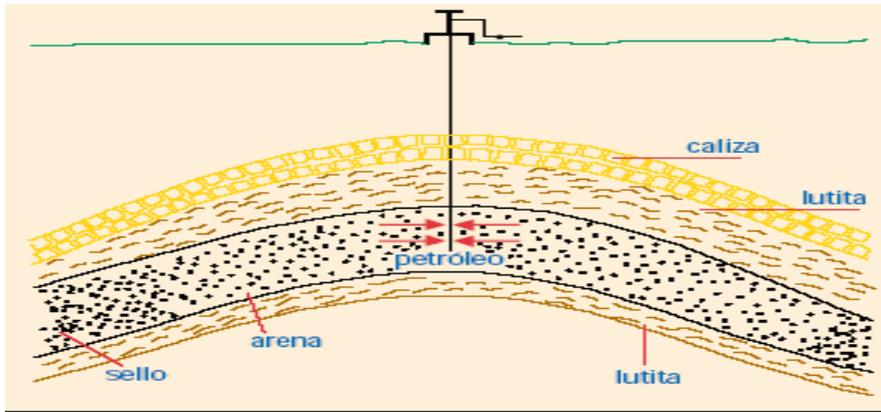
**Etapa 4:** Es la etapa final donde el yacimiento se encuentra completamente agotado con producciones extremadamente bajas y no rentables.

### 1.1.1. Características generales de los yacimientos de petróleo

Para que los hidrocarburos permanezcan contenidos en el yacimiento, las capas o estratos suprayacentes y subyacentes que lo cobijan deben ser impermeables. De igual manera, los lados tienen que impedir la fuga de los líquidos. Ciertas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad, permeabilidad de la roca (Barberii, 1998).

Desafortunadamente, es imposible extraer todo el petróleo del yacimiento. Sin embargo, no se escatiman esfuerzos por estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan al mayor porcentaje

acumulado de extracción durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y quizás, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapa. En la figura 1.1 se muestra un corte de un domo petrolífero para demostrar las características y partes esenciales de un yacimiento.



**Figura 1.1.** Corte de un domo petrolífero. Fuente: (García, 2013).

Los estratos pueden tener permeabilidad horizontal y vertical. Ambas son muy importantes para el desplazamiento de fluidos en los estratos. La permeabilidad depende de factores como la deposición, la sedimentación, la compactación y la homogeneidad o heterogeneidad de los sedimentos.

### 1.1.2. Presión del yacimiento

La presión del yacimiento es sumamente importante porque ésta induce al movimiento del petróleo desde el yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando este caso ocurre, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos (Barberii, 1998).

A medida que el pozo produce hay descenso de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para determinar el estado del gradiente de temperatura. El gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de camisas de revestimiento y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. La

temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura (García, 2013).

## **1.2. Historial de un Pozo**

El historial de un pozo es de gran importancia, de su seguimiento diario se puede obtener mucha información sobre su comportamiento. Estos datos permiten conocer mejor el pozo y anticiparnos a tomar medidas ante cualquier cambio brusco en su comportamiento que pueda provocar daños significativos (Ríos, 2001).

## **1.3. Fuentes de energía que hacen fluir el petróleo al interior del pozo**

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. Se ha comprobado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad, de la roca recipiente comprimida elásticamente, o de la combinación de todas las anteriores. Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es dominante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma coadyutoria (Muravyov, 1998).

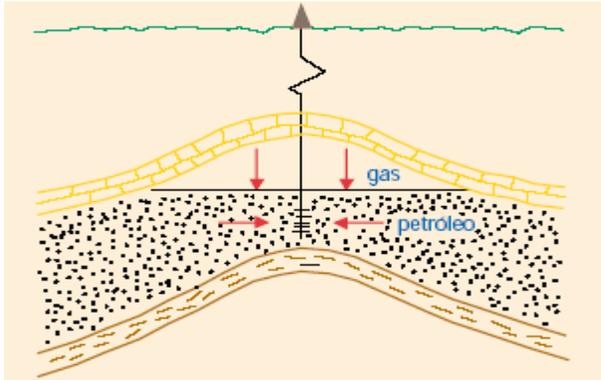
### **Casquete o empuje de gas**

En estos yacimientos, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad.

Cuando se pone a producir controladamente el pozo, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el cabezal del pozo (presión de flujo) hace que el petróleo y el gas disuelto lleguen a la superficie. Generalmente, el control del volumen de flujo en la superficie se hace mediante instalación de un estrangulador o reductor diámetro de la tubería de producción en el pozo.

Producto a la extracción de crudo del yacimiento, la presión disminuye paulatinamente y el volumen del casquete de gas aumenta, por lo cual el nivel del contacto gas – petróleo baja. Este descenso del contacto gas-petróleo hace que los pozos ubicados en la parte estructural más alta del yacimiento sean los primeros en producir gas del casquete, esta se manifiesta con el incremento de la relación gas-petróleo producido. Con el fin de contrarrestar la situación se toman algunas medidas como, aislar por medio de la cementación forzada los intervalos superiores del estrato productor que fueron cañoneados en la terminación original del pozo y recañonear a niveles más bajos, mantenerlo como

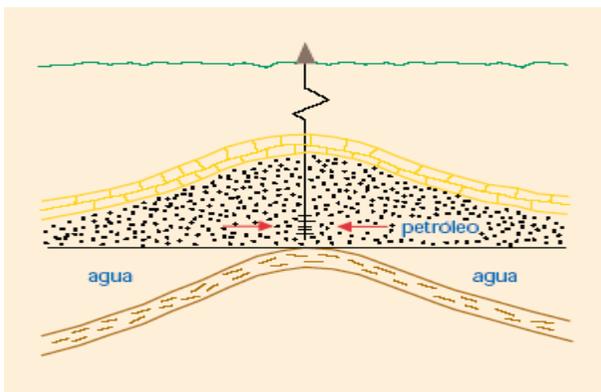
punto de observación, utilizarlo como inyector de gas de acuerdo con programas de vigorización de la presión y conservación de gas en el mismo yacimiento.



**Figura 1.2.** Yacimiento cuyo mecanismo principal de producción es el casquete de gas. Fuente: (García, 2013).

### **Empuje por gas disuelto**

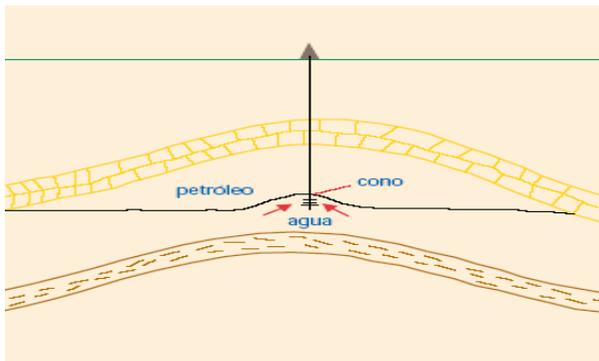
En este mecanismo no existe capa o casquete de gas. En la Figura 1.3 todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo. Este tipo de extracción se considera más eficiente que el de casquete de gas. La práctica ha demostrado que la extracción primaria puede acusar de 20 a 40 % del petróleo en sitio (Barberii, 1998).



**Figura 1.3.** Yacimiento virgen de gas disuelto. Fuente: (García, 2013).

### Empuje por agua o hidráulico

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca hasta 60 % y quizás más del petróleo en sitio. Sin embargo, este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El contacto agua - petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua., se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas e inducción de un casquete de gas. La tubería de revestimiento de los pozos se perfora bastante por encima del contacto agua-petróleo para evitar la producción de agua muy tempranamente (Barberii, 1998).



**Figura 1.4.** Efecto del desequilibrio en el contacto agua petróleo. Fuente: (García, 2013).

La gravedad como tipo de energía se convierte en una fuente activa de energía en las últimas etapas de vida de algunos yacimientos de gas disuelto, esto se produce cuando se ha liberado todo el gas y no hay entrada de agua. En ese momento la presión del reservorio se hace mínima y el peso del petróleo hace que se filtre a través de los poros sobre la línea de buzamiento hacia los niveles más bajos del reservorio, donde es posible después bombear hasta la superficie.

En el curso de la vida productiva de un yacimiento de gas disuelto llega el momento en que la presión del yacimiento se reduce a la presión de saturación (punto de burbuja). Esto ocurre a través de todo el reservorio y por tal motivo, el gas libre sale de la formación en forma de diminutas burbujas espaciadas en todo el petróleo. Como resultado puede surgir produciendo gas junto con el petróleo o bien puede migrar al tope y se puede formar un casquete de gas libre secundario.

Este casquete no contribuye a lograr mejores producciones de petróleo, y no debe confundirse con el casquete de gas libre original. Una vez que se forma el casquete de gas libre secundario el gas sigue creciendo y se expande hasta que cubre toda la parte petrolífera.

La eficiencia de la expansión de gas por sí solo como mecanismo de recuperación de petróleo es mucho menor que la de cualquier otra fuente de energía. Esta oscila entre un 5 y un 10 %, aunque se puede llegar a recuperar hasta el 30 %, pero en la mayoría de los casos se recupera menos del 20 % petróleo (Chalet, 2000).

La presencia del casquete de gas libre original sobre el yacimiento petrolífero, es prueba de que hay exceso de gas para saturar al petróleo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. A esto se le denomina, yacimiento saturado.

En el yacimiento con casquete de gas libre al igual que de gas disuelto la energía es proporcionada por el gas disuelto en el petróleo, pero existe una energía adicional que es la energía del casquete.

La diferencia entre un empuje de gas libre y un empuje de gas disuelto suele desaparecer cuando la presión declina al punto de burbujeo en un yacimiento o empuje de gas disuelto.

La eficacia del casquete de gas libre se considera mayor que la de empuje de gas disuelto y expeler del 30 al 80 % del petróleo (Cajigal, 2005).

Los yacimientos utilizan varias fuentes de energía en el curso de su vida productiva pero es difícil determinar qué tipo de energía está funcionando. En un yacimiento de régimen de agua activo la primera energía utilizada puede ser la expansión de los líquidos comprimidos, luego habrá una expansión del gas y en último caso comienza a funcionar el acuífero activo.

Las rocas barreras, en este caso las arcillas que impiden que el petróleo y el gas sigan desplazándose tanto vertical como horizontalmente, a este complejo rocoso se le denomina barrera impermeable. Aun así estas rocas tienen cierto grado de permeabilidad, el agua comienza a moverse a través de ella, pero el tamaño tan reducido que tienen los poros de la arcilla exigen una presión capilar mayor que la disponible para forzar al petróleo y al gas dentro de los poros. Por lo tanto, dentro del reservorio las variaciones de la porosidad y permeabilidad se traducen en la retención del agua dentro de los poros (Chalet, 2000; Cajigal, 2005).

## 1.4. Perforación

La perforación de pozos petroleros comprende una gran variedad de operaciones. Todas tienen como objetivo principal atravesar las formaciones geológicas de la tierra. Esto nos permite realizar un estudio de la litología, así como las condiciones en que se encuentran las capas del subsuelo. También permite evaluar las perspectivas petrolíferas de zonas con posibles acumulaciones de hidrocarburos. El proceso se basa en la acción de una barrena sobre el fondo del pozo para producir la destrucción de las rocas. El equipo adecuado y el modelo de construcción de encamisado se determinan basado en las características técnicas del pozo a perforar, que dependen fundamentalmente de la profundidad y alcance del pozo, el ángulo de perforación, las complejidades geológicas esperadas y otras (Horsrud, 2001; Fernández, 2010).

Los pozos se nombran a partir del objetivo que persiguen; ya sea en la exploración o en la etapa de explotación del yacimiento. Estas clasificaciones pueden ser: pozos paramétricos, pozos exploratorios, pozos de desarrollo, pozos de inyección, entre otros.

### 1.4.1. Características de la tubería de revestimiento

La fabricación de la tubería para sartas revestidoras o camisas de producción, como también para la tubería de perforación, se ciñe a las especificaciones fijadas por el Instituto Americano del Petróleo (API, por siglas en inglés. Normas RP7G y 5A, 5AC, 5B, 5C1, 5C2, 5C3). Todas estas tuberías son del tipo sin costura traslapada por fusión en horno y soldada eléctricamente. Utiliza aceros que deben ajustarse a exigentes especificaciones físicas y químicas.

La calidad de la tubería que se desea obtener se designa con una letra seguida por un número que representa el mínimo punto cedente en tensión, en millares de libras por pulgada cuadrada: H-40, K-55, C-75, C-95, L-80, N-80, P-110 ( $40,000 \times 0,0703 = 2,812 \text{ kg/cm}^2$  y así sucesivamente).

La construcción técnica del pozo tiene como principal función alcanzar la profundidad total de manera segura con la cantidad de sartas de revestimiento (*Casing* y *Liner*) económicamente efectivas. Está conforma una parte esencial de la perforación y terminación del pozo. Está estructurada por tramos de tubería de acero, ya sean roscados o soldados unos a otros para formar un conducto desde la profundidad deseada hasta la superficie. Las regulaciones y recomendaciones aplicables a la fabricación de tubos para las operaciones petroleras especifican dentro de razonables márgenes la calidad el tipo, los diámetros externos e interno, el espesor por unidad de longitud, la escala de longitud del tubo, el tipo de roscas, el tipo de conexión, la resistencia a la elongación, al aplastamiento y al estallido. Tales normas y recomendaciones se formulan a base de estudio teórico

de experiencia práctica y con el fin de lograr mayor exactitud en el diseño y fabricación de tubos para sartas revestidoras que respondan satisfactoriamente a las exigencias técnicas y económicas que es preciso considerar para proteger debidamente el hoyo durante la perforación y posteriormente el pozo durante su vida productiva (Barberii, 1998; Horsrud, 2001; Fernández, 2010).

Para lograr la perforación de un pozo es necesario delinear el agujero perforado con tubería de revestimiento. Una vez que esté en su lugar, se cementa y se sella el espacio anular con los objetivos de:

1. Reforzar el agujero.
2. Aislar formaciones inestables.
3. Prevenir la contaminación del reservorio.
4. Proveer un sistema de control de presión.
5. Confinar y contener los fluidos sólidos producidos por la perforación/completación.
6. Actuar como conducto para operaciones asociadas (perforación, trabajos con línea de acero, completación).
7. Sustener el cabezal del pozo y sartas de tubería de revestimiento adicionales.

#### **1.4.2. Revestimientos típicos en Cuba**

En Cuba, con excepción de algunos pozos de largo alcance, los pozos petroleros actuales por lo general están formados por tres intervalos.

El primero es el Intervalo de Superficie donde se utiliza un diámetro de barrena de 444,5mm al que le corresponde un revestimiento de diámetro exterior de 339mm. El segundo tramo es el intermedio, donde pueden existir dos intervalos de revestimiento; uno desde la boca del pozo y otro de menor diámetro, que puede o no ser colgado en el interior del primer intervalo. El primero comprende como tubería de revestimiento la de diámetro de 244,5mm perforando el caño con un diámetro de barrena de 311 mm.

El segundo puede ser un *Liner* de 177,8mm perforado con diámetro de barrena de 215,9mm. El último intervalo se perfora con barrena de 152mm para bajar en las construcciones que lo necesiten, *Liner* de 114,3mm anclado dentro del *Liner* de 177,8mm (Brooks, 2003; Fernández, 2010).

Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra derrumbes, evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes. En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve asimismo de tubería de producción. Por regla general, la formación

superior productora descarga por el espacio anular entre la sarta final revestidora y la tubería de educación insertada en ella. La sarta revestidora final puede o no penetrar el estrato petrolífero según la elección de la terminación empleada. La serie de diámetros más comunes para la sarta final incluye los de 114,3, 127, 139,7, 168,3 177,8 y 193,7 mm (Brooks, 2 003; Fernández, 2010).

## **1.5. Producción**

En el mundo existen dos formas fundamentales de extraer el petróleo. La primera es el método por Surgencia Natural, la cual utiliza la energía de la capa para llevar el hidrocarburo desde el fondo del pozo hasta la superficie. La segunda es el método por Levantamiento Artificial, que no son más que los sistemas de levantamiento entre los que se incluyen las Bombas Electro Sumergibles, los del tipo Jet Hidráulico, el sistema de levantamiento por Gas, el sistema de Levantamiento Convencional y mediante las Bombas de Cavidades Progresivas. Cuando un pozo de petróleo no es capaz de surgir naturalmente, algún Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) se requiere para producir ese petróleo.

El método a usar depende de las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir. Para determinar el mejor método de elevación artificial en un pozo es necesario considerar cinco factores fundamentales: características del campo, condiciones del pozo, tipo de yacimiento la disponibilidad del equipo y el factor económico (Fleshman, 1999).

## **1.6. Fallas más comunes presentes en las cabillas de las unidades de bombeo**

### **1.6.1. Tipos de fallas**

Las fallas que se presentan en las cabillas se originan principalmente por tensión o por fatiga (Demoulin, 1998):

**Fallas originadas por tensión:** No son muy comunes y se originan cuando las cargas aplicadas exceden la resistencia a la tensión del material de la cabilla, por ejemplo, cuando se intenta liberar una bomba que está pegada por arena u otro tipo de depósito.

**Fallas originadas por fatiga:** Estas son progresivas y comienzan por puntos pequeños multiplicadores de esfuerzos que crecen bajo la acción de los esfuerzos cíclicos.

Los esfuerzos asociados a este tipo de fallas tienen un valor máximo que es menor que la resistencia de la tensión del acero de la cabilla y debido a que la carga aplicada se reparte uniformemente sobre el área transversal de la cabilla. Cualquier daño que reduzca esta área, aumentará los esfuerzos en ese punto se convierten en un multiplicador de esfuerzos.

Para evitar este tipo de fallas, es conveniente que se incluya en el programa de intervención el peso máximo que se puede halar, el punto cedente del material y grado de la cabilla de menor diámetro en la sarta (González, 1980; Demoulin, 1998).

### **1.6.2. Fallas en diseño**

La prevención de fallas en las cabillas comienza con el diseño apropiado de la sarta y se deben aprovechar las herramientas más avanzadas disponibles en la actualidad.

Sin embargo, un buen diseño inicial no es suficiente porque los parámetros iniciales pueden variar a medida que las condiciones del pozo cambien.

Uno de los parámetros que se debe monitorear desde el primer momento es la sumergencia, porque puede ser motivo de golpe de fluidos; lo cual es sumamente dañino para la sarta de cabillas.

Otros cambios como la velocidad y carrera del fluido pueden alterar el diseño original y se debe analizar el impacto que generen mediante un programa rutinario de toma de dinagramas.

En la mayoría de los campos, los dinagramas se le toman a un pozo sólo cuando éste presenta baja producción; mientras que los que están en producción dentro de los límites esperados, pueden pasar mucho tiempo sin que se conozca el estado de todo el equipo.

Por ello es necesario desarrollar un programa de toma de dinagramas rutinarios para hacerle seguimiento a los parámetros claves de diseño y poder deducir aproximadamente cuándo o cómo un pozo puede fallar (Frick, 1962; Demoulin, 1998).

### **1.6.3. Fallas mecánicas**

Las fallas mecánicas son bastante frecuentes y pueden ser originadas por un diseño inapropiado, mal manejo en la localización, torque fuera de rango, velocidades de bombeo fuera de rango, por prácticas obsoletas o por otra cualquier mala combinación (González, 1980).

### **1.6.4. Fallas por conexión**

La carga friccional que se genera entre la rosca exterior de la cabilla y la rosca interior de la cala mediante el torque aplicado, ayuda a mantener la conexión apretada; pero si ese torque es insuficiente, las cargas cíclicas causarán que la conexión se vaya aflojando gradualmente hasta que ocurra la falla total. Sin embargo, no todas las fallas de conexiones se deben a un torque insuficiente porque en muchos casos el torque excesivo, cabillas y calas con roscas dañadas y pobre lubricación y limpieza de las roscas, son causales de gran parte de este tipo de falla. Es importante recordar que el torque adecuado es prácticamente el primer paso a tener en cuenta para evitar fallas futuras de conexiones (Frick, 1962; Ivanovich, 1983)

### 1.6.5. Fallas por corrosión

Otra gran parte de las fallas originadas en las cabillas se deben a la corrosión, aunque es poco lo que se habla sobre ellas; especialmente porque en la mayoría de las empresas el control de la corrosión se ejecuta por organizaciones separadas. La corrosión es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero y el ambiente operacional donde actúa. En forma simple, la corrosión es la forma que tiene la naturaleza de revertir un material de alta energía (acero) hecho por el hombre, a su estado natural como mineral de hierro. El hierro elemental del acero se combina con humedad o ácidos para formar otros compuestos tales como: óxido de hierro, sulfuro de hierro, carbonato de hierro (siderita). El agua está presente en varias formas y concentraciones dentro de los fluidos del pozo, considerados también como corrosivos, y la mayoría tienen cantidades considerables de impurezas y gases disueltos (Demoulin, 1998)

#### 1.6.5.1. Casos de corrosión más comunes en nuestros pozos de petróleo

**Corrosión por sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ):** El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S_{(g)}$ ) que se encuentra en la mayoría de los pozos petroleros, es altamente soluble (en agua). Los huecos formados por este tipo de corrosión son pequeños, redondos y profundos con bordes biselados y generalmente están esparcidos aleatoriamente por toda el área de la cabilla.

La superficie de las cabillas y los huecos están cubiertos con una escama de color negro, bien adherida, de sulfuro de hierro el cual es altamente insoluble y catódico para el acero que tiende a acelerar la corrosión.

Otro problema causado por el  $H_2S$  sulfuro de hidrógeno es la pérdida de resistencia a la tensión causada por el hidrógeno, lo que origina que el área de la fisura presente una apariencia granular o quebradiza.

El punto de inicio de la fisura puede o no ser visible sin que se note la presencia de fatiga de material en la superficie de la cabilla. Aunque es un ácido débil, cualquier indicio de  $H_2S_{(g)}$  acompañado por trazas de agua en el sistema es justificación suficiente para iniciar rápidamente un programa de control de corrosión (Chalet, 2000; EPEP-Centro, 2005).

**Corrosión por cloruros:** Los cloruros aumentan la probabilidad de que las cabillas fallen por corrosión debido a que; por una parte, la corrosividad del agua aumenta cuando la concentración de cloruros aumenta y; por la otra, porque dificultan la acción protectora de los inhibidores. En aguas con grandes concentraciones de cloruros la corrosión es más agresiva en cabillas de acero al carbono

que con aleaciones. Los huecos generados por este tipo de corrosión tienden a cubrir toda el área de la cabilla y no son profundos, de fondo plano, con forma irregular y bordes afilados.

La mayoría de los pozos productores están plagados por problemas de corrosión y ningún fabricante puede producir una cabilla que pueda ser inmune totalmente a la corrosión. Todas las cabillas, cualquiera que sea su grado, deben protegerse mediante el uso de programas de control de corrosión. En todos los casos, se debe consultar a los especialistas (Chalet, 2000; EPEP-Centro, 2005).

#### **1.6.6. Fallas por golpe de fluidos**

El golpe de fluidos ocurre cuando la bomba se llena parcialmente durante la carrera ascendente debido a bajo aporte de la formación. Aunque su efecto en la superficie no es tan acentuado como la flotación de cabillas, los efectos que genera son los mismos y se deben tomar las mismas acciones (González, 1980; Demoulin, 1998).

#### **1.6.7. Fallas por flotación de cabillas**

La flotación tendrá lugar cuando la sumatoria de las fuerzas parásitas tales como: carga friccionar en la bomba ( $W_{frb}$ ); carga friccionar entre las varillas y la tubería ( $W_{frc}$ ) y carga friccionar por aceleración de la sarta y la masa de fluidos ( $W_{acc}$ ), sean igual o mayor al peso de la sarta en el fluido ( $F_o$ ).

En una instalación de bombeo mecánico convencional (BMC), que maneje crudo de alta viscosidad, como en Cuba la aparición de estas fallas son muy comunes; sobre todo cuando las unidades operan con números de golpes por minutos incrementados para este tipo de fluidos. Esto representa un problema grave para todo el sistema de bombeo mecánico y un riesgo potencial de accidentes para los operadores que toman los dinamogramas (Ivanovich, 1983).

### **1.7. Problemas que afectan a las unidades de bombeo empleadas en el área**

#### **1.7.1. Complejidades del bombeo mecánico empleado en el área**

El crudo del yacimiento en condiciones de pozo se encuentra a una viscosidad de 300cP y a medida que este petróleo sube por el caño del pozo se comienza a enfriar y aumenta así su viscosidad. En la boca del pozo a temperatura ambiente este alcanza una viscosidad de 26000cP.

Existe una relación directa entre la viscosidad y las fricciones entre el petróleo y las cabillas, entre éstas y la pared de la tubería. Mientras mayor sea la viscosidad, mayor serán estas fricciones. Esto provoca que al moverse la cabilla por dentro de la tubería llena de petróleo se generen fricciones tanto en el movimiento hacia arriba como hacia abajo. Hacia arriba, estas fricciones generan el

aumento de las cargas en el cabezal del gato, con lo cual se limita el aumento de los parámetros de bombeo. Esto generaría un aumento de las cargas máximas; por otra parte, en el movimiento hacia abajo estas fricciones generan la disminución de las cargas en el cabezal del gato. Este fenómeno trae consigo consecuencias graves para el bombeo como partiduras de cabillas, jorobas, partiduras de bigotes y hasta daños en la estructura de las unidades de bombeo (U/B). Este movimiento por dentro de las tuberías también genera, en algunos casos, caídas de presión considerables por el efecto de fricción, acentuándose este fenómeno en invierno y durante las madrugadas, que es cuando más baja la temperatura (PDVSA, 2001; González, 2003).

Debido a la alta viscosidad del petróleo, el equipo de superficie (gato de extracción) y las varillas, se someten a esfuerzos extras durante la etapa de succión (cuando el cabezal va hacia arriba). El equipo de superficie no trabaja balanceado en la etapa de descarga (cuando el cabezal va hacia abajo). Las cabillas se retrasan en la etapa de descarga con respecto a la cabeza del balancín, debido a la gran fuerza de rozamiento entre ellas y el petróleo viscoso. Debido a que en la etapa de descarga la cabeza del balancín se adelanta al movimiento de las cabillas, el primero comienza a moverse hacia arriba cuando las cabillas aun no han concluido su movimiento hacia abajo, lo que conlleva a que se produzcan fuertes golpes entre las cabillas y el porta varillas. Esto provoca problemas como:

- Partiduras de cabillas.
- Jorobas del varillón.
- Desequilibrio de todo el sistema.
- Disminución del recorrido del pistón dentro de la bomba.
- Aumento de las fuerzas de rozamiento entre el pistón y el cilindro de la bomba.
- Disminución del coeficiente de llenado de la bomba.

El equipo de bombeo convencional reciprocante o de balancín es una unidad integrada, compuesta por varios mecanismos; la destrucción de uno de ellos provoca en la mayoría de los casos, la destrucción total o parcial de otros que pueden estar involucrados o no en la avería. Esto puede provocar pérdidas considerables de recursos, además de afectar seriamente el plan de producción trazado por la empresa o entidad que este frente a la obra (PDVSA, 2001; González, 2003).

### **1.7.2. Fallas mecánicas más frecuentes generadas en el área**

- Las partiduras de bielas.
- El desmonte del cabezal.
- El deterioro anticipado de los rodamientos.
- Partiduras de correas.
- Partiduras de los bigotes (cable que une la unidad de bombeo con la sarta de cabillas).

### **1.7.3. Otros tipos de fallas y consecuencias**

#### **1.7.3.1. Unidad de bombeo sobrecargada**

La sobrecarga en la estructura puede ocasionar que la unidad se caiga y genere una situación altamente peligrosa para el equipo, el personal y el medio ambiente.

#### **1.7.3.2. Unidad de bombeo desbalanceada**

Una caja desbalanceada es fácilmente detectable por el sonido del motor y, en dependencia de cuánto sea el desbalance, es muy probable que no se pueda tomar el efecto de contrabalanceo (CBE).

El efecto de contrabalanceo es la carga en la barra pulida que balancea la unidad.

#### **1.7.3.3. Problemas de nivel**

En ocasiones cuando a un pozo se le extrae petróleo, el nivel dinámico disminuye a tal punto que no puede producir. Esto se debe a que la capa no tiene suficiente presión para expulsar el fluido y en consecuencia baja el nivel del pozo y la bomba no opera de forma eficiente. La solución en estos casos es parar la unidad y esperar un tiempo determinado a que se recupere el nivel, como resultado se obtiene el total de fluido de los días que ha parado. Esta operación se conoce como operación a régimen. Sin embargo, existen casos en que los pozos no recuperen el nivel y se debe pensar en otro método de extracción o cerrar el pozo (Tavares, 1999; Tavares, 2003).

## **1.8. Características físicas y químicas del petróleo**

Todos los tipos de petróleos: livianos, medianos, pesados y extrapesados, generalmente llamados crudos en la jerga diaria petrolera, tienen características y propiedades físicas y químicas que sirven para distinguir y apreciar unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio.

## **Color**

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro. Sin embargo, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche al bajar bastante la temperatura tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando arrecia el sol, muestran cierto hervor en el tanque. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda (Barberii, 1998).

## **Olor**

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del querosén u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante, como huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común en la industria designarlos como dulces o agrios.

Esta clasificación tiene un significado determinante entre petroleros vendedores y compradores de crudos porque inmediatamente enfocan ciertas características fundamentales del tipo de petróleo objeto de posible negociación (Berger, 1992).

## **Sabor**

El sabor de un crudo es una propiedad que se torna importante cuando el contenido de sal es bastante alto. Esta circunstancia requiere que el crudo sea tratado adecuadamente en las instalaciones de producción del campo para ajustarle la sal al mínimo (gramos por metro cúbico) aceptable por compradores y las refinerías.

## **Índice de refracción**

Medido con un refractómetro, los hidrocarburos acusan valores de 1,39 a 1,49. Se define como la relación de la velocidad de la luz al pasar de uno a otro cuerpo (Frick, 1962).

## **Punto de ebullición**

No es constante. Debido a sus constituyentes varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de 300°C.

**Punto de congelación**

Varía desde 15,5 °C hasta la temperatura de 45°C. Depende de las propiedades y características de cada crudo o derivado. Este factor es de importancia al considerar el transporte de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

**Punto de deflagración**

Varía desde -12°C hasta 110°C. Reacción vigorosa que produce calor acompañado de llamas y/o chispas.

**Punto de quema**

Varía desde 2°C hasta 155°C.

**Poder calorífico**

Puede ser entre 8.500 a 11.350 calorías/gramo.

**Calor específico**

Varía entre 0,40 y 0,52. El promedio de la mayoría de los crudos es de 0,45. Es la relación de la cantidad de calor requerida para elevar su temperatura un grado respecto a la requerida para elevar un grado la temperatura de igual volumen o masa de agua.

**1.9. Sustancias reductoras de viscosidad**

Las sustancias reductoras de viscosidad son una mezcla de aminas en una disolución, cuyas fórmulas son propiedad de las empresas fabricantes. Sus componentes tienen una capacidad de reacción tan efectiva como un disolvente (petróleo ligero). Estos se usan para facilitar la extracción del crudo (petróleo extrapesado), brindando una mayor capacidad de fluidez a los mismos, que hace más fácil su producción y transporte, como consecuencia de la reducción de viscosidad que ejercen en el crudo.

Los reductores de viscosidad actúan sobre las características del crudo (viscosidad, gravedad API); por facilidad de adaptación y aplicabilidad, son independientes del pozo en cuanto a su arquitectura de completación, método de producción del yacimiento, porosidad, permeabilidad, espesor neto de arenas, factor de daño y de los métodos de levantamiento artificial (Curiel, 2013).

**1.9.1. Sustancias reductoras de viscosidad empleadas en el mundo**

En el mundo se emplean diversas sustancias para reducir viscosidad, su uso está en dependencia del trabajo u objetivo que se desee obtener. Se podría citar gran número de sustancias empleadas para este fin en la industria petrolera mundial, pero en la realización del proyecto se tratarán solo sustancias usadas en petróleos pesados y extrapesados dadas las características del nuestro.

Los productos químicos reductores de viscosidad LIPESA 7220, 7221S, 7224 y 7225 pueden cumplir con los requisitos de trabajo, ya que son productos experimentales formulados principalmente para disminuir la viscosidad en crudos pesados y extra pesados de forma permanente. La aplicación comercial del producto radica en la posibilidad de facilitar la producción de crudo desde la formación, manteniendo la reducción de viscosidad hasta el producto final del proceso de deshidratación (Urdaneta, 2007; Curiel, 2013).

### **1.9.2. Sustancias reductoras de viscosidad empleadas en Cuba**

En Cuba el empleo de sustancias reductoras de viscosidad es algo complicado, se dificulta la compra, elaboración y producción de este tipo de sustancias. Desde hace algún tiempo para disminuir la viscosidad y facilitar los trabajos de extracción de crudos se han tenido que buscar alternativas para solucionar el problema mediante la circulación de Nafta, Queroseno, Petróleo ligero, entre otros, como sustancias disolventes, en dependencia de la disponibilidad que se tenga en ese momento. Estas alternativas empleadas tal vez no tengan la misma capacidad y rapidez de reducción que otras empleadas en el mundo pero han dado hasta el momento buenos resultados (Curiel, 2013).

### **1.9.3. Fundamentos de la disminución de viscosidad por aditivos químicos**

La amina primaria puede extraer los metales de transición por los rifles de Porphyrin; sin embargo, la cantidad de elementos químicos presentes en las sustancias reductoras de viscosidad LIPESA, nafta, queroseno y petróleo ligero, es mucho menor que los agregados de asfaltenos, pero si esta amina logra extraer los iones del metal, contribuirá a la desestabilización de las micelas asfálticas y posiblemente repercutirá en un cambio drástico de la viscosidad.

La amina primaria logra unir el complejo de metales en transición del crudo para así intercambiar la estructura micelar. Esto debería reducir significativamente las interacciones de enlaces  $\pi$ - $\pi$  y desestabilizar la estructura micelar, lo cual traerá seguidamente la reducción de la viscosidad.

La alta viscosidad en los crudos depende de la estructura microcristalina de cada parafina o asfáltenos; sin embargo, se cree en ciertos casos, que la primera causa de los incrementos de viscosidad se debe a estas dos razones (Ríos, 2001; Urdaneta, 2007).

#### **1.9.4. Selección de la sustancia reductora de viscosidad**

En la EPEP-C se emplean como disolventes desde hace mucho tiempo la Nafta, el Queroseno o el Petróleo ligero, obteniendo buenos resultados (González, 2003; Hernández, 2005).

Estas sustancias se obtienen en las refinerías de petróleo como una parte del destilado, intermedio entre la nafta ligera y la más pesada del queroseno. Tiene una densidad relativa que varía en función de su composición y se emplean principalmente como disolventes no polares. El uso de ellas encarece un poco el proceso de extracción, pero la gran ventaja que tienen es que son compatibles con el medio donde se desea realizar la inyección y toda sustancia que se emplee puede ser recuperada e incorporada nuevamente al proceso de venta.

En la empresa la mayor experiencia y el ejemplo más práctico para realizar circulaciones con el fin de mejorar los trabajos de extracción, se tiene con el petróleo ligero, que incluso es gratuito porque se puede extraer de varios pozos que también pertenecen a la empresa. Su principal labor es actuar como reductor de viscosidad para aumentar la eficiencia volumétrica en los sistemas de levantamiento artificial, disminuir la potencia requerida y las cargas aplicadas a los equipos de bombeo (Curiel, 2013).

#### **1.9.5. Ventajas y desventajas de la aplicación del reductor de viscosidad**

**Ventajas:** Permite un amplio sistema de negocios que puede ir desde los contratos de suministro hasta los paquetes de servicios de limpieza, estimulantes de pozos, limpieza y recuperación de líneas de transporte, estaciones de flujo y del petróleo oxidado depositado en las fosas de residuos, además de facilitar los trabajos de extracción de petróleo en los pozos, aporta un ligero incremento de producción (Urdaneta, 2007).

**Desventajas:** El uso del reductor aumenta el costo de producción, se necesita envases o recipientes para su uso y condiciones estrictas de almacenaje en dependencia de sus características (Curiel, 2013).

#### **1.10. Conclusiones parciales del análisis bibliográfico**

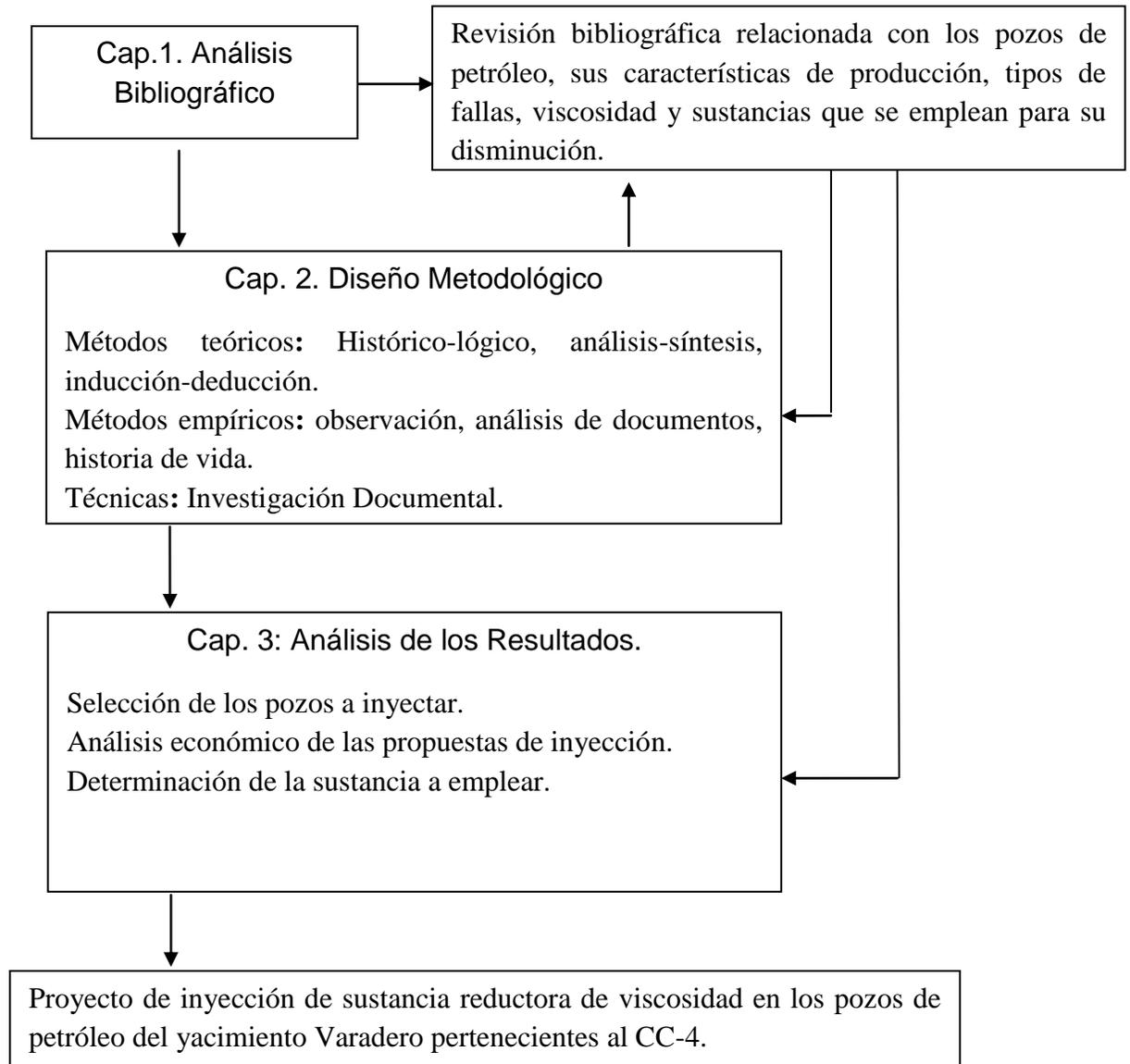
1. Los factores que influyen en la producción de los pozos son: La cantidad de gas disuelto en el petróleo, el empuje del casquete de gas existente, el empuje de agua, el tipo de roca recipiente comprimida elásticamente, la acción de la fuerza de gravedad y la combinación de todas las anteriores.
2. Las principales fallas o roturas más frecuentes originadas en las Unidades de Bombeo son. ocasionadas por: Las características que tiene el petróleo cubano (extrapesado, altamente

sulfuroso, con altos contenidos de resinas y asfaltenos), además de una alta viscosidad que somete a los equipos en la mayoría de nuestros casos a realizar esfuerzos extras durante la etapa de succión, provoca las partiduras de cabillas, jorobas del varillón, desequilibrio de todo el sistema, la disminución del recorrido del pistón dentro de la bomba, el aumento de las fuerzas de rozamiento entre el pistón y el cilindro de la bomba y disminución del coeficiente de llenado de la bomba.

- 3.** El petróleo ligero será la sustancia disolvente reductora de viscosidad a emplear en el desarrollo del proyecto de inyección, por ser con la que más se dispone, más experiencia de trabajo se tiene y por tener la ventaja de ser totalmente recuperable e incorporado nuevamente al proceso de venta todo el que sea inyectado.

## CAPITULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS

Con el propósito de dar cumplimiento al objetivo y validar la hipótesis planteada se diseña la metodología de la investigación, estructurada por etapas (Figura 2.1). Se parte de la premisa de ser un estudio sin antecedentes y de ahí su importancia.



**Figura 2.1** Cronograma de la investigación. Fuente: elaboración propia.

## **2.1. Breve caracterización del proceso caso de estudio**

La geología de esta región es bastante compleja, debido a la cantidad de movimientos tectónicos que la han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre otras más jóvenes. De esta manera se nos presenta una geología caracterizada por estructuras de naipes, complicadas por fallas y plegamientos internos que favorecen la concentración de hidrocarburos.

Dentro del área de referencia están presentes fundamentalmente dos unidades tectónicas estratigráficas (UTE): UTE Placetas y la UTE Camajuaní. La transición entre una UTE y la otra ocurre a través de superficie de sobrecojamiento que abarcan toda el área y se producen de Sur a Norte.

La UTE Camajuaní se encuentra por debajo de la UTE Placetas y solo ha sido cortada por los pozos más profundo (VD-201, Cupey-1X, Chapelin-1, Chapelin-2, Majaguillar-1 y La Manuy.

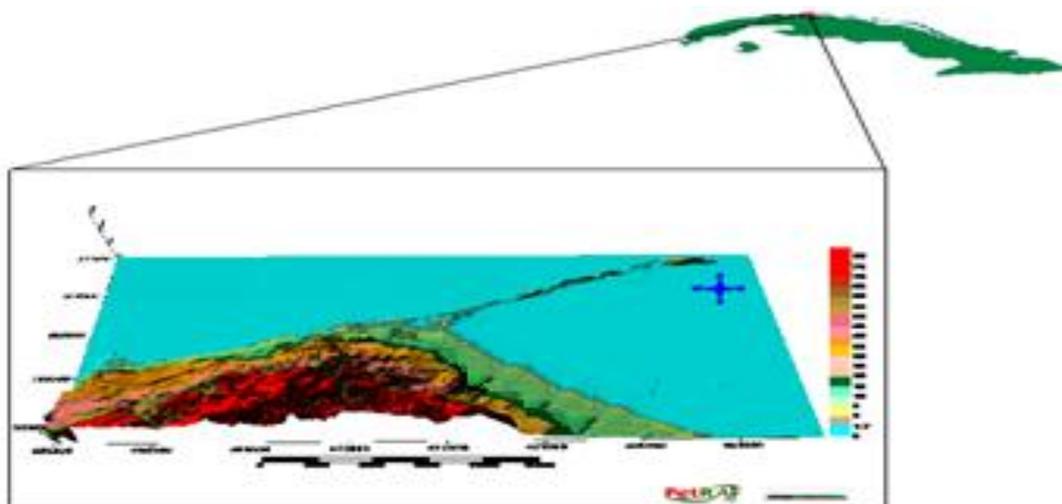
Por tanto describiremos la UTE Placetas siendo la de mayor importancia, pues ha sido atravesado por casi todos los pozos perforados en dicho entorno un corte estratigráfico característico de la región (Ver Anexo 1).

### **2.1.1. Ubicación geográfica**

La parte del yacimiento Varadero y del Centro Colector 4 al que pertenecen los pozos que se analizan en el transcurso del trabajo, se encuentra al norte de la provincia de Matanzas, en la parte septentrional de la provincia Gaseo - petrolífera Norte Cubana (Ver Figura. 2.2), la cual se caracteriza por la presencia de mantos de carbonatos.

El yacimiento fue descubierto durante el ensayo del pozo VD-01, en los depósitos carbonatados del Cretácico Inferior en la década del 70, a través de la entrada de petróleo viscoso de 9–10 °API. El yacimiento convencionalmente en su área conocida está constituido por dos mantos, denominados Central y Norte, el primero más estudiado que el segundo (PDVSA, 2001; EPEP-Centro, 2005).

Dentro del yacimiento si bien no existen fronteras laterales continuas, han sido separados varios sectores denominados de Oeste a Este, Oeste nuevo, Oeste, Central, y Este, los cuales se diferencian por comportamientos productivos, y niveles de productividad diferenciado de los demás pozos (Hernández, 2005).



**Figura. 2.2:** Ubicación del yacimiento Varadero. Fuente: (García, 2013)

### 2.1.2. Roca madre y potencial de hidrocarburos

En el área de estudio se han descrito las rocas madres de diferentes niveles de edad, que constituyen los reservorios de los petróleos descubiertos hasta ahora. La migración de los hidrocarburos generados por ellas a mayor profundidad, transcurre, principalmente, a través de sí mismas, posiblemente dentro de cada manto aunque no se excluye alguna migración vertical.

Estudios realizados anteriormente en el área, permiten clasificar el crudo de acuerdo al yacimiento de donde proviene, para esto se tuvo en cuenta: la roca madre, la migración, el tiempo de deposición, la materia orgánica existente y las propiedades físico-químicas. El yacimiento Varadero es proveniente de Marbella, Majagüillar y se caracteriza por ser un petróleo extrapesado, altamente sulfuroso, con altos contenidos de resinas y asfáltenos. Otras de sus características medidas se pueden apreciar en una de las tablas anexadas en las hojas finales del trabajo (Ver Anexo 2) (Castellanos, 1988; PDVSA, 2001; González, 2003).

### 2.1.3. Cuadro geológico estructural

El modelo estructural del yacimiento fue establecido sobre la base de los perfiles construidos a partir de las correlaciones de detalles que se muestran en los perfiles geológicos y con el apoyo de los datos de mediciones de presión, posición inicial de los contactos agua petróleo, y el comportamiento productivo de los pozos.

De este modo inicialmente fue identificada la frontera principal que separa los dos mantos Central y Norte, la cual como consecuencia de la ausencia de las rocas de baja resistividad en el sector Oasis, se hace algo más engorrosa que en el resto de los sectores. Ambos mantos, tal como es característico

en los cinturones plegados, se encuentran afectados por numerosas fallas, o despegues internos, los cuales en el nuevo modelo no aparecen a intervalos regulares, como aparecen en modelos anteriores, sino como es característico en estas zonas se concentran en determinados sectores, lo cual explica el engrosamiento significativo, en algunos sectores específicos, incluso por sus altas productividades y fracturación. De remarcar que la ubicación de estos despegues no es posible a través de la información estratigráfica, sino solo a través de la correlación de detalle, ya que las secuencias pueden incluso estar en secuencia estratigráfica normal. En tales sectores de apilamientos, se presentan con flancos extremadamente abruptos, lo cual ha dificultado extraordinariamente la presencia de estas conexiones en los simuladores numéricos. Estos despegues internos a menudo generaron fallas de la segunda generación, las cuales si bien no presentan desplazamientos significativos si pueden crear barreras al desplazamiento vertical y/u horizontal de los fluidos, lo cual ha generado inundaciones anómalas o incrementos inesperados de relación gas petróleo en posiciones estructurales relativamente bajas.

Otro aspecto de gran importancia es el grado de deformación relativamente bajo del manto norte, lo cual demuestra que al menos en el área del yacimiento su grado de desplazamiento no fue significativo.

Para la elaboración del nuevo modelo estructural del sector, fueron re-elaborados perfiles transversales a todo lo largo del sector, y cubriendo todo el espesor de ambos mantos. Un elemento de gran importancia tanto para la evaluación de las reservas, así como para evaluar el potencial del yacimiento fue la no aparición en el nuevo modelo de fallas transversales creadoras de bloques aislados, lo cual limitaba considerablemente en modelos anteriores las reservas por pozo. De acuerdo con el nuevo modelo, existe continuidad lateral dentro de cada manto, y según los resultados de la simulación numérica las rampas laterales de despegue no constituyen fronteras dentro del yacimiento (Tavares, 2003).

#### **2.1.4. Fallas y carácter de barreras**

Después del análisis de la ubicación y trazado de las fallas que determinan el modelo geométrico del yacimiento se diferenciaron tres niveles de fallas o despegues, debido al bajo ángulo en general de estas.

**Nivel 1:** Al cual corresponde el despegue del Manto Central sobre el Manto Norte, que es el principal de yacimiento y que por su envergadura ha sido considerado en la mayor parte de su área como cerrada.

**Nivel 2:** Despegues internos dentro de cada uno de los mantos que principalmente en el Manto Central determinaron el apilamiento o repetición de los horizontes, creando la aparición de una estructura estrecha y larga de espesores de tres-cuatro veces el espesor original de los sedimentos.

**Nivel 3:** Las fallas de rango inferior a las ya mencionadas y que fueron consideradas tiempo después como fallas menores o locales.

De acuerdo con los conceptos anteriores solo las fallas del nivel uno y dos fueron consideradas como tales en el modelo geológico, mientras el resto fueron tratadas como zonas de transmisibilidad reducida o aumentada (Tavares, 1999; Tavares, 2003).

### **2.1.5. Condiciones actuales de los pozos**

Actualmente, los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al Centro Colector 4 están presentando una serie de dificultades a la hora de realizar el bombeo del crudo, estas complejidades están dadas fundamentalmente por:

- Viscosidad del crudo en condiciones de pozo.
- Perfil complejo del pozo.
- Disminución del nivel dinámico de los pozos.
- Desaparición de la surgencia simultánea de los pozos.
- Terminación de los pozos con caños desnudos horizontales o con gran ángulo de inclinación (más de 70°).
- Disminución del caudal de gas.

El yacimiento, debido a su gran extensión está dividido en pequeños bloques. Los pozos que conforman este bloque y pertenecen al Centro Colector 4 fueron de los primeros pozos que se perforaron y se pusieron en producción. Estos pozos tienen ya más de 30 años de explotación, por lo que comienza hacerse notable la declinación de sus parámetros productivos (la presión de capa, la relación gas-petróleo, la disminución de la producción, entre otros). Estos parámetros permiten determinar cuánto tiempo puede mantenerse en producción, cuando conservarlo y cuando liquidarlo. Los pozos del Centro tienen una declinación promedio anual del 3 %, con una tendencia suave a no entrar pozos nuevos y un caudal medio por pozo de 4,5 m<sup>3</sup>/d con un peso en la producción del yacimiento del 1,70 %. Por lo cual no incide mucho en la declinación media del yacimiento. En estos momentos de un total de 21 pozos hay uno en conservación, cuatro liquidados y 16 activos (Ver Anexo 3), con una producción diaria neta de 108 m<sup>3</sup>/d (Grupo de Explotación e Ingeniería de Yacimiento, 2013).

Algunos de estos pozos debido a las características del petróleo de este yacimiento son sometidos a un plan de circulación con petróleo ligero cada 15 días, con el fin de mejorar los trabajos de extracción, incrementar la producción, aumentando el tiempo de duración del equipo y disminuir al mismo tiempo las cargas existentes.

Los pozos del Centro Colector 4 son unos de los que mayor tiempo en servicio tiene la empresa, ubicados en su principal yacimiento. Según las etapas anteriormente expuesta en el Capítulo 1 se puede deducir apoyados en las características de cada pozo y en su historial de producción, que esta parte del yacimiento está ya en su tercera etapa de explotación, por lo que obliga a mantener un estricto control en la explotación del mismo y comenzar a emplear técnicas que permitan obtener una mayor producción en el área.

#### **2.1.6. Datos necesarios para evaluar el estado físico-técnico de un pozo**

Para la evaluar del estado físico-técnico de un pozo existen cuatro factores de importancia:

1. Presión en el yacimiento.
2. Presión de producción en el fondo del pozo
3. Prueba del pozo.
4. Capacidad de la bomba.

Para un máximo de extracción, la presión de producción en el fondo del pozo deberá ser baja comparada con la del yacimiento. Una presión de producción en el fondo del pozo de 517 106,79 Pa resulta baja. Con la presión estática en el yacimiento de 15857941,77Pa se obtiene prácticamente la totalidad de la producción. Sin embargo, si la presión estática del yacimiento es de 689475,7Pa se logra aproximadamente un 40% de la tasa máxima de producción. Esto realmente no es así, se deben hacer unas cuantas pruebas, de laboratorio como son los análisis de presión volumen y temperatura (PVT), y los análisis de las características físico-químicas del fluido y otras de campo como los *Build-up* y *Drawdown*, (recuperación de presión y caída de presión) para determinar cuál es la depresión más adecuada en que deben trabajar los pozos, que no tiene que ser la misma, incluso en un mismo yacimiento.

Es importante conocer la capacidad de la bomba y la prueba del pozo, pues si la capacidad de la bomba no se equipara adecuadamente con la producción del pozo se produce un desgaste excesivo y una pérdida mecánica de eficiencia. También si la capacidad de la bomba excede ampliamente el volumen de producción y la capacidad de la bomba es menor que la capacidad de producción se produce una pérdida de producción (Demoulin, 2000).

### 2.1.7. Muestra

La muestra está constituida por un conjunto de 6 pozos que fueron los que más problemas presentaron en el 2013 y que aun se encuentran en explotación, estos pozos pertenecen a los ramilletes K<sub>4</sub>, K<sub>7</sub> y K<sub>7</sub>B que producen hacia el Centro Colector 4. Esta muestra constituye el 40 % de la población total de pozos productores en explotación del yacimiento Varadero pertenecientes al CC-4. A continuación se muestra en la Tabla 2.1 los pozos anteriormente mencionados y el bloque al que pertenece cada uno de ellos:

**Tabla 2.1:** Muestra de la investigación

Pozos	Ramillete
A1	K <sub>7</sub> B
A2	K <sub>7</sub> B
A3	K <sub>7</sub>
A4	K <sub>7</sub>
A5	K <sub>4</sub>
A6	K <sub>4</sub>

Todos los pozos mencionados anteriormente presentan problemas relacionado con las altas cargas, lo ideal sería inyectar la sustancia disolvente reductora de viscosidad en todos y obtener el 100% de sus producciones. Pero existen una serie de requisitos que no se pueden pasar por alto a la hora de seleccionar los pozos para realizar este tipo de trabajos, porque se puede dañar a la economía de la empresa o al medio circundante donde se realice la inyección. Estos requisitos son:

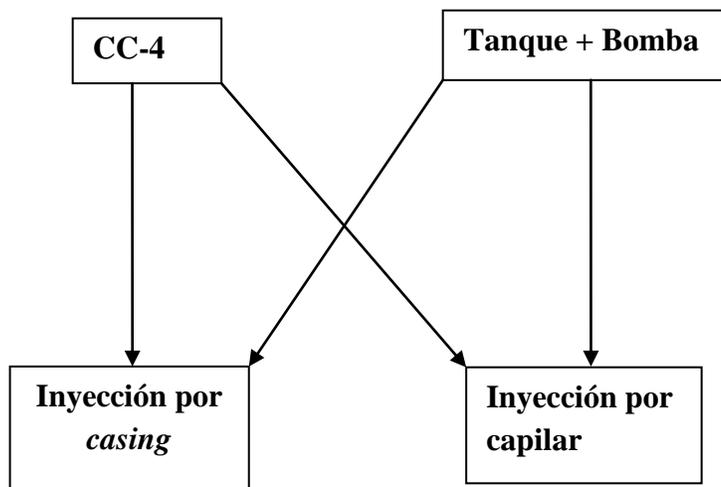
1. Productividad del pozo (Q<sub>f</sub>, RGP, BSW)
2. Presiones de trabajo en la superficie del pozo
3. Estado técnico constructivo interior del pozo

## 2.2. Propuestas de inyección

1. Inyectar la sustancia disolvente desde el propio Centro Colector 4 (CC-4).
2. Inyectar la sustancia disolvente desde un tanque colocado en la superficie cerca de la boca del pozo.

De las siguientes propuestas se derivan cuatro posibles variantes (Ver figura 2.3):

- 1) Inyección por *casing* desde el Centro Colector 4
- 2) Inyección por capilar desde el Centro Colector 4
- 3) Inyección por *casing* con tanque y bomba colocados en la superficie del pozo
- 4) Inyección por capilar con tanque y bomba desde la superficie, similar al que emplea SHERRIT en el pozo VD 712. (Ver Anexo 4)



**Figura 2.3:** Variantes de inyección. Fuente: elaboración propia

## 2.3. Descripción y particularidades de las propuestas dadas

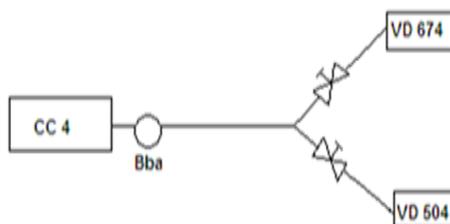
### 2.3.1. Propuesta 1

El desarrollo de esta propuesta se realizará con el empleo de la infraestructura de inyección de nafta que se empleaba en el Centro Colector 4 como sistema de reducción de viscosidad para facilitar trasiego de crudo y disminuir las presiones del oleoducto. El sistema está conformado por tres tanques de 50 m<sup>3</sup> cada uno y una bomba de cavidad progresiva (PCP) que hoy está en desuso, producto a que ya no se inyectan sustancias reductoras de viscosidad en el centro, debido al cambio que se realizó en el tramo de oleoducto que va desde el propio centro hasta la Y (Punto de conexión de los dos oleoductos) de la planta de procesamiento de crudo (PPC) y por la disminución considerable en la producción de los pozos en este ramal.

La propuesta consiste en utilizar esta instalación en poder de la inyección de alguna sustancia disolvente reductora de viscosidad a los pozos, conectando a la descarga de la bomba 600 m de tuberías paralelas al oleoducto de total del centro, instaladas a un manifold que permita distribuir los flujos de disolventes a los pozos deseados, ya sea realizada la inyección por *casing* o por capilar al fondo del pozo. La intención es disminuir la viscosidad del crudo a la entrada de la bomba, contrarrestarle las cargas a las unidades de bombeo (U/B) producto del crudo y así alargar el periodo entre reparaciones, aumentar ligeramente la producción del pozo e incrementar la vida útil del equipo.

### 2.3.1.1 Variante de inyección por *casing* de la propuesta 1

Luego del manifold se conecta una línea de dos pulgadas por el brazo tecnológico de cada pozo, con una válvula de corte que permita delimitar la entrada del disolvente y aislar la inyección para cuando se vaya a realizar algún tipo de investigación o trabajo en el pozo. En cada línea se conecta un Flujómetro y un manómetro, a modo de conocer la presión y el flujo con las que se inyecta (Ver Figura 2.1). Seguidamente se precisan los parámetros asociados a la inyección (presiones de trabajo, porcentaje de sustancia a inyectar y caudal de inyección) y posteriormente se inyecta por casing el disolvente a los valores prefijados. A partir de comenzar la inyección el operador debe incorporar en su parte habitual de recorrido por los pozos los valores de flujo y presión de inyección.

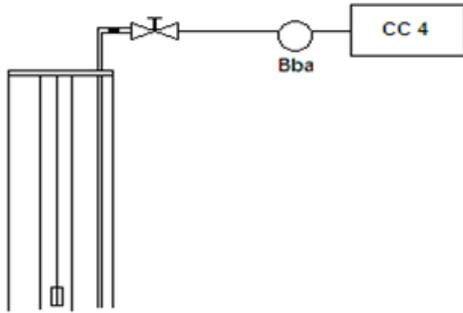


**Figura 2.4:** Diagrama de la variante de inyección por casing desde el centro colector

### 2.3.1.2. Variante de inyección por capilar de la propuesta 1

Esta variante requiere de algunas modificaciones en el cabezal del pozo. Se debe cambiar el colgador por uno que permita sostener dos tuberías, uno para mantener la producción de 3 ½ pulgadas y el otro de dos pulgadas para realizar la inyección del disolvente justo debajo de la bomba como se muestra en la figura expuesta en el anexo 4 del trabajo.

La tubería de inyección requiere válvula y cheque a la salida del colgador a modo de corte de flujo y evitar el retroceso anterior (Ver Figura 2.5).



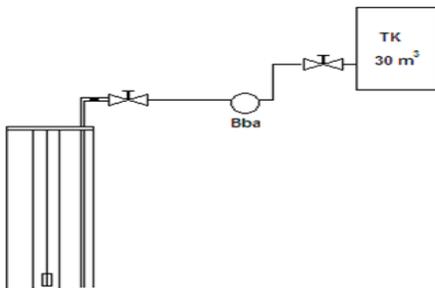
**Figura 2.5:** Diagrama de la variante de inyección por capilar desde el centro colector

### 2.3.2. Propuesta 2

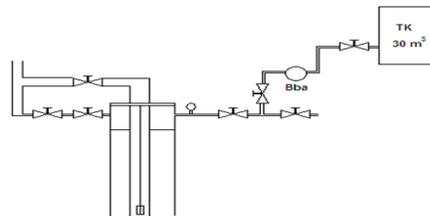
El desarrollo de esta segunda propuesta es bastante similar a la primera explicada anteriormente, pero con la particularidad de que, en vez de iniciar el proceso en los tanques del sistema de reducción de viscosidad del Centro Colector 4, iniciamos desde un tanque de 30 m<sup>3</sup> colocado a pie de cada pozo, con una bomba conectada a él para bombear un caudal máximo igual a 0,5 m<sup>3</sup>/h aproximadamente.

#### 2.3.2.1. Variantes de inyección por casing y por capilar de la propuesta 2

Las dos variantes de inyección generadas por esta propuesta son similares a las otras dos explicadas anteriormente, con la particularidad de que ahora iniciamos el proceso de inyección partiendo de un tanque colocado a pie de cada pozo y una bomba conectada a cada uno de ellos (Ver Figuras 2.6 y 2.7).



**Figura 2.6:** Esquema de la variante de inyección por capilar con tanque y bomba a pie de pozo



**Figura 2.7:** Esquema de la variante de inyección por casing con tanque y bomba a pie de pozo

## **2.4. Metodología para el análisis histórico de producción**

Durante la vida del pozo se lleva un registro de caudal de fluido ( $Q_f$ ), caudal de petróleo ( $Q_p$ ), contenido de agua en el fluido (BSW) y relación gas-petróleo (RGP). Con el control diario de estos parámetros desde el comienzo de la producción hasta la actualidad, se podrán visualizar los cambios bruscos en el comportamiento de los caudales de petróleo y fluido así como las variaciones del contenido de agua en el fluido (BSW) y el contenido de gas en el fluido (RGP). De esta forma se toman los intervalos de receso de aporte de fluido y se busca en el historial de intervenciones al pozo los informes generados y las fechas de cuando tuvieron lugar para determinar si coincide o no con algún agente externo a la formación (interrupciones por reparaciones, pruebas en el pozo, averías en el sistema, eventos meteorológicos). Si el cambio de comportamiento no coincide con alguno de estos eventos se asume que este efecto proviene del interior del pozo. Si se estudian los informes de intervención realizados a los pozos se conoce las averías ocurridas y las soluciones dadas. También se tienen en cuenta todos los estudios realizados a cada uno de los pozos. Con la combinación de estos datos se puede determinar conclusiones de las condiciones en que se encuentra el pozo y su capacidad productiva.

## **2.5. Metodología para la valoración de la factibilidad económica**

Para este análisis se tiene en cuenta solo los útiles necesarios para llevar a cabo las variantes de cada propuesta. En cada propuesta se calcula la inversión, los egresos, ingresos y el tiempo de recuperación de la inversión. Todos los resultados son importantes para realizar la selección de la variante a emplear pero determinante son el costo de la inversión y el tiempo de recuperación.

A continuación se describe el procedimiento para desarrollar el cálculo en cada una de las propuestas (Colectivo de autores del dpto., 2001).

Los datos para realizar la metodología se adquieren de los reportes diarios recibidos en la empresa de las infraestructuras ubicadas en este yacimiento y del Departamento de Proyecto y Tecnología de EPEP-Centro.

### **2.5.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión**

- ❖ Bomba (\$).
- ❖ Costo por metro de tubería: (\$/m)
- ❖ Longitud o profundidad de la instalación: 660 m

### 2.5.2. Cálculo de los egresos por concepto de electricidad consumida

$$CE \left( \frac{\$}{a} \right) = EC \left( \frac{kwh}{m^3} \right) \times PE \left( \frac{\$}{kwh} \right) \times Ft \left( \frac{m^3}{d} \right) \times 365 \left( \frac{d}{a} \right) \quad (1)$$

- ❖ CE- Electricidad comprada.
- ❖ EC- Demanda eléctrica específica.
- ❖ PE- Costo de electricidad.
- ❖ Ft- Flujo volumétrico de crudo a tratar.

### 2.5.3. Egreso por concepto de sustancias consumidas

$$CQ \left( \frac{\$}{año} \right) = FQ \left( \frac{L}{días} \right) \times CUQ \left( \frac{\$}{L} \right) \times 365 \left( \frac{días}{años} \right) \quad (2)$$

- ❖ CQ – Costo de sustancias consumidas.
- ❖ FQ – Flujo de de sustancias consumidas.
- ❖ CUQ – Costo unitario de las sustancias consumidas.

### 2.5.4. Ingreso crudo de venta

$$IVC \left( \frac{\$}{año} \right) = Fs \left( \frac{m^3}{días} \right) \times VUCV \left( \frac{\$}{m^3} \right) \times 365 \left( \frac{días}{años} \right) \quad (3)$$

- ❖ IVC – Ingreso total por concepto de venta de crudo.
- ❖ Fs. - Flujo del crudo de venta.
- ❖ VUCV – Precio unitario del crudo de venta.

### 2.5.5. Costo de la inversión

- Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.(CAET)

(Suma de todos los costos de adquisición de los equipos que se tengan en cuenta en la inversión)

- Costo de instalación del equipamiento tecnológico ( $CI_{et}$ )

$$CI_{et} = 0,47 * CAET \quad (4)$$

Donde:

0,47: Coeficiente que tiene en cuenta el costo de  $CI_{et}$  en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- Costo por instrumentación y control (IC)

$$IC = 0,18 * CAET \quad (5)$$

Donde:

0,18: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **IC** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por tuberías y conexiones internas (TUB)**

$$\text{TUB} = 0,66 * \text{CAET} \quad (6)$$

**Donde:**

0,66: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **TUB** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por preparación del terreno (PT)**

$$\text{PT} = 0,10 * \text{CAET} \quad (7)$$

**Donde:**

0,10: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **PT** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por ingeniería y supervisión IS**

$$\text{IS} = 0,33 * \text{CAET} \quad (8)$$

**Donde:**

0,33: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **IS** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costos por contingencias (CON)**

$$\text{CON} = 0,42 * \text{CAET} \quad (9)$$

**Donde:**

0,42: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **CON** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por electricidad (ELE)**

$$\text{ELE} = 0,11 * \text{CAET} \quad (10)$$

**Donde:**

0,11: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **ELE** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por gastos de construcción (GC)**

$$\text{GC} = 0,41 * \text{CAET} \quad (11)$$

**Donde:**

0,41: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **GC** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

- **Costo por ganancias del contratista (GCT)**

$$\text{GCT} = 0,21 * \text{CAET} \quad (12)$$

**Donde:**

0,21: Es el coeficiente que tiene en cuenta el costo de **GCT** en la inversión.

CAET: Costo de adquisición del equipamiento tecnológico.

#### **2.6.6. Cálculo del tiempo de recuperación de la inversión.**

$$\frac{\text{CI}}{\text{FEA}}; \text{ Años} \quad (13)$$

**Donde:**

CI: Costo de Inversión.

FEA: Flujo efectivo anual.

## **CAPITULO 3: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos en cada una de las metodologías explicadas en el Capítulo 2. El análisis de cada uno de los resultados permite seleccionar los pozos con más condiciones y determinar la variante de inyección más económica para la ejecución del proyecto.

### **3.1. Diagnóstico del estado físico técnico de los pozos más afectados del centro en el 2013**

#### **Pozo VD-A1**

Este pozo comenzó a explotarse en junio de 1989, es decir que lleva en producción 25 años, en los cuales ha acumulado una cantidad de petróleo de 166 244 m<sup>3</sup>. En este pozo, el caudal de fluido (Qf) ha tenido un comportamiento de 42,05 m<sup>3</sup>/d con un BSW del 43% en el intervalo de tiempo analizado, lo que muestra que casi el 50% de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos, debido a esto su caudal de petróleo (Qp) es de 25,46 m<sup>3</sup>/d. La RGP es baja, con un valor de 26,73 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada es del 48,5%, y un índice de productividad (IP) de 1,71 m<sup>3</sup>/d/atm, calificado como un IP intermedio. El pozo trabaja con una depresión de 17 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible por el departamento de yacimientos. Debido a la alta viscosidad que presenta el crudo, se le está realizando circulaciones con petróleo ligero cada 2 semanas aproximadamente. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 9,0°API con 7,31% de azufre en su contenido y es el de mayores valores de viscosidad de los pozos del centro.

#### **Pozo VD-A2**

Este pozo comenzó a explotarse en julio de 1989, tiene en estos momentos 25 años de explotación y hasta junio ha acumulado una producción de petróleo de 115973 m<sup>3</sup> de petróleo. Es el pozo de mejor producción del centro. En el intervalo de tiempo en que se realiza el estudio su caudal de fluido (Qf) se ha comportado estable con una producción de 30 m<sup>3</sup>/d, con un BSW de 0%, lo que muestra que no existe agua en el petróleo que produce. La RGP es baja con un valor de 30 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada está en el orden del 55%. Tenía un índice de productividad de 1,75m<sup>3</sup>/d/atm que se califica como un IP intermedio. El pozo trabaja con una depresión de 23 atm, valor que se encuentra un tanto por encima de la depresión crítica del yacimiento. Estuvo cerrado desde el mes de mayo de 2001 hasta octubre de 2006. El pozo fue objeto de una acidificación en el

mes de octubre de 2006, la que resultó satisfactoria, lográndose notables incrementos de su producción y fueron punzados 3 nuevos intervalos productivos. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 8,1°API con un 72% de aromáticos, un 7,69% de azufre, 17,61% de asfaltenos y 5,05% de resinas.

### **Pozo VD-A3**

La explotación de este pozo se ha llevado a cabo durante casi 24 años, pues comenzó en diciembre de 1990, desde ese tiempo hasta junio de 2014 tiene un aproximado de 112986 m<sup>3</sup> de petróleo acumulado. El caudal de fluido (Qf) se ha comportado en este pozo alrededor de 6,72 m<sup>3</sup>/d con un BSW del 24% en el intervalo de tiempo analizado, lo que muestra que aproximadamente una cuarta parte de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos, de aquí que su caudal de petróleo (Qp) es de 5,56 m<sup>3</sup>/d. La RGP es baja, con un valor de 23,08 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo y la eficiencia de bombeo es alrededor del 6%, con un índice de productividad aproximado a los 0,59 m<sup>3</sup>/d/atm, que lo califica como un IP bajo. El pozo desde la última medición trabaja con una depresión de 13 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible establecida por el grupo técnico del departamento de ingeniería de yacimientos. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 7,3°API.

### **Pozo VD-A4**

El pozo en cuestión comenzó su explotación en noviembre de 1993, en sus casi 21 años ha acumulado aproximadamente 66 453 m<sup>3</sup> de petróleo. El caudal de fluido (Qf) de este pozo se ha comportado en los últimos años alrededor de 2,85 m<sup>3</sup>/d con un BSW de 13,84%, una décima parte de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos, de aquí que su caudal de petróleo (Qp) es de 2,46 m<sup>3</sup>/d. La RGP es media, con un valor de 888,25 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada es del 18% y un índice de productividad aproximado de 0,5 m<sup>3</sup>/d/atm, valor éste calculado mediante niveles intensivos y calificados como un IP bajo. El pozo se encontraba trabajando con una depresión de 10 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible establecida por el grupo técnico del departamento de ingeniería de yacimientos. El crudo que produce el pozo es muy viscoso y tiene una densidad promedio de 7,6°API con un 23,90% de asfaltenos.

### **Pozo VD-A5**

La explotación de este pozo comenzó en el mes de diciembre de 1988, en sus 26 años ha acumulado una cantidad de petróleo de 44 721 m<sup>3</sup> hasta junio de 2014. El caudal de fluido (Qf) se ha

comportado en este pozo alrededor de 2,58 m<sup>3</sup>/d con un BSW del 27,95% en el intervalo de tiempo analizado, lo que muestra que existe una considerable cantidad de agua y sedimentos sólidos en la producción, de aquí que su caudal de petróleo (Q<sub>p</sub>) es de 1,87 m<sup>3</sup>/d. La RGP es baja, con un valor de 402,95 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada tiene un valor de 29%, un índice de productividad aproximado de 0,38 m<sup>3</sup>/d/atm, calificado como un IP muy bajo y calculado por niveles intensivos. El pozo trabaja con una depresión de 14 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible establecida por el grupo técnico del departamento de ingeniería de yacimientos. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 7,9°API con 16,38% de asfáltenos en su contenido y su viscosidad es muy elevada.

### **Pozo VD-A6**

El pozo en cuestión se comenzó a explotar en diciembre de 1988, en sus casi 26 años ha acumulado 185 362 m<sup>3</sup> de petróleo hasta junio de 2014. En el intervalo de tiempo en que se realiza el estudio, el caudal de fluido (Q<sub>f</sub>) del pozo se ha comportado con un valor alrededor de 18,61 m<sup>3</sup>/día con un BSW del 22,48%, lo que muestra que casi un cuarto de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos, de aquí que su caudal de petróleo (Q<sub>p</sub>) es de 14,42 m<sup>3</sup>/d. La RGP es baja, con un valor de 40,06m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo y la eficiencia de bombeo está en el orden del 52%. El índice de productividad calculado es de 1,21 m<sup>3</sup>/d/atm y califica como un IP intermedio. El pozo trabaja con una depresión de 22 atm, valor que se encuentra un tanto por encima de la depresión crítica permisible por el departamento de yacimientos. En julio de 2006 le fue instalado un pistón VRS y trabajó con él alrededor de 11 meses hasta que fue quitado otra vez. Sus resultados productivos no fueron los esperados. Se le realizan circulaciones con petróleo ligero cada 15 días aproximadamente debido a la alta viscosidad. El crudo que produce el pozo presenta altos valores de viscosidad y tiene una densidad promedio de 8,2°API con 16,38% de asfaltenos.

La presión del yacimiento es un resultado que no podrá ser mostrado para respetar la confidencialidad de la empresa, pero garantiza al menos diez años más de producción si se explota el yacimiento de manera racional y con ayuda de métodos secundarios de extracción.

#### **3.1.1. Principales afectaciones**

En el Centro Colector 4 son notables las complejidades tecnológicas al bajar el nivel dinámico e incrementarse las cargas, lo cual demanda un sistema de bombeo más eficiente para estas condiciones, que permita una mayor sumergencia de las bombas y unidades de mayor fuerza principalmente a los pozos VD A3 y A6.

La extracción de petróleo el año pasado (2013) fue de 22 035 m<sup>3</sup>, dejándose de producir 1 444 m<sup>3</sup> por debajo de los 23 479 m<sup>3</sup> plan anual asignado.

Una de las razones principales que conllevaron al incumplimiento del plan fue la baja producción del pozo VD-NA27 que se tuvo que pasara conservación por falta de unidad de bombeo (U/B). Sin embargo el centro cerró diciembre del 2013 con un promedio de 341 m<sup>3</sup> por encima del plan mensual asignado por la empresa, debido a la efectividad en el cambio de bomba al pozo VD-A1. También ha influido el estado técnico del sistema de bombeo empleado con bombas y unidades de bombeo viejas y en ocasiones hasta con déficit de estas.

Estas complejidades afectan el coeficiente de explotación siendo en el año del orden de 97%.

En el 2013 se hicieron 4 cambios de bomba en el centro, todos dirigidos a mantener la producción, también se hicieron varios trabajos en diferentes pozos para mantener la producción y optimizar su trabajo, como cambios de cabillas y varillones que aunque no se tiene una evaluación numérica de su efectividad, si fueron muy importantes para mantener los niveles de producción. En la tabla 3.2 se pueden apreciar algunos de los trabajos realizados en el Centro el pasado año 2013 con la fecha, intervalos y el número del pozo al que corresponde la reparación.

**Tabla 3.1. Trabajos de reparación y ensayo más significativos realizados en el centro el pasado año (2013)**

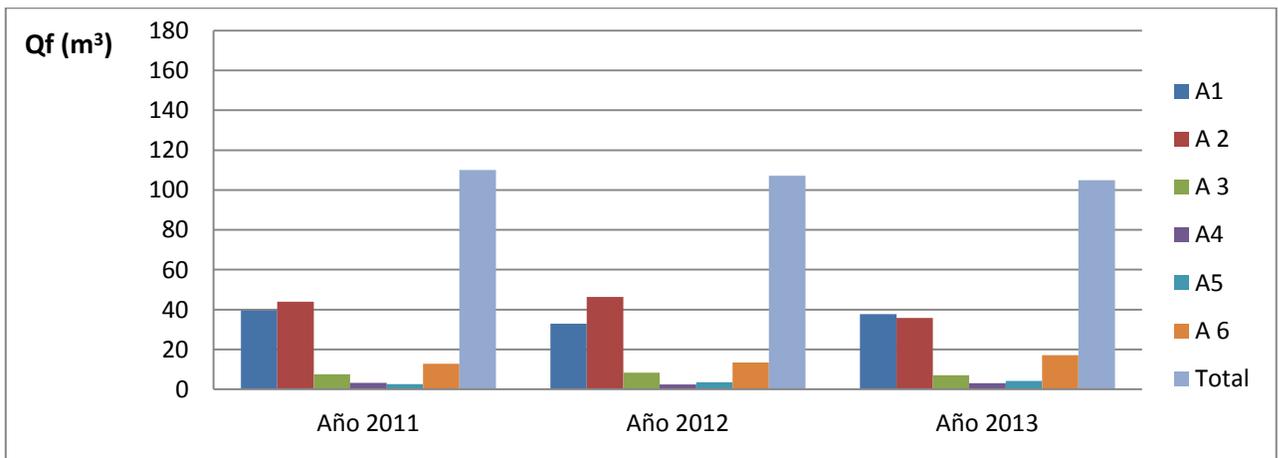
ÁREA	Pozo	Fecha	Trabajos de Reparación o Ensayo
VD	VD-A3	7-9/1/2013	Pesca de Varillón
VD	VD-A2	15-22/2/13	Cambio de Bomba y pesca de pistón y Cilindro
VD	VD-A3	23-25/4/2013	Cambio de bomba
VD	VD-A6	2-3/05/2013	Cambio de varillón
VD	VD-A4	6-8/05/2013	Cabilla desenroscada
VD	VD-A3	26-28/8/2013	Pesca de Cabilla y prueba de hermeticidad
VD	VD-A5	14-16/10/2013	Cambio de varillón
VD	VD-A1	5-12/11/2013	Cambio Bomba
VD	VD-A3	16-18/12/2013	Cambio de Bomba

De los datos que arroja la tabla 3.3 expuesta anteriormente, considerando la fecha de inicio y fin de cada uno de los trabajos de reparación o ensayo realizado podemos llegar a la conclusión de que las pérdidas por concepto de reparaciones en el 2013 de manera general exceden los \$ 180 984,54 dejándose de producir un total de 771 m<sup>3</sup> de petróleo.

### 3.2. Selección de los pozos con mayor posibilidad de inyección

Algunos de los pozos analizados no podrán ser seleccionados por razones como: las altas presiones de trabajo en superficie, mal estado técnico constructivo o por tener bajas producciones sobre las cuales hay un seguimiento por parte del Departamento de Yacimientos y el Departamento Técnico, constituyendo estas una limitante a la hora de proponer alguna variante de inyección.

En la figura 3.1 se puede apreciar el comportamiento por años de la producción diaria de cada uno de los pozos analizados en el trabajo.

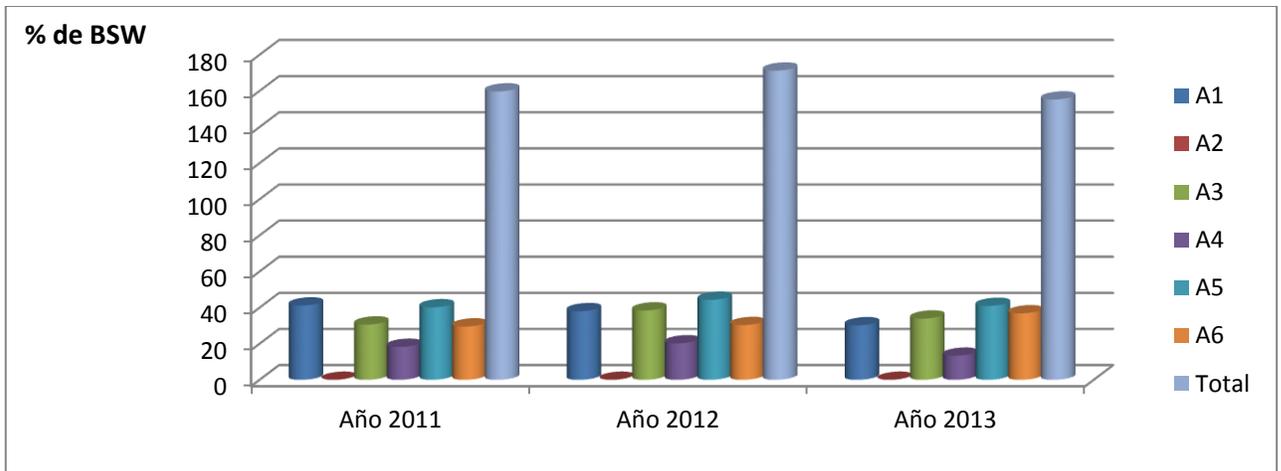


**Figura 3.1.** Comportamiento de la producción por pozo en los tres últimos años. Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura anteriormente expuesta, los pozos de mejor comportamiento en estos tres últimos años fueron los Varadero A1 y A2 con producciones que varían entre los 32 y 46m<sup>3</sup>. Todo lo contrario con los Varadero A4 y A5 que fueron los de menor producción durante todo el periodo de análisis, con valores entre los 2 y 4 m<sup>3</sup>.

#### 3.2.1. Comportamiento del BSW

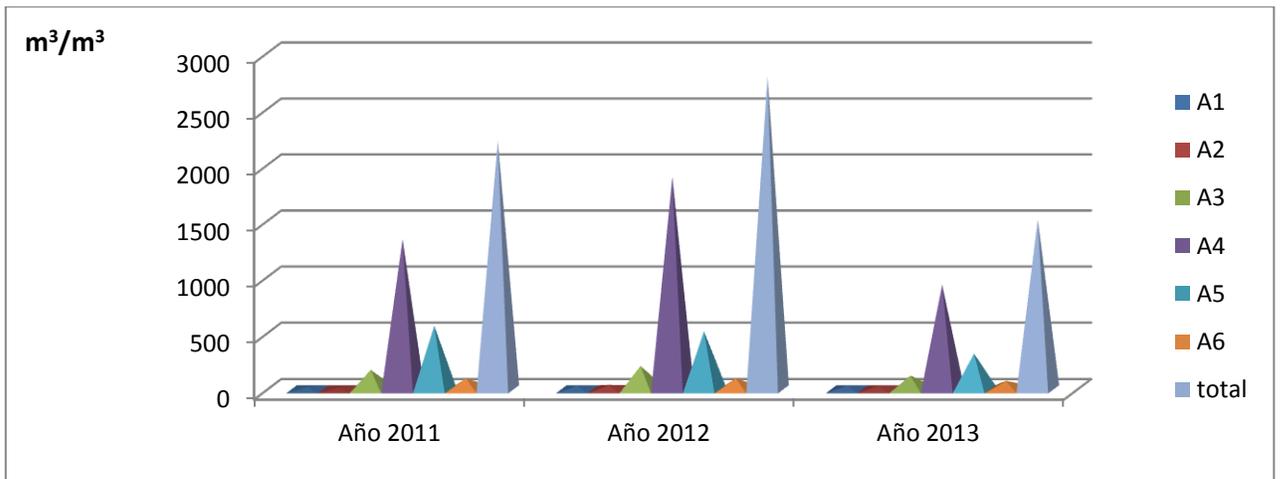
El BSW en los tres últimos años, se ha comportado bastante estable, oscilando entre 30 y 40% por debajo del plan del centro 50 %. El buen comportamiento de este indicador se debe principalmente a la disminución del BSW en el pozo Varadero A4, y a la estabilidad de los pozos Varadero A2 y A1. La figura 3.2 muestra el comportamiento por años de este indicador.



**Figura: 3.2** Comportamiento por pozo del BSW en los tres últimos años. Fuente: elaboración propia.

### 3.2.2. Comportamiento de la relación gas-petróleo (RPG) en los pozos del centro

La relación gas petróleo (RGP), en el último año la tendencia ha sido a descender. En la figura 3.3 se observa el comportamiento de este indicador.



**Figura: 3.3** Comportamiento por pozo de la RGP en los tres últimos años. Fuente: elaboración propia.

Como muestra la figura 3.3 con alta relación gas petróleo están los pozos Varadero A4 y A5. Sin embargo vuelven a destacarse el comportamiento de los pozos Varadero A1, A2 en este caso con valores bien bajos de relación gas petróleo.

### 3.2.3. Presiones de trabajo en la superficie del pozo

Las presiones de trabajo en la superficie (*casing* y *tubing*) son casi nulas en todos los pozos de análisis variando entre 0 y 11 atm por *tubing* y entre 0 y 6 atm por *casing*.

### 3.2.4. Estado técnico constructivo interior del pozo

El estado técnico de constructivo en el interior de los pozos se encuentra en buen estado según la información que arrojaron los últimos registros geofísicos de cementometría (CBL y VDL) realizados. Estos resultados no podrán ser mostrados para respetar la confidencialidad de la empresa.

Considerando cada uno de los resultados visto anteriormente, la producción del pozo afectado y lo que representa para la empresa, se determinó en colaboración con el departamento de tecnología, centrar el trabajo principalmente en los pozos VD-A1 y VD-A2, que se encuentran en el mismo ramillete (K7B), cerca uno del otro, presentan problemas de altas cargas y atrasos del varillón, además de ser los más productores del centro. Con la producción de estos dos pozos el centro garantiza más del 40% de su plan de producción anual. Una parada de 24 horas de estos pozos representa dejar de producir 72,05 m<sup>3</sup> de petróleo y dejar de importar \$17 017 pesos en monedas libremente convertibles.

### 3.2.5. Datos técnicos y resultados obtenidos antes y después de realizar la circulación de petróleo ligero establecida a los pozos seleccionados

**Pozo VD-A1:** El Varadero A1 trabaja con una bomba Queen de 82,5 mm, con 156 cabillas de 1", varillones de 31,8 mm x 9,1 m. Cuenta con camisas de Tranque de agua (T/A), Técnica, y de Explotación con diámetros de 323 mm, 244,5 mm, y 146 mm a profundidades de 302 m, 1 297 m y 2 098 m respectivamente en el mismo orden, siendo de tipo U las 128 tuberías de 31/2" puestas hasta los 1 207 m de profundidad.

**Pozo VD A2:** El Varadero A2 trabaja en estos momentos con un filtro de 2", una bomba inglesa de 63,5 mm, con 82 cabillas de 7/8" y 43 de 1", varillones de 11/4"x 9,1 m, además de *niples* de 7/8"x 0,62 m, 1"x 0,6, 1"x 1,2, y de 1"x 0,9. El pozo cuenta con camisas de Tranque de agua (T/A), Técnica y de Explotación de diámetros de 351 mm, 244,5 mm, y 146 mm a profundidades de 311 m, 1 136,64 m y 1 901,35 m respectivamente en el mismo orden, siendo de tipo R las 184 tuberías de 3 1/2" puestas hasta los 1631,26 m también en buen estado técnico.

**Tabla 3.2:** Resultados antes y después de realizar la circulación con petróleo ligero

Pozos	Antes			Después		
	Efic de bbo	cargas	afectaciones	Efic de bbo	cargas	afectaciones
A1	42%	30%	100%	45,5%	0%	0%
A2	50%	11%	100%	55%	0%	0%

### **3.3. Inyección**

La ejecución de esta labor prevé que todos los pozos disponibles cuenten con un buen estado técnico de construcción en su interior, de tal manera que asegure su integridad e impida a la vez que la sustancia que se inyecte por ningún motivo salga del pozo a la superficie o al manto freático circundante.

Para tratar de ocasionar el menor daño posible en caso de presentarse algún tipo de problema en el interior del pozo, por partiduras, salideros o alguna mala maniobra en la superficie, se empleara petróleo ligero. Esta sustancia tiene características similares a la que se extrae o sea, compatible con el área de estudio.

Dadas las circunstancias y teniendo conocimiento de las características del terreno, una composición de tubería ideal para realizar el trabajo sería las de acero de carbono de 2", este tipo de tuberías es fuerte, resistente a la corrosión y será la que nos posibilite hacer llegar la sustancia desde los tanques preparados para esta función instalados en la superficie hasta el fondo de cada pozo.

Teniendo en cuenta la evidencia práctica del pozo Varadero (VD) – 712 de la compañía Sherritt, los volúmenes a inyectar varían en un intervalo de 7-10% de inyección de disolvente de la producción del pozo ( $7\text{m}^3/\text{d}$  de  $116\text{m}^3/\text{d}$  que produce el pozo), aunque la literatura indica que debe estar entre el 15 y 20%, para el desarrollo del proyecto, apoyado en el evento práctico del pozo Varadero (VD)-712 se tomara inicialmente el 10% del total de producción para cada pozo y se inyectara con un caudal de entre 0,1 y  $0,2\text{ m}^3/\text{h}$ .

#### **3.3.1. Presiones de trabajo y régimen de bombeo**

Esto se establecerá cuando se logre un régimen estable de bombeo. Este punto es importante tenerlo en cuenta ya que si bombeamos con mucha presión podemos afectar la estructura en el interior del pozo o provocar con ayuda de un alto régimen de bombeo que la sustancia que inyectamos sea extraída por la bomba sin que haga el efecto que deseamos en el crudo.

### **3.4. Análisis de los resultados del estudio de factibilidad**

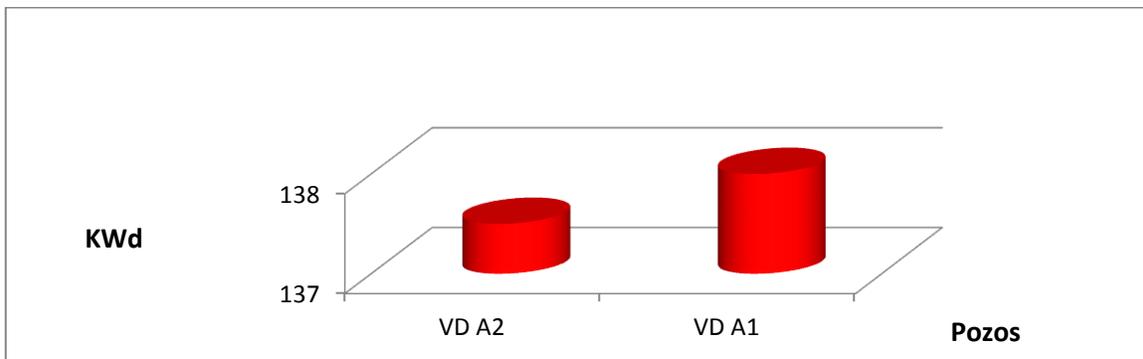
El análisis de estos resultados es de gran importancia, ya que de ellos se pueden tomar decisiones que posibiliten una buena elección y obtener mayores ganancias en un menor plazo de tiempo en la ejecución del proyecto.

### 3.4.1. Variante de inyección por casing desde el centro

#### 3.4.1.1. Egresos por concepto de electricidad consumida

En el centro colector se consume diariamente entre todos los pozos un promedio de 2370 kW. El consumo diario por ramilletes es de 525 kW para K<sub>4</sub>, 685 kw para el K<sub>7</sub>, 335KW para el K<sub>7A</sub> y de 825KW para el K<sub>7B</sub>.

Los pozos seleccionados para realizar la inyección se encuentran en el ramillete K<sub>7B</sub>. En la figura 3.4 se puede observar el consumo diario de cada uno. Es de importancia destacar que el consumo de estos pozos puede variar en dependencia de algunas características, como la viscosidad del crudo, peso de las cabillas, cantidad de golpes por minuto, entre otras.

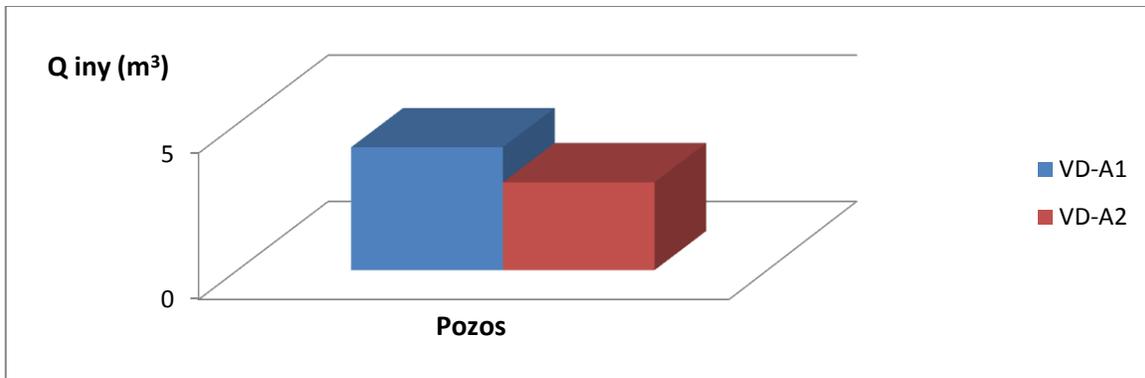


**Figura. 3.4:** Comportamiento del consumo de electricidad por pozo. Fuente: elaboración propia

La demanda eléctrica diaria específica de estos pozos en estado normal es de 275,5 kW y representa el 33,39 % del total consumido por el ramillete k<sub>7B</sub>, el precio de la electricidad comprada es de \$250 MW. y el flujo diario de crudo es de 72,05 m<sup>3</sup>. Por tanto los egresos por concepto de electricidad consumida son de 1 630 162 \$/a.

#### 3.4.1.2. Egreso por concepto de sustancias consumidas

La cantidad diaria de sustancia a inyectar será del 10% de la producción de cada pozo. En la figura 3.5 se observa cómo se comporta este factor para cada uno de los pozos seleccionados.

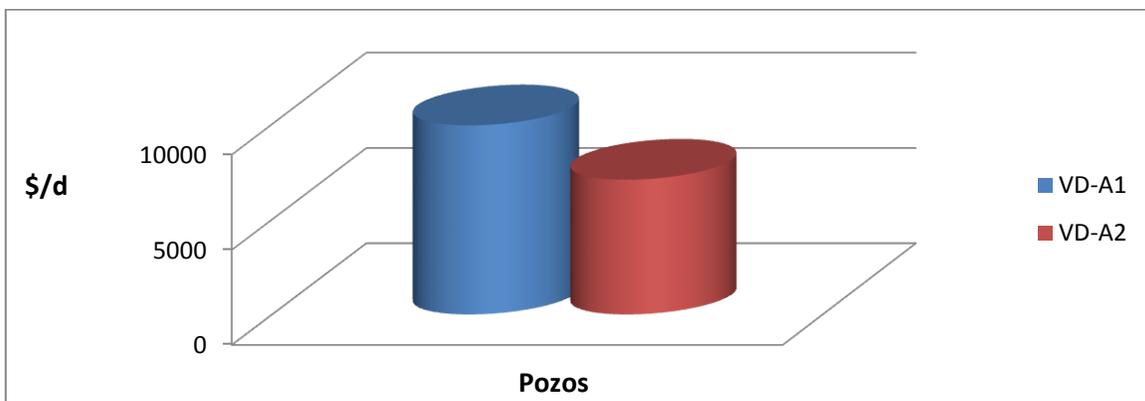


**Figura. 3.5** Comportamiento del porcentaje diario de sustancia consumida por pozo. Fuente: elaboración propia

Los egresos por concepto de sustancias consumidas son iguales para todas las variantes de inyección que se exponen en el proyecto, ya que los pozos y la producción será la misma en todo el transcurso de este. Considerando el 10% de sustancia a inyectar y la producción de cada pozo los resultados de consumo generales obtenidos son de 2628 m<sup>3</sup>/a y 620 707,32 \$/a.

### 3.4.1.3. Ingreso del crudo de venta

Los resultados del ingreso del crudo de venta, son comunes para cada una de las propuestas de inyección. Los cálculos se realizaron manteniendo constante la productividad diaria de los pozos seleccionados y el precio actual del crudo de venta, siendo así el ingreso total por concepto de venta de crudo es de 6 211 383,485 \$/a en moneda libremente convertible. La figura 3.6 muestra cuanto ingresa diariamente cada pozo.



**Figura. 3.6** Comportamiento de los ingresos por concepto de venta de crudo. Fuente: elaboración propia

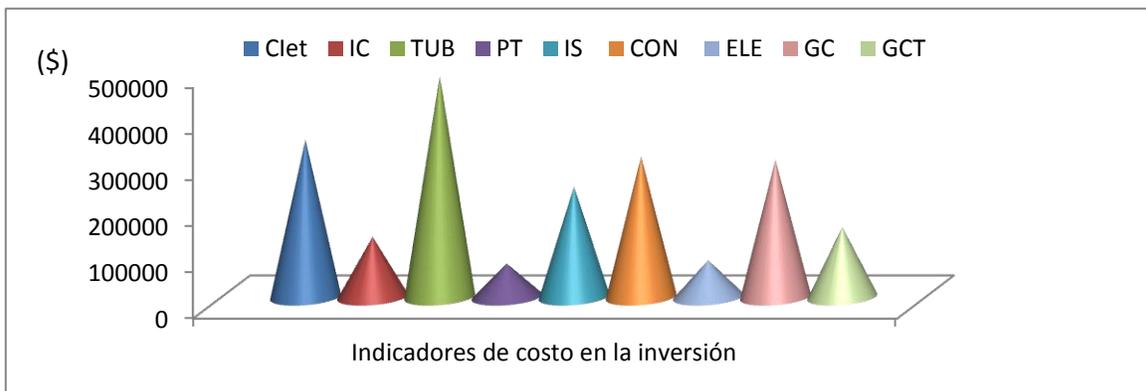
### 3.4.1.4. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión

**Tabla 3.3:** Descripción y precio del equipamiento tecnológico de la variante 1

Descripción	Precio(\$)	Cantidad a usar	Total
Válvula de cheque LBS de 2"x150	94,21	2	188,42
Tubería de producción de 2 7/8" EUE N-80	147,85	660 m	97 581
Accesorios de tuberías (T de 2" AC EUE, codo 45)	250	1	250
Flujómetro	1 500.56	2	3 001,12
Válvula de cuña AC 2 1/2" x15LBS	329.76	8	2 638,08
Manómetro de superficie de 0-15 atm	80	3	240
Bomba PCP hasta 10 atm (20m <sup>3</sup> )	1000	1	1000

### 3.4.1.5. Costo de la inversión

El costo de adquisición del equipamiento tecnológico (CAET) a empleares de \$104 898,62 y el costo neto de la inversión es de \$303 156,98. En la figura 3.7, se puede apreciar el comportamiento de los costos de inversión desglosados para esta primera propuesta de inyección.



**Figura. 3.7** Comportamiento de los costos de inversión. Fuente: elaboración propia

### 3.4.1.6. Tiempo de recuperación de la inversión

Manteniendo la misma producción de los pozos y el valor interno de venta del crudo de 236,19 \$/t, la inversión se puede recuperar en 18 días.

### 3.4.2. Variante de inyección por capilar desde el centro

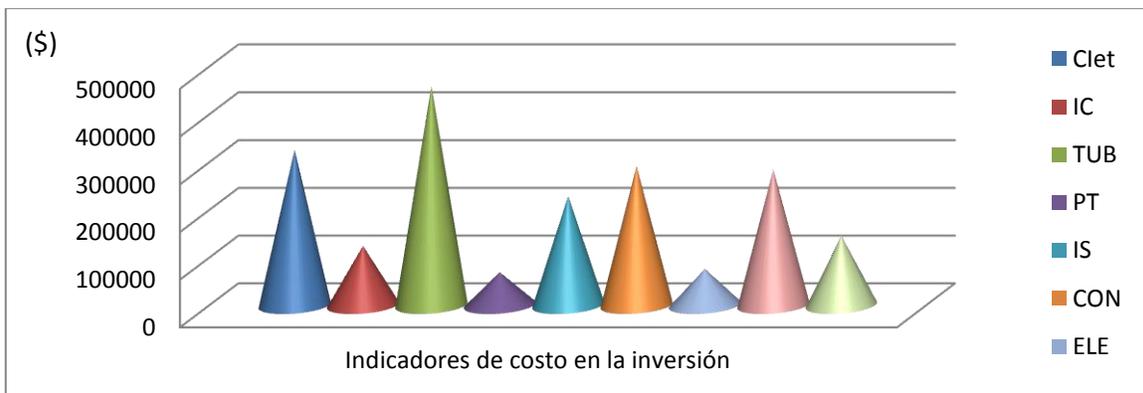
#### 3.4.2.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión

**Tabla 3.4:** Descripción y precio del equipamiento tecnológico de la variante 2

Descripción	Precio(\$)	Cantidad a usar	Total
Válvula de cheque LBS de 2" x 150	94,21	2	188,42
Tubería de producción de 2 7/8" EUE N-80	147,85	4659 m	688833,15
Accesorios de tuberías (T de 2" AC EUE, codo 45)	250	1	250
Flujómetro	1 500,56	2	3 001,12
Válvula de cuña AC 2 1/2" x 15 LBS	329,76	8	2 638,08
Manómetro de superficie de 0-15 atm	80	3	240
Bomba PCP hasta 10 atm (20m <sup>3</sup> )	1000	1	1000

#### 3.4.2.2. Costo de la inversión

El costo de adquisición del equipamiento tecnológico (CAET) a empleares de \$696 150,77. El costo neto de la inversión es de \$2 011 875,7. En la figura 3.8 que aparece a continuación, se puede apreciar el comportamiento de los costos de inversión desglosados para esta segunda propuesta de inyección.



**Figura. 3.8** Comportamiento de los costos de inversión. Fuente: elaboración propia

#### 3.4.2.3. Tiempo de recuperación de la inversión.

Manteniendo la misma producción de los pozos y el valor interno de venta del crudo de 236,19 \$/t, la inversión se puede recuperar en 118 días.

### 3.4.3. Variante de inyección por casing con tanque y bomba desde la superficie

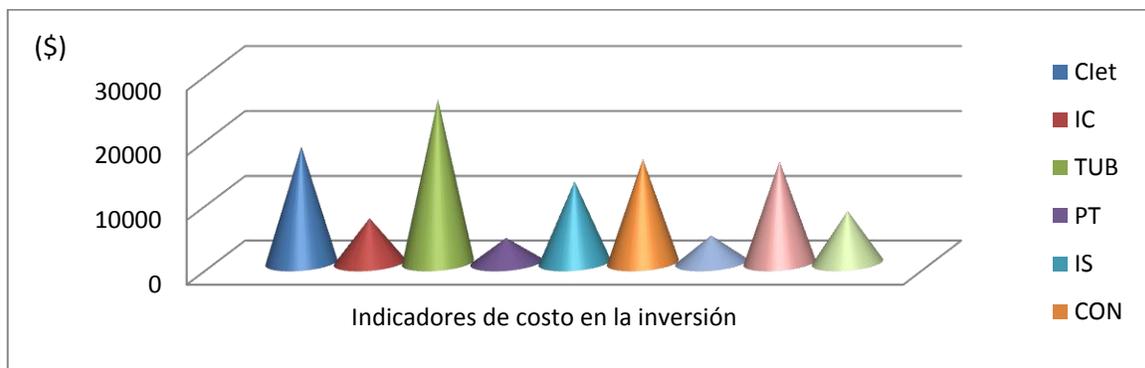
#### 3.4.3.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión

**Tabla 3.5:** Descripción y precio del equipamiento tecnológico de la variante 3

Descripción	Precio(\$)	Cantidad a usar	Total
Válvula de cheque LBS de 2"x150	94,21	2	188,42
Tubería de producción de 2 7/8"EUE N-80	147,85	20 m	2 957
Accesorios de tuberías (T de 2" AC EUE, codo 45)	250	1	250
Flujómetro	1 500,56	2	3 001,12
Válvula de cuña AC 2 1/2" x15LBS	329,76	8	2 638,08
Manómetro de superficie de 0-15 atm	80	3	240
Bomba PCP hasta 10 atm (10m <sup>3</sup> )	500	2	1 000
Tanque de producción de 10m <sup>3</sup>	14 030,13	2	28 060,26

#### 3.4.3.2. Costo de la inversión

El costo de adquisición del equipamiento tecnológico (CAET) a empleares de \$38 334,88. El costo neto de la inversión es de \$110 791,06. En la figura 3.9 que aparece a continuación, se puede apreciar el comportamiento de los costos de inversión desglosados para esta variante de inyección.



**Figura 3.9** Comportamiento de los costos de inversión. Fuente: elaboración propia

#### 3.4.3.3. Tiempo de recuperación de la inversión

Manteniendo la misma producción de los pozos y el valor interno de venta del crudo de 236,19 \$/t, la inversión se puede recuperar en 7 días.

### 3.4.4. Variante de inyección por capilar con tanque y bomba desde la superficie

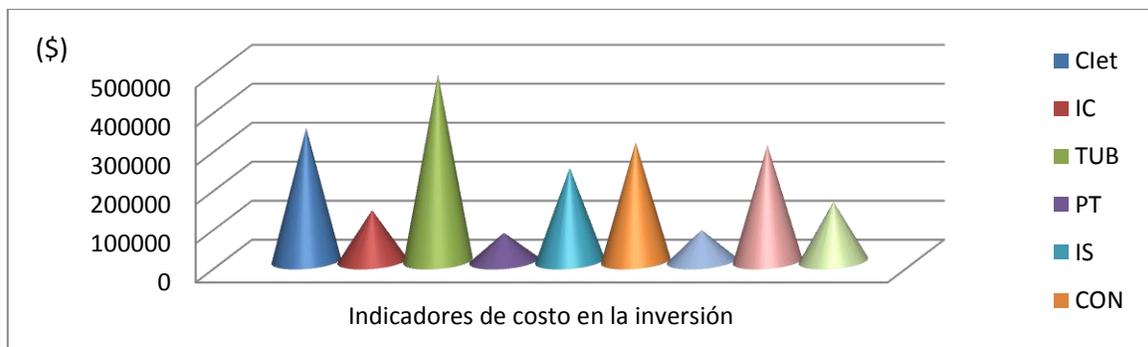
#### 3.4.4.1. Costo del equipamiento tecnológico de la inversión

**Tabla 3.6:** Descripción y precio del equipamiento tecnológico de la variante 4

Descripción	Precio(\$)	Cantidad a usar	Total
Válvula de cheque LBS de 2" x150	94,21	2	188,42
Tubería de producción de 2 7/8" EUE N-80	147,85	4679 m	691790,15
Accesorios de tubería (T de 2" AC EUE, codo 45)	250	1	250
Flujómetro	1 500,56	2	3 001,12
Válvula de cuña AC 2 1/2" x15LBS	329,76	8	2 638,08
Manómetro de superficie de 0-15 atm	80	3	240
Bomba PCP hasta 10 atm (10m <sup>3</sup> )	500	2	1 000
Tanque de producción de 10m <sup>3</sup>	14 030,13	2	28 060,26

#### 3.4.4.2. Costo de la inversión

El costo de adquisición del equipamiento tecnológico (CAET) a empleares de \$727 168,03. El costo neto de la inversión es de \$2 101 515,57. En la figura 3.10 que aparece a continuación, se puede apreciar el comportamiento de los costos de inversión desglosados para esta segunda propuesta de inyección.



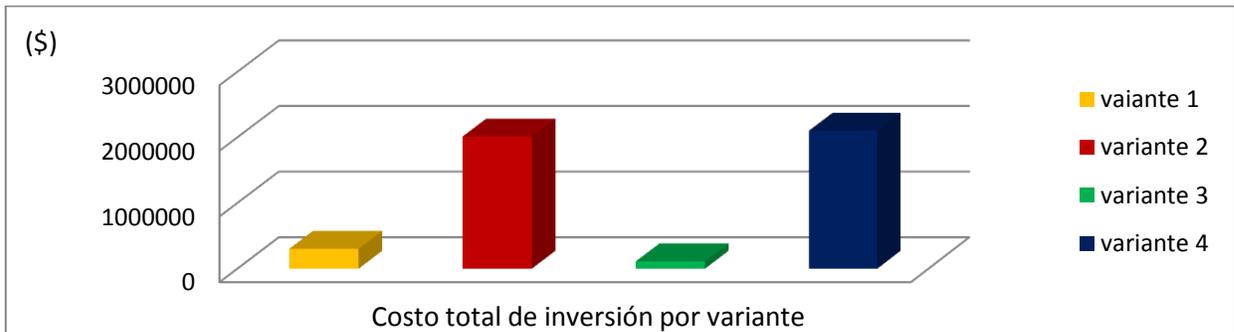
**Figura: 3.10** Comportamiento de los costos de inversión. Fuente: elaboración propia

#### 3.4.4.3. Tiempo de recuperación de la inversión

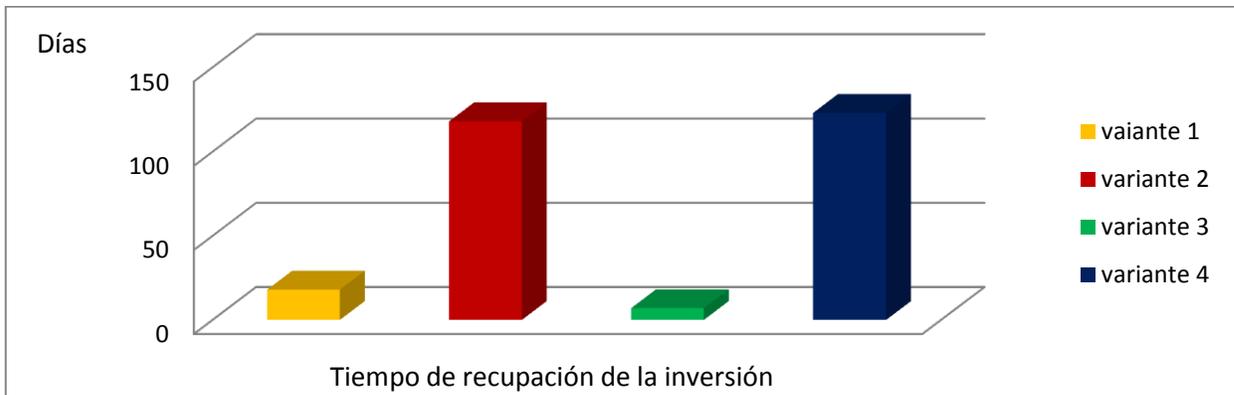
Si mantiene la producción de los pozos y el valor interno de venta del crudo de 236,19 \$/t, la inversión se puede recuperar en 123 días.

### 3.4.5. Resumen del costo total de inversión y tiempo de recuperación por variante

En las figuras 3.11 y 3.12 se pueden apreciar el comportamiento por variante de algunos de los resultados obtenidos, valores que nos posibilitan comparar y poder comprobar el criterio anteriormente planteado.



**Figura.3.11:** Comportamiento del costo total de inversión por variantes. Fuente: elaboración propia.



**Figura 3.1.2:** Tiempo de recuperación de la inversión por variantes. Fuente: elaboración propia.

De las cuatro variantes propuestas teniendo en cuenta los resultados obtenidos, es indiscutible que la tercera es la más económica de todas. Con la ejecución de esta variante se pueden eliminar al 100% las roturas generadas por las altas cargas en las unidades de bombeo, alargar a más de un año el periodo entre reparaciones y garantizar la producción los 365 días del año, aportando sin tener en cuenta los egresos, un volumen de 26 298,25 m<sup>3</sup>, que representa un ingreso de \$6 211 383 para la empresa. Teniendo en cuenta los egresos, los ingresos netos serían de 3 960 514,16 \$/a.

### **3.5. Ventajas y desventajas del proyecto**

#### **Ventajas**

- Aumenta un 10% la eficiencia volumétrica en los sistemas de levantamiento artificial
- Disminuye al 100% las cargas aplicadas a los equipos de bombeo
- Reduce la cantidad de gas que entra a las bombas
- Alarga los periodos entre reparaciones y la vida útil de los equipos
- Queda la infraestructura creada para cualquier otro trabajo de limpieza o inyección que se desee realizar en el pozo.

#### **Desventajas**

- El uso de sustancias disolventes reductoras de viscosidad aumentan el costo de producción
- Incrementa los trabajos de supervisión y control por parte de los operadores
- Es aplicable solo a pozos con baja presión de trabajo en el *casing*

### **3.6. Identificación de riesgos en el área de estudio**

En este acápite se identifican los riesgos de seguridad y salud en el trabajo, mas un breve análisis de los mismos, por ser esta una información que se desprendió del trabajo de campo desarrollado en los pozos y que será de utilidad.

La evaluación se realizó partiendo de la elaboración de los procedimientos operacionales de producción existentes en el Centro Colector 4 donde tributan los pozos en estudio. El propósito de este análisis es identificar la situación adversa al bienestar del personal involucrado en la operación de inyección con sustancias disolventes reductores de viscosidad, ya que es el único sistema de este tipo que se utiliza en el área, algunos de estos riesgos son:

1. Caída de persona al mismo nivel
2. Caída de objetos por desplome o derrumbamiento
3. Caída de objetos en manipulación
4. Caída de objetos desprendidos
5. Pisadas sobre objetos
6. Golpes o contacto con objetos móviles
7. Golpes o cortaduras por objetos o herramientas
8. Proyección de fragmentos o partículas
9. Sobreesfuerzo físico o mental

10. Contactos térmicos
11. Contactos eléctricos
12. Inhalación o ingestión de sustancias nocivas
13. Contacto con sustancias nocivas
14. Exposición a radiaciones ionizantes y no ionizantes
15. Explosiones
16. Incendios
17. Manipulación y contacto con organismos vivos
18. Atropellos, golpes o choques contra o con vehículos
19. Exposición a agentes físicos

Los riesgos anteriormente expuestos, son tan solo algunos de los muchos y diversos, a que puede estar propenso un operador en revisión de pozos productores independientemente del equipo de levantamiento artificial instalado. En el Anexo 5 se pueden apreciar algunos de los resultados obtenidos en la medición de los riesgos con el factor que lo origina y la medida preventiva a tomar en ese momento.

En todos los métodos de levantamiento artificial existen riesgos, sino se cumplen los procedimientos de trabajo y normas de seguridad establecidos por la empresa, las cuales pueden consultarse en los manuales de instrucciones operacionales para el proceso de extracción de fluidos certificados por la norma ISO 9001.

### **3.7. Medidas de Seguridad**

Para complementar el objetivo general en este acápite se hace un estudio de las medidas de seguridad y un breve análisis de las mismas por ser esta una información que se desprende del trabajo de campo desarrollado en los pozos y que será de utilidad.

#### **3.7.1. Medidas de seguridad para trabajos de reparación e investigación en unidades de bombeo**

Los trabajos para retirar y colocar las colgaduras de cables se deben realizar desde escaleras o plataformas, nunca se debe hacer este tipo de trabajos montados sobre el balancín.

1. No se debe hacer trabajos de mantenimiento técnico y reparación sin antes parar la máquina de bombeo.
2. No se debe estar bajo el balancín oscilante y su cabezal.
3. No se debe rotar la polea motriz con la mano.

4. Cualquier clase de trabajo en la boca del pozo o en el balancín se debe realizar con el motor perfectamente desenclochado y frenado. Siempre se debe verificar que los frenos estén en buen estado.
5. Nunca se debe mover a mano la polea del motor del balancín para el cabezal.
6. Nunca se debe frenar la máquina por medio de la introducción de tubos u otros objetos entre los rayos de la polea.
7. Los balancines deben tener por ambos lados protectores metálicos, para prevenir la posibilidad de que alguien pase por debajo del balancín durante el trabajo.
8. Se deben realizar las siguientes verificaciones periódicamente y teniendo en cuenta que se debe hacer con el balancín desconectado y frenado.
9. Se debe revisar periódicamente la seguridad y correcta colocación de las conexiones y otras partes de la máquina.
10. Se debe chequear periódicamente el calentamiento de las chumaceras y cojinetes.
11. Comprobar sistemáticamente el correcto estado de los protectores de las partes móviles.
12. Cuando se desconecta la biela para el cambio del recorrido del equipo, el vástago de bombeo se debe fijar sólidamente del prese-estopa mediante grampas bien firmes.
13. La operación de poner en marcha o detener el balancín se debe realizar únicamente por el personal de la brigada de extracción de petróleo y por el electricista autorizado.
14. Todos los trabajos de inspección y reparación de los motores eléctricos de la unidad de bombeo serán realizados exclusivamente por el electricista.
15. Antes de arrancar la unidad de bombeo se comprobará que el reductor no está frenado.

### **3.7.2. Medidas de seguridad para el empleo del tanque de almacenamiento**

1. Debe estar en alto por las condiciones del terreno y cercanía que tienen los pozos al mar.
2. Tiene que estar separado a unos metros de la unidad de bombeo
3. Tiene que tener un cable a tierra que funcione como pararrayos
4. Debe estar rodeado con un muro para que toda la sustancia quede dentro en caso de algún escape
5. Debe presentar un nivel visual
6. Se debe verificar si está abierta o cerrada la válvula de salida antes de realizar cualquier maniobra
7. Revisar periódicamente el estado del tanque y cumplir con el mantenimiento requerido

### **3.7.3. Medidas de seguridad para realizar la inyección**

1. Comprobar el buen estado de construcción en el interior del pozo
2. Asegurarse de que todo el personal tenga conocimiento se está haciendo y el tipo de sustancia que está inyectando
3. Verificar si están bien realizadas las conexiones
4. Verificar el estado de los (BOP) válvula de seguridad anti surgente
5. Verificar si están abiertas o cerradas las válvulas de salida antes y después de haber realizado cualquier operación en el pozo
6. Comprobar constantemente las presiones de inyección establecidas
7. Observar constantemente el proceso e informar inmediatamente en caso de detectar cualquier anomalía

### **3.8. Conclusiones del análisis de los resultados**

1. De todos los pozos seleccionados para realizar la inyección solo los Varadero A1 y A2 resultaron tener las condiciones para realizar la inversión.
2. La dosis inicial de inyección será el 10% de la producción de cada pozo, con caudales entre 0,1 y 0,2 m<sup>3</sup>/h.
3. En el estudio de factibilidad económica se obtienen resultados favorables de manera general. Estos resultados demuestran que las cuatro variantes son económicamente factibles, que el tiempo de recuperación de la inversión en las cuatro variantes ofrece valores menores de 123 días y que los ingresos (3 960 514,16 \$/a) por año respaldan los gastos obtenidos.
4. La variante de inyección por *casing* con tanque y bomba desde la superficie resultó de las cuatro analizadas ser la más económicamente factible para desarrollar el proyecto.

## CONCLUSIONES

1. La inyección continua de sustancia reductora de viscosidad elimina al 100% las roturas originadas por las cargas en las unidades de bombeo.
2. Los pozos del centro con mayores posibilidades de inyección son: Los Varadero A1 y A2.
3. La variante de inyección por *casing* con tanque y bomba desde la superficie fue la más económicamente factible de todas y está dirigida a disminuirlas roturas, alargar el periodo entre reparaciones del pozo, evitar paradas innecesarias y aumentar sus productividades.

## RECOMENDACIONES

1. Actualizar la base de datos correspondiente a los pozos del Centro Colector 4, siempre que se realice un trabajo, ya que cada información recopilada constituye una fuente principal de análisis en el comportamiento del pozo a lo largo del tiempo.
2. Valorar las opiniones del personal de yacimientos antes de realizar cualquier tipo de inyección.
3. Establecer las condiciones permisibles de inyección una vez que la producción y las presiones de trabajo estén estables.
4. Realizar el estudio de factibilidad económica en pozos con productividades por debajo de los 20 m<sup>3</sup>/d en caso de llevarse a cabo en otros pozos algunas de las propuestas.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1) **Fleshman, R. 1999.** Artificial Lift for High-Volumen Production. Vol. Oilfield Review. 49-63 Schlumberger.
- 2) **Barberi E., Efraín. 1998.**Pozo ilustrado. Caracas: FONCIED, 1998.
- 3) **Berger Brill, D. 1992.**Petroleum Modern. New York: USA Penn Well Publising Company, 1992.
- 4) **Brooks Salasar, Antonio. 2003.**Estudio de la elevacion artificial en los pozos de la capa E del yacimiento Boca de Jaruco. La Habana 2003.
- 5) **Cajigal Correa, Armando. 2005.**Manual de producción de petroleo y gas. La Habana 2005.
- 6) **Castellanos Gonzales, Feliciano. 1998.**Explotación de yacimientos de petróleo y gas. La Habana: Pueblo y Educación, 1998.
- 7) **Castellanos González, Feliciano. 1988.**Explotación de yacimientos de petróleo y gas. La Habana: Pueblo y Educación, 1988.
- 8) **Chalet, H. 2000.**Well Productivity. Well Production Practical Hand Book.: Paris Edition Techmp, 2000.
- 9) **Colectivo de autores, Facultad de ingeniería química ISPJAE. 2001.** Costo de producción. Costo de inversión. 2001.
- 10) **Demoulin, Phillippe. 2000.**Example Problems. Enspm Formación Industries. 2000.
- 11) **E. Ríos, Eduardo. 2001.**Daño a la formación y Estimulación de pozos: 10 de octubre, 2001.
- 12) **EPEP- CENTRO, Colectivo de autores. 2005.**Manual de documentos de seguridad industrial, saludocupacional y medio ambiental. informe intrno CUPET. Varadero, 2005.
- 13) **Érij, V., Rásina, M. y Rudin, M. 1988.**Quimica y tecnología del petróleo y gas. Moscú: MIR, 1988.
- 14) **Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations. Hursrud, P. 2001.** Paper SPE 56017, 2001, Vol. SPE Drilling and Completion.

- 15) **Fernandez Gonzales, Rolando. 2010.** Fundamentos de perforación de pozos petroleros en la tierra y en el mar. La Habana: Pueblo y Educación, 2010.
- 16) Forage, Production, Gisement. **Demoulin, Phillipe. 1998.**: Enspm Formation Industries, 1998.
- 17) **Frick, Thomas. 1962.** Petroleum production handbook. New York: Mcgraw-hill book company, 1962.
- 18) **Gonsález, Juana. 1980.** Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Caracas: Foninves, 1980.
- 19) **Gonzales Iantigua, Javier y Zayas Macias, Darel. 2003.** Analisis del fondo de pozos explotados por levantamiento artificial en la EPEP- CENTRO. Posibilidades de optimización. Varadero, 2003.
- 20) **Grupo de explotación e ingeniería de yacimiento, EPEP- Centro. 2013.** Analisis por realizado a los Sectores del Centro Colctor #4. Cardenas s.n, 2013.
- 21) **Hernández Días, Alexis. 2005.** Evaluación de métodos de recuperación y optimización de petróleo pesado y viscoso en yacimientos de carbonato fracturado. La Habana, 2005.
- 22) **Ivanovich Shorov, Victor. 1983.** Tecnología y Técnicas de Extraccion de petroleo. Moscú, 1983.
- 23) **PDVESA, Colectivo de autores. 2001.** Estudio de métodos de producción en el campo Varadero. Caracas, 2001.
- 24) Suker Rod Pumping. Enspm Formation industries. **Demoulin, Philippe. 2000.**
- 25) Sustancias químicas en la industira petrolera, Resumen del Curso de sustancias químicas en la industria petrolera para el programa basico de ingenieros petroleros. **Lorenzo Curiel, Lilian. 2013.** Cardenas, 2013.
- 26) **Tabares Noa, David. 1999.** Estudio de optimización de la explotación del yacimiento Varadero. Vol. 1. Informe interno. CUPET. Varadero, 1999.
- 27) **Tabares Noa, David. 2003.** Trabajo sobre la estrategia de explotacion a seguir en el sector este. Informe interno. CUPET. Varadero, 2003.

- 28) **Urdaneta, Briseño y Carolina, Marieli. 2007.** Evaluación de los reductores de viscosidad en crudos pesados de occidente. Maracaibo, 2007.
- 29) **Muravyov, I.** Development and exploitation of oil and exploitation of gas fields. PeacePublishers, Moscow, 1998.
- 30) **García Sánchez, Rolando.** Geología general y estratigrafía. Resumen del curso de geología general y estratigrafía para el programa básico de ingenieros perforadores del CPP. Centro de Investigaciones del Petróleo. 2013.

# ANEXOS

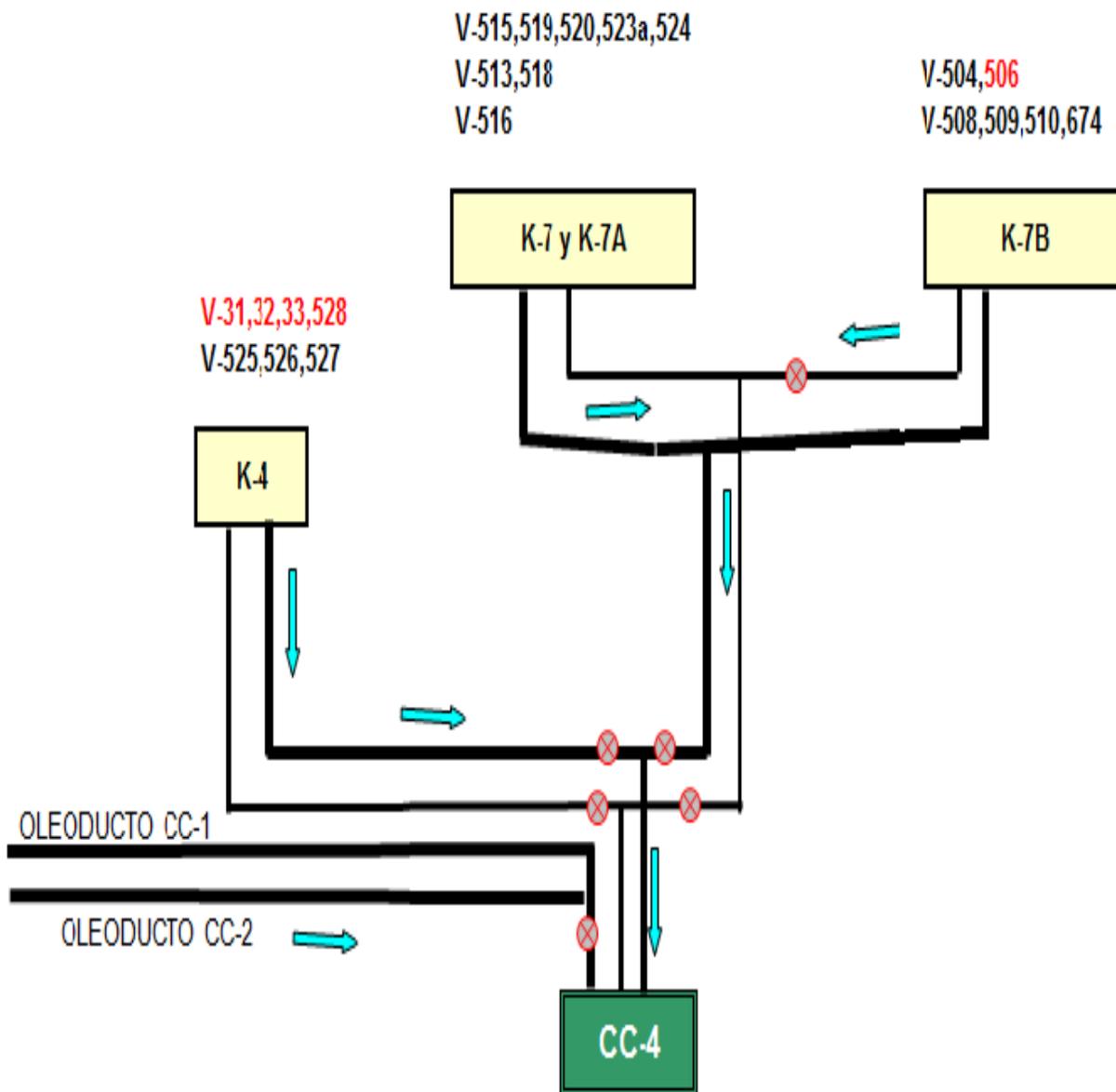
## Anexo 1. Geología estructural del yacimiento Varadero

ESTRATIGRAFIA Formaciones				Topo L.I	Topo TVD	Corte litológico	Descripción Litológica
POST - OROGENICO	PALEOGENO - CUATERNARIO		N - Q	~620	590		Calizas arrecifales, margas bituminosas
OROGENICO	CRETACICO	Amaro	K <sub>2</sub> cpma	~790	693		Arcillas, areniscas y fragmentos de calizas gris y carmelita claro, pedernal gris, roca siliceo arcillosa verde.
ALOCOTONO	CRETACICO	STA. TERESA Y CARMITA	K <sub>1</sub> ap-al	~1580	1173		Caliza arcillosa, carmelitosa y grisácea, pedernal carmelita oscuro, rara lutita negra, Caliza(Wackestone bioclástica) carmelita recristalizada, pedernal negro, caliza blanca a gris claro
OROGENICO	PALEOGENO		Pgt-2	1670	1227		Por ditches: Mudstone calcáreo a arcilloso. Por cuttings: Pedernal verde manzana, blanco y gris; roca silicio arcillosa, frag. de rocas Grupo Veloz.
GRUPO VELOZ	CRETACICO	Ronda V2	K <sub>1</sub> lie-vg	1850	1350		Por ditches: Mudstone, wackestone calcáreo con contenido arcilloso, metálico en poros, materia orgánica(MO). Por cuttings: Caliza arcillosa dolomítica, color carmelita ámbar.
		Cifuentes V2	J <sub>3</sub> th3	2105	1478		Por ditches: Mudstone calcáreo abundante metálico y MO; wackestone bioclástico, con contenido arcilloso, MO, metálico. Por cuttings: Caliza arcillosa dolomítica, pedernal crema caliza clara amarillenta, espejo de falla, pedernales.
		Morena V11	K <sub>1</sub> h-lba	2350	1616		Por ditches: Mudstone calcáreo arcilloso, wackestone bioclástico arcilloso, abundante metálico, MO. Por cuttings: Caliza arcillosa pardas, pedernal negro.
		Plegue Norte Cifuentes Ronda V2	K <sub>1</sub> lie-vg	2405	1647		Litología idem V2 anterior
		Cifuentes Ronda V2	J <sub>3</sub> th3	2715	1740		Litología idem V2 anterior
OROGENICO	PALEOGENO	Marbella Sur Vega Alta	Pgt-2	2810	1740		Por ditches: Mudstone calcáreo a arcilloso. Por cuttings: Pedernal verde manzana, blanco y gris; roca silicio arcillosa, frag. de rocas Grupo Veloz.
GRUPO VELOZ	CRETACICO	Estructura Morena Ronda	K <sub>1</sub> ne	3550	1742		Por ditches: Mudstone calcáreo arcilloso, wackestone bioclástico con contenido arcilloso, metálico y MO. Por cuttings: Caliza blanca a amarillenta, pedernal ámbar argilita negra.

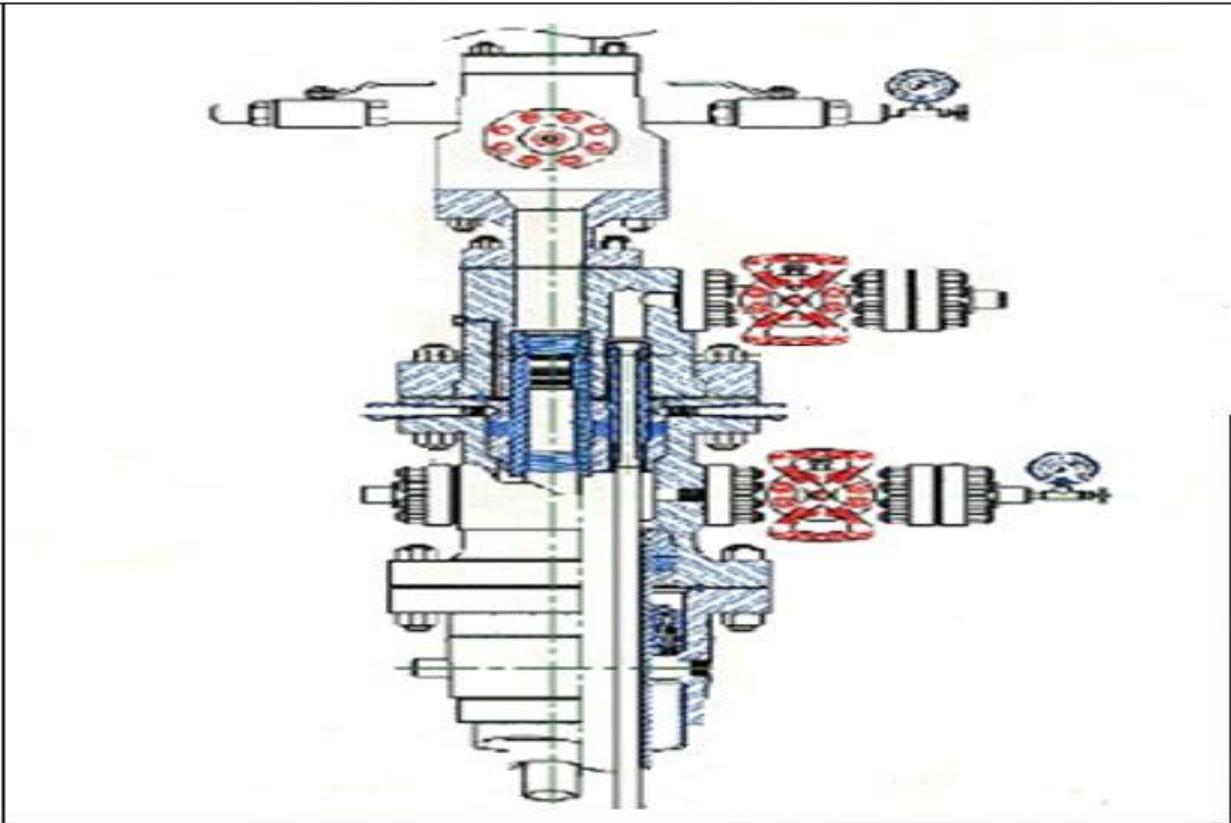
## Anexo 2. Características medidas del Yacimiento Varadero

Características	Unidades	Valor Real	Comentario
Tipo de formación	Texto	Carbonate	Mudstone
Profundidad	m	1650	1200-1880
Temperatura	<sup>0</sup> C	65	56-70
Presión Inicial	kPa	17100	
Presión de Saturación	kPa	13500	10550-15000
Presión Actual	kPa	13000	1650 mts
Permeabilidad Horizontal	md	650	60-1000
Permeabilidad Vertical	md	32	00
Casquete de gas	Texto	Local	Secundario
Dureza del agua	PPM	2000	
Salinidad del agua	PPM	42000	40000-450000
RAP	ratio	0.15	
Producto de Petróleo Actual	M <sup>3</sup> /año	983600	00
Exp. de Declinación	%	18	00
N <sub>0</sub> de pozos en producción	00	113	00
N <sub>0</sub> de pozos de inyección	00	0	00
N <sub>0</sub> de pozos cerrados	00	35	00
Angulo de Buzamiento	Grados	50	00
Espesor Total	M	470	100-580
Espesor Efectivo	M	330	70-500
Área del Yacimiento	Hectáreas	1500	00
Porosidad	%	15	00
Saturación de agua	%	20	00
Factor volumen del petróleo	00	1.15	00

**Anexo 3.**Distribución de los pozos del Centro Colector #4.



Anexo 4. Esquema técnico del pozo varadero 712



## Anexo 5. Medición de niveles de riesgos

Riesgo	Factor de riesgo	Medidas preventivas
Inhalación de H <sub>2</sub> S	Uso inadecuado de careta o en mal estado	Inspección del correcto estado de la careta. Mantener siempre en el puesto de trabajo.
Recibir golpes	Golpe por el balancín del gato en movimiento	Utilizar señalamiento en lugares estratégicos de peligro. Prestar gran atención en el momento de realizar la dinamografía.
Contacto eléctrico	Caja y cables en mal estado o mal aterramiento	Correcto aterramiento y uso de los medios de protección. Colocar señalamientos.
Sufrir cortes	El freno del gato esta en mal estado	Asegúrese de colocar los frenos al gato
Inhalación de H <sub>2</sub> S	Uso inadecuado de la careta o en mal estado	Inspección del correcto estado de la careta. Mantener siempre en el puesto de trabajo.
Recibir o darse golpes	Golpe por el balancín en movimiento.	Utilizar señalamiento en lugares estratégicos de peligro. Prestar gran atención en el momento de realizar la dinamografía.
Contacto eléctrico	Caja y cables en mal estado o mal aterramiento	Correcto aterramiento y uso de los medios de protección. Colocar señalamientos

## **OPINIÓN DEL TUTOR**

Este proyecto contribuye de forma efectiva al estudio de las complejidades que envuelven a la elevación artificial de crudo en los pozos del yacimiento Varadero pertenecientes al CC-4, donde fueron revisadas las características técnicas y explotativas de cada uno de los pozos, los cuales por el tiempo que llevan en explotación y por la viscosidad del crudo se consideran uno de los de menor producción y más problemáticos de la empresa con tendencia a incorporar un gran porcentaje de estos a conservación o a liquidarlos si no se toman medidas urgentes para los próximos años, ya sea determinando sus causas y proponiendo soluciones concebidas a partir de una búsqueda exhaustiva a través de una gama de tecnologías o proponiendo métodos de inyección de sustancias reductoras de viscosidad como es nuestro caso de estudio para poder incrementar las producciones llevando a la superficie la mayor cantidad posible de petróleo.

El contenido científico – técnico del proyecto es elevado, resultando meritorios la actualidad del tema, la elaboración del trabajo, la preparación del estudiante y la importancia de las conclusiones y recomendaciones.

Ing. Roberto Morín Figueredo

Tec. “A” en Ext. de Pet. y Gas (EP)

Grupo Tec. Extracción