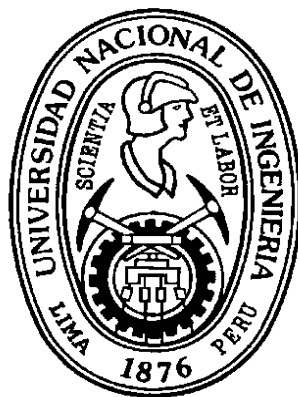


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“ OPTIMIZACION DE LA LIMPIEZA DE PARAFINA
EN POZOS DEL NOROESTE PERUANO
UTILIZANDO UNIDAD A CABLE”**

TESIS

Para Optar el Título Profesional de:

INGENIERO DE PETROLEO

RICARDO GUSTAVO AGUIRRE PARDO

PROMOCION 93-0

LIMA – PERU

2004

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
2. ANTECEDENTES	6
3. OBJETIVO	7
4. SUMARIO	8
5. ASPECTO TEORICO	
5.1. Sistema de pozos en bombeo neumático.....	10
5.2. Métodos de bombeo neumático	
5.2.1 Flujo continuo.....	10
5.2.2 Flujo intermitente.....	11
5.3. Tipos de instalación en sistemas de bombeo neumático	
5.3.1 Instalación convencional.....	11
5.3.2 Instalación con sarta paralela (BLT).....	12
5.3.3 Instalación empaque con cámara.....	13
5.4. Equipo básico usado en la instalación de bombeo neumático	
5.4.1 Equipo de subsuelo.....	13
5.4.2 Equipo de superficie.....	14
5.5. Clasificación de los hidrocarburos	
5.5.1 Parafinas.....	15
5.5.2 Naftenos.....	16
5.5.3 Aromáticos.....	16
5.5.4 Resinas y asfáltenos.....	17
5.6. Composición de la parafina en el petróleo.....	17
5.7. Estructuras cristalinas	
5.7.1 Parafinas.....	18
5.7.2 Ceras.....	19
5.8. Propiedades físicas y químicas de las parafinas.....	19
5.9. Factores que originan la formación y acumulación de parafina.....	21

5.10. Problemas técnicos asociados a la parafina.....	25
---	----

6. DESCRIPCION DEL AREA

6.1. Ubicación geográfica.....	27
6.2. Distribución de pozos.....	27
6.3. Historial de producción.....	28
6.4. Características geológicas y físicas	29

7. ASPECTO TÉCNICO

7.1. Tratamientos para el control de precipitación de parafina	
7.1.1 Tratamientos de inhibición.....	31
7.1.2 Tratamientos de remediación.....	31
7.2. Tratamiento químico.....	32
7.2.1 Tipos de productos químicos.....	32
7.2.2 Descripción del sistema de inyección.....	34
7.3. Tratamiento físico-térmico.....	35
7.3.1 Descripción del sistema.....	36
7.3.2 Consideraciones operativas.....	37

8. APLICACIÓN : USO DE LA UNIDAD A CABLE

8.1. El servicio con unidad a cable.....	39
8.2. Equipo del servicio de unidad a cable	
8.2.1 Alambre	40
8.2.2 Unidad mecánica.....	40
8.2.3 Dispositivo de medición.....	41
8.2.4 Equipo de superficie	42
8.2.5 Sarta básica de herramientas	45
8.3. Procedimiento de limpieza de parafina.....	49
8.4. Criterios de seguridad y protección ambiental.....	52
8.5. Procedimientos para el manejo ambiental.....	54

9. EVALUACIÓN ECONOMICA - OPTIMIZACION

9.1. Información básica.....	55
9.2. Criterios para desarrollar programa	
9.2.1 Criterio estadístico.....	56

9.2.2	Criterio técnico.....	57
9.3.	Aplicación en el área de estudio.....	56
9.4.	Programa propuesto.....	57
9.5.	Estimación de costos.....	58
9.6.	Comparación económica.....	58
10.	CONCLUSIONES	60
11.	RECOMENDACIONES	61
12.	ANEXOS	
	TABLAS	
	GRAFICOS	
	FIGURAS	
	BIBLIOGRAFIA	

1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo en sus fases de exploración, perforación y explotación (producción) requieren siempre de la asistencia técnica de ciertos procedimientos operativos que permitan que el servicio a un pozo productivo sea eficiente, para lo cual se debe contar siempre con equipos de la más alta calidad disponibles en el mercado petrolero.

La completación a un pozo no termina con la instalación y funcionamiento del equipo de producción, pues siempre se necesitará de servicios y técnicas adicionales los cuales son muy importantes, cuyo objetivo específico es evitar problemas durante el proceso productivo de un pozo petrolero. Uno de estos procedimientos técnicos es el servicio de línea de alambre ó **servicio con UNIDAD A CABLE.**

El servicio de unidad a cable involucra una serie de procesos, como son los de mantenimiento, reparación, control y seguridad, los cuales se realizan en el interior de un pozo bajo determinadas presiones. Para ello se utilizan unidades especializadas, una amplia gama de herramientas y diversas operaciones con lo que se cubren los requerimientos para la solución de problemas de producción de un pozo petrolero.

Uno de los procesos operativos, considerados como prioritarios para el logro de la adecuada explotación de los yacimientos es el que requiere la eliminación de la parafina formada en los pozos correspondientes. La parafina que se forma en los pozos petrolíferos resulta de las actividades de producción y debe ser extraída cada cierto tiempo, para evitar que afecte el rendimiento productivo de los mismos, lo cual causaría una disminución de los caudales de producción.

2. ANTECEDENTES

Los trabajos de limpieza, remoción o corte mecánico de parafina con el empleo de la unidad a cable se realizan en el Zócalo Continental desde inicios de los años '80, con el propósito de retirar los depósitos de parafina que se acumulan en la tubería de producción, tanto en los pozos bombeo neumático como de flujo natural.

En la actualidad esta labor se realiza en la zona de estudio (Lobitos Mar) utilizando 02 unidades a cable que operan todos los días, contándose con otra unidad adicional para relevos de emergencia, según contrato con la compañía operadora, renovado bianualmente.

El tipo de parafina removida de la tubería de producción puede clasificarse según su consistencia en suave, regular y dura; aproximadamente un 85% de los pozos producen parafina de tipo regular, acumulando unos más rápido que otros. En época de verano, debido al aumento de temperatura de las aguas marinas, la acumulación de parafina es menor.

El criterio adoptado hasta ahora para determinar la frecuencia de corte en los pozos es poco satisfactorio, y tomando en cuenta el historial de los trabajos realizados no se guarda relación entre la frecuencia la corte y la producción de petróleo, lo cual significa que se realizan trabajos de corte de parafina sin obtener mejoras en el promedio de producción del pozo.

Ante estos inconvenientes se hizo necesario determinar una metodología de trabajo que permita optimizar los programas de corte de parafina en el área de estudio, definiendo correctamente los pozos que lo requieran y conseguir un punto de equilibrio eficiente en las frecuencias de corte. Con ello se puede maximizar el rendimiento de las unidades y reducir hasta en un 23% el costo operativo del servicio, ahorrándose unos US\$ 35200 anuales.

3. OBJETIVO

El objetivo del presente estudio consiste en establecer una frecuencia óptima del servicio de limpieza o corte de parafina con el empleo de la unidad a cable en el interior de la tubería de producción de los pozos analizados en el área, por medio de un programa selectivo que complementado con un control mensual nos permita obtener la máxima productividad de los mismos, y a la vez evitar que se difiera la producción de petróleo por este concepto.

4. SUMARIO

El presente trabajo ha sido elaborado sobre la base de datos obtenidos de los campos de producción para el servicio de limpieza de parafina para el año 2001, con el empleo de 02 unidades a cable.

El estudio se realizó en el Area Lobitos Mar del Zócalo Continental (lote Z-2B), lugar donde el problema de acumulación de parafina es mayor que en las demás áreas productivas de la zona.

En el capítulo 5 se hace una breve descripción del sistema de bombeo neumático, los métodos de producción, así como de las instalaciones y los equipos empleados. Seguidamente se expone una clasificación de los hidrocarburos y las parafinas en el petróleo, las estructuras cristalinas, sus propiedades físicas y químicas, las causas que originan su formación en los pozos y los problemas técnicos que puede ocasionar su acumulación en las instalaciones de producción.

En el capítulo 6 se realiza una breve descripción del área de evaluación, con la distribución de los pozos y su historial reciente de producción. Asimismo se detallan las principales características geológicas de las formaciones existentes.

En el capítulo 7 se especifican los tratamientos para controlar la precipitación de parafina en la tubería de producción, como complemento al método que se explicará posteriormente.

El capítulo 8 está referido al servicio con la unidad a cable y sus componentes principales; asimismo, se menciona paso a paso el procedimiento para la limpieza de parafina en un pozo. Se finaliza considerando las pautas y normas relacionadas con la seguridad y la protección ambiental.

Finalmente, en el capítulo 9 se evalúan los criterios para la elaboración de un programa alternativo de limpieza de parafina con la información obtenida de los pozos, se establece una estimación de los costos con las consideraciones asumidas y se presenta una comparación económica con la metodología actualmente empleada, tomando en cuenta todos los factores que puedan modificar su flexibilidad.

5. ASPECTO TEORICO

5.1. SISTEMA DE POZOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

Un pozo cuando es perforado, libera su energía almacenada y al completar dicho pozo, esta energía es suficiente para impulsar los fluidos del reservorio hacia la superficie. Se dice entonces que el pozo es surgente o fluyente (*flowing well*).

A medida que el pozo produce, dicha energía va disminuyendo hasta que llega un momento en que ya no es suficiente para impulsar los fluidos a la superficie, por lo que el pozo deja de fluir, y su producción cae a cero. En ese momento termina la etapa del pozo surgente.

Entonces, para poder extraer los fluidos del fondo del pozo, es necesario recurrir a algún procedimiento artificial. La extracción de petróleo de un pozo muerto, se efectúa aplicando diversos métodos de levantamiento o Bombeo Artificial, siendo el de bombeo neumático uno de los más usados.

El sistema de bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde la presión de fluidos (250 lb/pulg² como mínimo) es usada como un medio de elevación a través de un proceso mecánico. Para instalar gas a un pozo es necesario contar con suficiente volumen de gas de alta presión que puede ser obtenido utilizando el gas de los pozos o instalando en diferentes lugares un compresor o estación de compresores. (Figura 1).

5.2 MÉTODOS DE BOMBEO NEUMÁTICO

5.2.1. FLUJO CONTINUO

Es un método por el cual un pequeño volumen continuo de gas de alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción (*tubing*) a fin de aligerar la columna de fluido, en la medida que la presión de fondo esté reducida a un punto que permitirá una diferencial suficiente a

través de la superficie de la arena para producir el pozo a la capacidad deseada de flujo. A fin de efectuar este método eficientemente es conveniente usar una válvula de bombeo neumático que permita un solo punto de inyección a la profundidad mayor posible para la disponible presión de levantamiento.

5.2.2. FLUJO INTERMITENTE

En este método, es el trabajo de expansión de gas de alta presión ascendiendo a salidas de baja presión. Se efectúa por inyección de un volumen suficiente de gas a través de una válvula de orificio grande, en cierto modo para levantar el fluido acumulado encima de esta válvula hacia la superficie.

El gas ingresa a la tubería con una velocidad máxima para minimizar la pérdida a fin de efectuar eficientemente el proceso de levantamiento. En este proceso es necesario usar un controlador de ciclos en superficie y es usado en pozos con volumen de fluido relativamente bajos.

5.3. TIPOS DE INSTALACIÓN EN SISTEMAS DE BOMBEO NEUMÁTICO

En los sistemas de bombeo neumático continuos e intermitentes existen varios tipos de instalación los cuales siempre van a estar sujetos al servicio de la unidad a cable y son los siguientes:

5.3.1. INSTALACION CONVENCIONAL

Es una instalación de empaque simple. Consiste en bajar dentro del pozo el siguiente equipo de subsuelo:

- a.- Tubería de producción de 2 ^{7/8}”
- b.- Válvula de bombeo neumático recuperable tipo BK-1
- c.- Válvulas de bombeo neumático no recuperables tipo J-40

- d.- Mandril de bolsillo tipo KBMG
- e.- Mandriles convencionales tipo B
- f.- Válvula de retención (*standing valve*) de 2 ½"
- g.- Niple de asiento tipo A
- h.- Empaque (*packer*).

Este diseño se aplica en pozos nuevos y para aquellos con intervalos perforados con menos de 200 pies y producción comprendida entre 50 y 600 BPD. Se produce solamente el petróleo acumulado encima de la válvula de bombeo neumático operativa BK1.

En una instalación de este tipo el gas es inyectado por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción empleando una o varias válvulas con diversos valores de presión de operación, de acuerdo a las características del pozo (Figura 2).

La inyección de gas puede ser continua en algunos pozos convencionales con alto índice de productividad y alta presión de fondo, o intermitente con ciclos de inyección determinados por el tiempo requerido para que el fluido ingrese a la tubería de producción y llegue a la superficie.

5.3.2. INSTALACION CON SARTA PARALELA (BLT)

Este diseño al igual que el convencional es bastante usado. Consiste en bajar dentro del pozo productivo una sarta paralela de tubería. El equipo de subsuelo es el siguiente:

- a.- Sarta de tubería de producción de 2 ^{3/8}"
- b.- Sarta de tubería para inyección de gas de 1 ¼"
- c.- Válvula de bombeo neumático recuperable BK1
- d.- Válvula de bombeo neumático no recuperable J40
- e.- Mandril de bolsillo KBMG-LT

- f.- Mandril convencional BLT
- g.- Válvula de retención de 2"
- h.- Niple de asiento tipo A.

La tubería de 1 ¼" puede ser corrida desde la superficie y es usada para inyectar gas directamente al mandril, evitando así la inyección por el espacio anular de los forros de 5 ½". Este diseño no lleva empaque, por lo que el pozo produce por la tubería de producción y por la tubería de revestimiento. (Figura 3).

5.3.3. INSTALACION EMPAQUE CON CAMARA

Este diseño se aplica cuando el intervalo perforado varía entre 500 y 600 pies. Igual que la instalación anterior, pero con la adición de una cámara de acumulación y un tubo de inmersión.

En esta instalación se utiliza tubería de 2 7/8" más un tramo concéntrico de tubería de 1 ¼".

La válvula J-40 actúa como válvula de arranque, y la válvula BK1 como auxiliar. Este diseño permite producir el petróleo desde el fondo del pozo y levantar el volumen de fluido razonable mayor por cada inyección de gas, así como reduce la contrapresión sobre la formación productiva.

5.4. EQUIPO BÁSICO USADO EN LA INSTALACIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO

De acuerdo a lo anteriormente tratado, el equipo necesario para instalar el sistema de bombeo neumático a un pozo se puede dividir en:

5.4.1 EQUIPO DE SUBSUELO

- a) Válvula ecualizadora de retención.

b) Válvula de bombeo neumático.- En la industria del petróleo existen varios tipos de válvulas, siendo los que se usan en la zona:

b.1) Válvula de bombeo neumático recuperable.

b.2) Válvula de bombeo neumático convencional no recuperable.

b.3) Válvula ciega de ecualización recuperable.

c) Mandriles.- Existen diferentes tipos de mandriles, siendo los usados en nuestras operaciones los siguientes:

c.1) Mandriles con bolsillo

c.2) Mandriles convencionales

5.4.2 EQUIPO DE SUPERFICIE:

En una instalación de bombeo neumático a un pozo productivo, el equipo de superficie nos permite:

- Inyectar en el pozo productivo, un número determinado de veces al día, o un número de ciclos por día.
- Controlar la duración de cada ciclo (tiempo) de inyección, lo cual nos permitirá inyectar una cantidad de gas más o menos fija cada vez que se abra la válvula. Este equipo comprende:

a) Válvula Motora

b) Controlador de ciclos

5.5 CLASIFICACION DE LOS HIDROCARBUROS

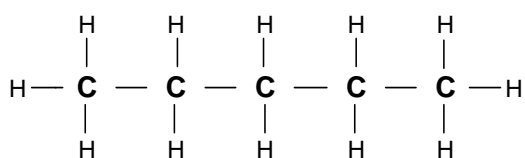
El petróleo es una mezcla de varias sustancias, compuestas principalmente por dos elementos: carbono e hidrógeno, llamados hidrocarburos. Por medio de

procesos de separación física se obtienen del petróleo productos como el gas licuado, gasolina, kerosene, lubricantes, etc.

Existen cuatro grupos principales presentes en el crudo de petróleo: los compuestos puros constituidos por las parafinas, naftenos y aromáticos, y los compuestos mixtos (resinas y asfáltenos).

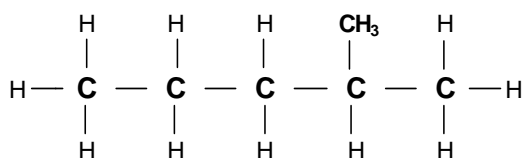
5.5.1. LAS PARAFINAS

Denominados también alcanos, tienen la fórmula general C_nH_{2n+2} ; la molécula más simple es el metano CH_4 . Las parafinas con números de átomos de carbono menor a cinco se encuentran en estado gaseoso a condiciones normales de temperatura y presión. En adición al metano (principal componente del gas natural), las parafinas en estado gaseoso incluyen etano, propano y butano (por simplicidad son llamados parafinas con número de carbonos C_1 a C_4).



n - pentano

ESTRUCTURA DE LAS



PARAFINAS

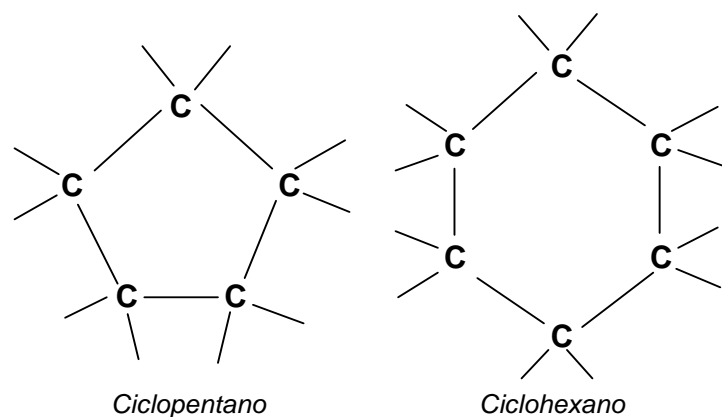
iso - pentano

De C_5 a C_{15} , las parafinas se presentan en estado líquido a temperatura y presión normales y las moléculas con números de carbono mayores a C_{16} son extremadamente viscosos y pueden encontrarse como cera sólida.

Existen dos tipos básicos de moléculas de parafina en la serie. Estos tienen la misma composición química, una consiste de moléculas de cadenas lineales y la otra de moléculas ramificadas, llamadas isoparafinas.

5.5.2 LOS NAFTENOS

Es el segundo grupo de hidrocarburos importantes encontrados en el crudo, conocidos como cicloalcanos. Son hidrocarburos saturados y presentan estructuras de moléculas con anillo cerrado con la fórmula general C_nH_{2n} . Los naftenos se reportan como átomos de carbono de tres a más de treinta átomos de carbono en los anillos.



ESTRUCTURA DE DOS NAFTENOS

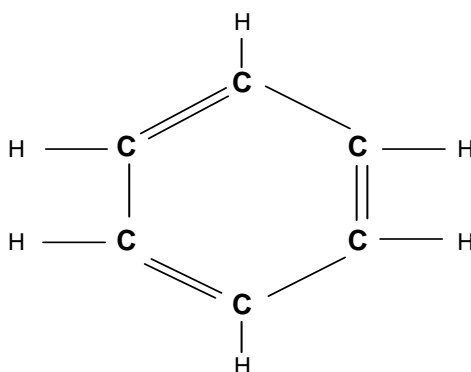
El ciclopentano (C_5H_{10}) con anillo de cinco átomos de carbono y el ciclohexano (C_6H_{12}) con un anillo de seis átomos de carbono son los naftenos predominantes en los petróleos.

La mayoría de los crudos contienen cantidades similares de naftenos y parafinas. Juntos hacen más del 60% en la mayoría de los crudos.

5.5.3. LOS AROMÁTICOS

Representan el tercer grupo de compuestos de hidrocarburos encontrados en el crudo de petróleo. Son insaturados con respecto al

hidrógeno. Su estructura está basada en un anillo de seis átomos de carbono, llamado anillo bencénico; el miembro más simple es el benceno



**ESTRUCTURA MOLECULAR
DEL BENCENO**

C₆H₆. Son líquidos a temperatura y presión normal, y se presentan en cantidades relativamente menores en crudos livianos, incrementando con la disminución de la gravedad API a más de 30% en crudos pesados.

5.5.4 RESINAS Y ASFÁLTENOS

No son hidrocarburos puros, incluyen otros elementos como el oxígeno, nitrógeno y azufre; generalmente se presentan en crudos de tipo aromático pesado, donde el contenido de la combinación de resinas y asfáltenos contienen rangos de 25 a 60 por ciento.

5.6 COMPOSICION DE LA PARAFINA EN EL PETROLEO

En la industria del petróleo, la denominación parafina es aplicada para definir a una porción orgánica pesada de petróleo crudo la cual, si se le dan las condiciones apropiadas, puede precipitarse para formar sedimentos o depósitos.

La apariencia del depósito de parafina puede variar desde blanca y cristalina hasta una sustancia casi totalmente asfáltica, resinosa y amorfa.

Todos los petróleos contienen componentes parafínicos, su porcentaje de participación en la composición del crudo dependerá de su formación geológica de origen.

Las moléculas de parafina de bajo peso molecular se encuentran en estado líquido, y actúan en el crudo como solventes de las parafinas lineales por encima de 16+, que se presentan en estado sólido. Contienen de 90-93 a 99% (en masa) y más alcanos de estructura normal.

Las parafinas con átomos de carbono mayores a 16 son sólidas, contienen más de 75% de alcanos normales y pequeñas cantidades de cicloalcanos e hidrocarburos ramificados.

La parafina en la mayoría de los casos se encuentra en forma de pequeñas partículas suspendidas en la fase aceite o como depósitos en fase sólida.

5.7 ESTRUCTURAS CRISTALINAS

De acuerdo a su estructura cristalina pueden agruparse en parafinas y ceras, en ambos casos dentro de la malla cristalina queda atrapado el aceite, por lo que deben ser sometidas a un proceso de refinación cuando van a ser utilizadas como materia prima.

5.7.1 Parafinas

Constituyen del 60 al 90% del depósito formado en el crudo, y contienen cadenas de hidrocarburos lineales y ramificados de tamaños variables.

Los depósitos que tienen consistencia suave están compuestos de moléculas generalmente de 18 a 36 átomos de carbono. El punto de fusión está por debajo de 150°F y el peso molecular es menor a 450. Cuando estas parafinas se vuelven sólidas forman cristales largos, bien formados, los cuales están aglomerados formando unidades grandes.

Estos tienen la apariencia de placas o agujas largas, siendo esta última la forma predominante para moléculas de alto peso molecular (Figura 4).

De acuerdo a los resultados de propiedades físicas y análisis de composición del petróleo, es a este tipo de parafina al que nos referiremos.

5.7.2 Ceras

Están constituidos por microcristales irregulares. Tienen un alto peso molecular y un punto de fusión que varía entre 140°F a 200°F. Las cadenas de hidrocarburos son largas, con moléculas de cadenas ramificadas y anillos cíclicos localizados frecuentemente en un arreglo al azar en las cadenas de carbono. Las moléculas tienen de 30 a 60 átomos.

Durante el desarrollo del presente trabajo se emplea el término *parafina* para definir a las ceras de parafina que comprenden moléculas con más de diez carbonos en su estructura molecular, debido a que estos compuestos son la causa de los problemas en la zona.

Algunas composiciones y propiedades de los tipos de parafinas se muestran en la Tabla 1.

5.8. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LAS PARAFINAS

Las principales propiedades de las parafinas son consecuencia de sus diferentes estructuras:

- **Solubilidad:**

Las parafinas son compuestos no polares, se disuelven en solventes orgánicos, no polares o débilmente polares. Son hidrofóbicos, es decir

insolubles en agua. Hay decrecimiento de la solubilidad conforme aumenta el número de carbonos.

- **Densidad :**

Las parafinas o normal alcanos tienen densidades de aproximadamente 0,78 g/ml en estado fundido y de 0,86 hasta 0,94 g/ml en estado sólido, en comparación con 1 g/ml para el agua. El contenido de parafina incrementa paralelamente a la disminución de la densidad del petróleo.

- **Punto de ebullición:**

Aumenta gradualmente conforme incrementa el número de átomos de carbono, y en consecuencia el peso molecular de la parafina. Las moléculas de mayor peso molecular presentan áreas superficiales grandes, lo que ocasiona mayores atracciones moleculares de Van der Waals. Las parafinas ramificadas son más compactas, con menor área superficial para la interacción de las fuerzas de London, lo cual ocasiona que sus puntos de ebullición sean menores con respecto a las n-parafinas.

- **Punto de fusión:**

Depende generalmente de la cantidad de aceite presente. Los puntos de fusión aumentan directamente proporcional al peso molecular, pero no con la regularidad del punto de ebullición. Las n-parafinas con números de átomos de carbono pares a diferencia de aquellas con número similar de átomos, pero impares, se empacan mejor en una estructura sólida, y se necesitan temperaturas más altas para fundirlas. Asimismo, las ramificaciones de la cadena parafínica afectan su punto de fusión. Una parafina ramificada funde a menor temperatura que la normal parafina con el mismo número de átomos de carbono

De manera general se puede decir que la parafina con un alto número de átomos de carbono ($C > 40$), de forma simétrica y compacta, funde a temperaturas elevadas.

5.9 FACTORES QUE ORIGINAN LA FORMACIÓN Y ACUMULACIÓN DE PARAFINA

Generalmente se asume que la parafina se halla en solución en el petróleo bajo condiciones del yacimiento. Sin embargo, si estas condiciones son alteradas la parafina puede precipitarse del petróleo y adherirse a las paredes de la tubería de producción.

Los factores que inciden en la precipitación y acumulación de parafina del petróleo crudo son:

- **Reducción de la temperatura :**

La naturaleza de un pozo productor de petróleo puede ser visto como un gran aparato de destilación, donde un líquido caliente tiene diferentes componentes en solución y se va enfriando en su trayecto hacia la superficie.

La velocidad de enfriamiento depende de la gradiente de temperatura del pozo y de la temperatura del gas inyectado, para el caso de pozos a los que se inyecta bombeo neumático como energía de arrastre. Las caídas de temperatura en el fluido son generalmente graduales, pero pueden ser rápidas si el gas disuelto en el petróleo comienza a escapar de la solución. En cualquier caso, sea dentro de la formación o en la línea de producción, se puede alcanzar el punto de niebla*.

La diferencia de temperatura resultante de la registrada por el crudo y la pared de la tubería de producción afecta tanto a la cantidad como a las características de la parafina depositada durante la producción.

* Punto de niebla: Temperatura a la cual las primeras cadenas de parafina cristalizan.

En la Tabla 2 se resume las características de los depósitos de parafina como una función de la temperatura de la tubería de producción y del crudo.

○ **Volatilidad de los hidrocarburos livianos del crudo:**

Todos los crudos experimentan algunos cambios de composición durante la producción por la variación de las condiciones PVT desde el reservorio hasta la superficie. El volumen molar de las fracciones de crudo pueden variar debido a la despresurización del crudo. Los hidrocarburos livianos, los cuales son cadenas lineales de n-alcános pueden expandirse relativamente más rápido que los componentes pesados del crudo. El incremento en el volumen molar de los hidrocarburos livianos continúa por encima de la presión del punto de burbuja del fluido, escapando del fluido en estado gaseoso. Como resultado de esto se obtiene una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos, causando la disminución en la concentración de los hidrocarburos de bajo peso molecular. Esto altera la composición de la fase líquida.

○ **Composición química del crudo:**

Tiene una influencia primaria en la formación de los depósitos de parafina y en las características físicas y químicas de estos. A una temperatura dada, la composición de la fracción líquida del crudo y la cantidad de números de carbonos de las parafinas lineales determinan la tendencia de la cristalización de parafina en el fondo del pozo y en las líneas de flujo. Las condiciones físicas bajo las cuales se forman los cristales de parafina influyen tanto en la cantidad y composición del depósito.

○ **Presencia de emulsiones:**

El crudo de petróleo es un sistema complejo, el cual incluye varias especies bipolares (alcoholes, ácidos carboxílicos, etc.) capaces de formar emulsiones. La variación de las fracciones polares y no polares de estos elementos determina la variedad de tamaños de las emulsiones presentes.

Las emulsiones (formadas por aceite, parafina y agua) están asociadas frecuentemente a la presencia de moléculas de parafina de alto peso molecular, que se han desarrollado en la interfase entre el agua y el aceite.

○ **Empleo de bombeo neumático :**

Las operaciones con bombeo neumático frecuentemente proveen excelentes condiciones para la rápida formación de depósitos de parafina, esto debido a la presencia de diminutas burbujas de gas que proveen centros de crecimiento para los cristales de parafina. Además su influencia en la variación de la temperatura en el medio es muy importante.

○ **Humedad:**

La humedad afecta la precipitación de parafina independientemente de la diferencial de temperatura. Al haber una baja tensión superficial entre la parafina y el agua, existirá muy poco depósito de parafina en la pared que está totalmente cubierta con agua.

Aunque el aceite y la parafina disueltas puedan cubrir completamente la película de agua, ningún enlace firme al metal subyacente es posible. Cualquier acumulación de parafina sólida está tan débilmente adherida que en lugar de restringir el paso del flujo, es arrastrado por el fluido antes de su crecimiento.

○ **Velocidad del fluido:**

La velocidad de la acumulación de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades y disminuye con el aumento de la velocidad del fluido.

La velocidad del fluido afecta el carácter del depósito. Una alta velocidad de flujo remueve selectivamente las fracciones más suaves dejando los depósitos duros, aquellos de alto punto de fusión, mientras que una baja

velocidad de fluido permite la inclusión de ceras suaves formando depósitos blandos de bajo punto de fusión.

- **Presencia de material externo en el crudo :**

Es común que en el crudo se encuentren asociados una variedad de compuestos agregados tales como productos de corrosión (limaduras de hierro), arena y compuestos inorgánicos, como carbonatos. Muchos de estos materiales pueden incorporarse dentro del cristal de parafina, o pueden actuar como núcleo alrededor del cual la parafina cristaliza.

- **Rugosidad del área superficial:**

Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.

Siendo la fuerza de adhesión una función del área superficial, la adhesión de la parafina crece con el aumento de cantidad de las irregularidades y porosidades en la superficie.

- **Tiempo:**

La cantidad de parafina depositada se incrementa con el tiempo hasta que la conductividad térmica del sólido por sí mismo la minimiza, estabilizándose la cantidad de depósito.

5.10 PROBLEMAS TÉCNICOS ASOCIADOS A LA PARAFINA

La acumulación de parafina en los equipos ocasiona grandes inconvenientes a la industria de producción de petróleo; es hallada en todas las áreas, desde la cara de la formación hasta las líneas de transporte, ocasionando reducción en la producción e incremento de los costos operativos debido al mantenimiento necesario para su prevención y/o remediación.

Formaciones:

Las acumulaciones de parafina han sido reportadas incluso en la cara superficial de las formaciones de arena. Cuando esto ocurre, resulta usualmente una reducción en la producción, y si los métodos de tratamiento no tienen éxito, un trabajo de limpieza del pozo es necesario, empleando unidad de servicio de pozos.

Tubería de producción:

Es uno de los lugares más comunes para que se deposite la parafina. Esto es debido principalmente al enfriamiento del crudo en las porciones superiores de la tubería, generalmente a un promedio de 3000 pies de profundidad. Este enfriamiento es causado por las reducciones de presión y las subsecuentes pérdidas de gases y volátiles, zonas de agua fría y menores gradientes de temperatura transfieren calor del crudo hacia las formaciones más frías. (Figuras 5, 5A)

Tanques de almacenamiento:

La parafina puede acumularse en los tanques de almacenamiento. Estas acumulaciones pueden resultar en la reducción de la capacidad del tanque, lecturas equivocadas de la cantidad de petróleo en el tanque, aumento en el costo del tratamiento del petróleo, y finalmente la pérdida parcial o total del petróleo debido a la inhabilidad de tratar el petróleo. (Figuras 6, 6A)

Tanques de asentamiento:

Las acumulaciones ocurren usualmente en la superficie de separación o entre cara del petróleo y agua. Acumulación de hasta 3 pies de parafina puede formarse en las líneas troncales largas de los tanques por más de un año, reduciendo la cantidad de almacenamiento disponible. Esto resulta en una acción de lavado reducida y más agua llevada a los tanques de almacenamiento u oleoductos.

Separadores:

Las acumulaciones de parafina en los separadores de petróleo y gas pueden resultar en la obturación de válvulas vaciadoras y líneas de descarga. La acumulación dentro del separador causa una reducción en su capacidad. Esta pérdida puede resultar en un exceso o pérdida de líquido dentro de la línea de gas. El exceso algunas veces resulta en acumulaciones de parafina en el extractor de neblina del separador con la consecuente reducción de la presión, causando avería a esta parte del equipo.

Equipo de medición automático:

El equipo de medición, principal componente del control remoto automático para manejar crudos, es cada vez más importante. Las acumulaciones de parafina pueden ocurrir en medidores de orificio, mecanismos de control de las válvulas, gravímetros, extractor de muestras, etc. Esto puede resultar en una paralización de estaciones o plantas completas.

Oleoductos:

La parafina se adhiere fácilmente al lado de las paredes del tubo. Este problema comienza apenas el crudo con parafina es introducido dentro de un sistema recolector. Las líneas que van a los tanques son generalmente de 3 a 6 pulgadas de diámetro, y el paso a través de estas es bastante lento en la mayoría de los casos. Las temperaturas de superficie y el lento fluir favorecen la acumulación de la parafina que al fin resulta en líneas limitadas y tapadas, pudiendo ocasionar cierres y modificaciones al equipo de superficie.

6. DESCRIPCIÓN DEL AREA

6.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

El área de estudio se encuentra ubicado en el lote Z-2B del Zócalo Continental frente a las costas del distrito de Lobitos, provincia de Talara, departamento de Piura, en el norte del Perú. (Figura 7).

6.2 DISTRIBUCION DE POZOS

La explotación en las áreas costafuera (offshore) se realiza mediante pozos instalados en plataformas fijadas en el suelo marino, a profundidades que oscilan entre 50 y 380 pies. El petróleo y gas extraído son transportados a través de oleoductos y gasoductos submarinos desde las diversas plataformas hacia tierra, donde son almacenados en puntos de recolección y transferidos a través de un oleoducto / gasoducto principal hacia puntos de fiscalización y venta.

A diciembre del año 2001 este lote produce petróleo de diversas características en un total de 623 pozos, siendo 26 pozos inyectoros de agua, mientras que un total de 701 pozos se hallan en calidad de abandonados (Tabla 3).

Para el área de estudio (Area Lobitos Mar) se tiene un total de 190 pozos instalados en 22 plataformas marinas, de ellos 153 son productores y 18 se encuentran cerrados (Tabla 4).

6.3 HISTORIAL DE PRODUCCION

El Lote Z-2B comenzó a ser explotado a inicios de los años '60, con el desarrollo de cuatro áreas productivas: Peña Negra, Lobitos, Litoral y Providencia.

Una intensa actividad, principalmente en las dos primeras áreas antes mencionadas, permitió incrementar la producción de crudo hasta llegar a los 38423 BOPD en el año 1974. En los años posteriores, la retracción de las labores de perforación junto a la declinación natural de la energía de los reservorios ocasionaron una gran disminución en la producción. A diciembre de 2001 esta se encuentra alrededor de 12500 BOPD.

En el área de Lobitos Mar la producción promedia en los últimos seis años ha mostrado una sensible declinación (Tabla 5, Gráfico 1); para el año 2001 se reporta una producción promedia de 4266 BOPD y 807 BWPD. (Tabla 6, Gráfico 2).

El desarrollo del presente estudio comprende a 18 plataformas marinas, con un total de 136 pozos productores de petróleo, que producen por medio del sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático. (Tablas 7 y 8). De este total, 45 pozos presentan instalación del tipo convencional y 91 pozos con el tipo de sarta paralela o BLT (Gráfico 3).

En el Area Lobitos Mar se concentra aproximadamente el 36 % del total de la producción del lote (Tabla 9); asimismo, es la que tiene mayores problemas de acumulación de parafina, siendo alto el consumo de productos químicos para tratamiento (el 78% del total utilizado en el lote); este se concentra en tres plataformas, que copan el 85% del consumo del área (Tablas 10 y 11).

6.4 CARACTERISITICAS GEOLOGICAS Y FISICAS

El lote Z-2B presenta características estratigráficas similares a los demás lotes de la cuenca Talara, bastante compleja y cuya interpretación ha sufrido modificaciones y ha ido evolucionando de acuerdo a las hipótesis y estudios. Las formaciones productoras son pertenecientes al Eoceno inferior y medio principalmente (Figura 8).

Las principales arenas productoras de crudo en el Area Lobitos son:

- Basal Salina
- Mogollón
- Ostrea
- Pariñas
- San Cristóbal
- Talara
- Río Bravo
- Terebrátula

Un gran número de los pozos produce de dos formaciones, siendo considerados así en la distribución (Tabla 12).

Según los estudios realizados, las formaciones que originan la mayor acumulación de parafina son : Pariñas, Basal Salina y Mogollón, mientras las que presentan menor acumulación son Ostrea, San Cristóbal, Talara y Terebrátula.

Detallar cada una de las unidades de la secuencia estratigráfica sería demasiado extenso y no es el propósito del presente trabajo; mas una breve descripción de las formaciones productivas que originan la mayor acumulación de parafina en el Area Lobitos es expuesta:

Formación Pariñas.- La litología está conformada por areniscas conglomeráticas blanco-cuarzosas intercaladas con lutitas gris verdosas, su estratificación es gruesa; el contacto inferior y superior es conformable con la formación Chivo y Chacra, respectivamente; las variaciones laterales son conspicuas y la facie lutítica aumenta hacia el norte. El ambiente deposicional es transicional deltaico de edad eocénica inferior.

Formación Basal Salina.- Conformada por areniscas blanco-cuarzosas, intercaladas de lutitas de estratificación gruesa y delgada, siendo su contacto inferior discordante con la formación Balcones y superior conformable con la formación San Cristóbal. La facie arenosa se incrementa al noroeste y se hace lutítica al suroeste; el ambiente deposicional está formado por bancos depositados en un ambiente de corrientes laterales y acción de olas.

Formación Mogollón.- Caracterizada por areniscas conglomeráticas alternadas de lutitas grises de estratificación gruesa a masiva; su contacto inferior y superior es conformable con las formaciones San Cristóbal y Palegreda respectivamente; se hace más lutítica hacia el norte y su ambiente deposicional es transicional a complejo deltaico cuya edad es eocénica inferior.

Entre las características físicas del área tenemos: una porosidad variable entre 12 y 18%, un rango de permeabilidad entre 0.4 y 1.5 md y una salinidad del agua de formación de alrededor de 9000 ppm; otras características son detalladas en la Tabla 13.

7. ASPECTO TECNICO

7.1. TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE PRECIPITACIÓN DE PARAFINA

En la industria petrolera se distinguen dos tipos de tratamientos dirigidos al control de la precipitación de parafina en pozos productivos: los tratamientos de inhibición, aplicados con el objeto de prevenir la ocurrencia del problema de formación y precipitación, y los tratamientos de remediación o limpieza, los cuales se realizan cuando el problema ya se ha presentado.

7.1.1. TRATAMIENTOS DE INHIBICIÓN

Entre estos tratamientos se encuentran el control químico empleando solventes, inhibidores o dispersantes seleccionados de acuerdo a las características del petróleo; asimismo se emplea tecnología electromagnética, que consiste en la ubicación de electroimanes dentro de la instalación del pozo, a la profundidad donde se inicia la cristalización de parafina; también son utilizadas técnicas microbiológicas, con el uso de bacterias seleccionadas específicamente, que actúan como agentes de limpieza e inhibidores de la formación de parafina previo al desplazamiento del crudo hacia la superficie, esto es a condiciones del reservorio.

7.1.2. TRATAMIENTOS DE REMEDIACIÓN

Los tratamientos de remediación o limpieza son usados en los campos de producción como primera alternativa para la remoción de los depósitos de parafina, debido a su facilidad de aplicación y su rápido efecto, realizándose inclusive en pozos que se encuentran con un tratamiento de prevención, por lo cual su incidencia en el estudio del tratamiento de inhibición es fundamental y de mucha importancia para su evaluación.

Los tratamientos de limpieza comúnmente empleados son: las operaciones de *corte de parafina* y la inyección de aceite caliente (*hot oil*).

7.2. TRATAMIENTO QUIMICO

Se basa en la dosificación de productos químicos al pozo productor, los cuales han sido seleccionados adecuadamente para prevenir, reducir o remover los depósitos de parafina.

Para seleccionar la química adecuada en el tratamiento, debe considerarse lo siguiente:

- a) El mejor tipo de producto químico de acuerdo al objetivo del tratamiento.
- b) La concentración o dosificación a la cual la química sea más efectiva.
- c) Resultados obtenidos en laboratorio.
- d) El método de aplicación que asegure la efectividad del tratamiento.

7.2.1. TIPOS DE PRODUCTOS QUIMICOS

En la industria del petróleo se emplean tres tipos de productos químicos para controlar los depósitos de parafina: solventes, dispersantes e inhibidores.

SOLVENTES:

Son compuestos orgánicos derivados del petróleo, usados para restaurar las propiedades solventes del crudo, dadas por los compuestos livianos que este pierde por fuga debido a una reducción de temperatura y/o presión.

Entre las propiedades incluye un contenido aromático, por su capacidad para disolver un gran rango de parafinas, no tener tendencia a la formación de emulsiones y ser compatible con el fluido del reservorio.

Hasta la actualidad se han empleado muchos solventes para mantener el sistema limpio; entre ellos se tienen a los condensados, gasolina, pentano, aceites livianos, xileno, tolueno, tetracloruro de carbono, tricloroetileno.

El poder de solvencia puede definirse como la habilidad de un solvente para disolver otras sustancias. La determinación de la velocidad de dilución se basa en la habilidad de un solvente para mezclarse y disolver una sustancia.

INHIBIDORES:

Son llamados también depresores del "*pour point*"* (punto de cedencia) y modificadores de cristal. Usualmente tienen en su composición solventes de parafina como portadores del mismo. Presentan un bajo peso molecular con el fin de mantenerse soluble en el crudo a las condiciones que experimenta durante su recuperación.

Estos productos son añadidos al crudo antes de que este alcance el punto de niebla reduciendo o eliminando la formación de parafina, obteniéndose como resultado la reducción del "*pour point*" del crudo y modificaciones en el crecimiento de la estructura de los cristales.

DISPERSANTES:

Son compuestos orgánicos, una mezcla de surfactantes y penetrantes combinados en solventes aromáticos selectivos. Tienen en su composición moléculas de alcohol, que tienen por finalidad mejorar la interacción entre los grupos polares presentes en la emulsión.

* Pour point: Temperatura a la que el fluido deja de fluir.

Los dispersantes son eficientes en crudos que presentan un corte de agua mayor al 20% y que usualmente están en forma emulsionada. Generalmente son usados en pozos que han sido recientemente limpiados con métodos mecánicos, térmicos o químicos.

El mecanismo de acción de los productos dispersantes sobre la parafina está influenciada por la acción de los surfactantes presentes en su composición. La acción de los solventes aromáticos adiciona el efecto de solubilidad del producto en la fase aceite.

El dispersante actúa en dos aspectos: dispersando las acumulaciones de las moléculas de parafina y separando el agua emulsificada sobre la cual se ha formado la parafina.

Efectos colaterales:

- Mejora la desemulsificación.- La parafina es un estabilizador para emulsiones, al dispersarlo químicamente se favorece el tratamiento posterior de desemulsificación.
- Mejora el control de la corrosión.- El control del crecimiento de parafina en el tubo de producción causa una reducción del estrés de corrosión; la limpieza y recubrimiento de la superficie del metal con el dispersante actúa como una lámina inhibidora protectora de la superficie interna de la tubería.

7.2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

La química es mezclada con un volumen determinado de aceite en un tanque, el cual está implementado con un instrumento de medición de nivel, la mezcla es enviada hacia la línea de bombeo neumático mediante bombas inyectoras, las cuales trabajan con un sistema neumático que emplea gas a una presión regulada de 40 psi,

proveniente de la producción de los pozos en la plataforma; el gas le da movimiento a un pistón que es el impulsor del fluido a ser inyectado.

La inyección de química hacia el pozo productor se realiza por la línea de inyección de bombeo neumático, e ingresa a la zona profunda de la tubería de producción en forma atomizada como consecuencia de la alta presión por el bombeo neumático (unos 900 psi). (Figura 9).

7.3. TRATAMIENTO FISICO-TERMICO

Consiste en hacer circular un fluido caliente en la tubería de producción, fundiendo de esta manera los depósitos de parafina formados en las paredes. Los fluidos que se emplean son el aceite caliente (*hot oil*) y vapor de agua (*hot water*). En la industria se emplea comúnmente el primero de los mencionados, por su fácil disposición pues forma parte de la producción de los pozos.

El fundamento de este tratamiento es el cambio de fase de la parafina que se encuentra en estado sólido al estado líquido por la adición de calor, a partir de una fuente externa, el aceite caliente.

El fluido a emplear para la fundición del depósito debe poseer la temperatura adecuada, de manera que cuando entre en contacto con la parafina depositada a lo largo de la pared de la tubería, conserve un valor superior al punto de fusión del fluido producido.

Este método tiene las ventajas de su simplicidad en la aplicación y los resultados inmediatos, siendo la desventaja tener disponible el equipo cuando sea requerido. (Figura 10).

7.3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

1. El aceite a emplear en el tratamiento es obtenido del separador de totales (donde se reúne todo el crudo producido por el grupo de pozos en una plataforma) y enviado a un tanque cilíndrico.
2. El aceite es calentado por contacto directo con vapor de agua proveniente de un caldero. El calentamiento se efectúa hasta que se obtenga una temperatura mayor a la de ebullición del aceite (160°F), llevado a cabo a condiciones rutinarias de operación en un tiempo aproximado de 80 minutos.
3. El vapor obtenido en este proceso es saturado, con una temperatura promedio de 200°F y una presión de 200 psi. El caldero en servicio se halla en una barcaza, cerca de la plataforma, por esta razón en el trayecto del vapor a través de la línea que atraviesa un medio mucho más frío como es el agua de mar, aproximadamente 62°F, se pierde calor, siendo la temperatura que se alcanza en el tanque de calentamiento muy inferior a la registrada a la salida del caldero.
4. El aceite que se encuentra a la presión del sistema (30 psi) es enviado a un tanque calibrado de 5 barriles de capacidad, llamado *volumeter*, para:
 - a. Drenar el vapor de agua condensado.
 - b. Medir el flujo de aceite a inyectar.
 - c. Darle al aceite la presión necesaria para ingresar al pozo pero sin sobrepasar la presión que se desarrolla en el fondo del mismo, ya que esto conduciría a un empuje del fluido hacia el interior del reservorio, causando un rápido sobreenfriamiento y consecuentemente la cristalización de parafina y el taponamiento de los poros de las arenas productoras.

Usualmente la presión que se alcanza en este volumeter es de 60 psi.

5. Previamente a la inyección del aceite hacia el pozo se procede a desfogar la línea de producción (abrir la válvula de cabeza del pozo para liberar el gas acumulado y el remanente de crudo atomizado hacia el separador). Esto se efectúa con el fin de despresurizar la línea de producción interior del pozo.
6. El proceso de inyección del aceite caliente se realiza a través del área por el cual produce el pozo. La inyección del aceite es rápida, así como su permanencia dentro del pozo, pues inmediatamente se reinicia el ciclo productivo descargando hacia el separador el aceite inyectado, el cual arrastra la parafina disuelta y el fluido de producción (acumulado durante el cierre del pozo).
7. Con el fin de verificar la eficiencia del tratamiento, se registra en un rotámetro del separador de prueba el flujo obtenido después de la operación de limpieza. Un buen trabajo de limpieza con aceite caliente mostrará un ligero incremento de la producción, ajustándose los valores obtenidos a su curva de declinación normal.

7.3.2. CONSIDERACIONES OPERATIVAS

- El agua empleada en el caldero debe estar libre de sólidos y sedimentos , por ello es recomendable el uso de agua blanda y la adición de coagulantes y floculantes que arrastren los depósitos inorgánicos.
- La temperatura y presión del vapor del caldero deben encontrarse en los valores de saturación, con lo que se asegura la

vaporización total del agua, incrementando su capacidad calorífica necesaria para el calentamiento directo del aceite.

- El volumen de aceite inyectado debe ser tal que no cause problemas como la sobrepresión del pozo o la solidificación de parafina por el enfriamiento rápido en su trayectoria por el pozo y líneas de producción.
- Debe tratarse previamente el aceite a emplear en el calentamiento para separar el agua, sedimentos y parafina sólida que puedan estar presentes en el fluido.
- Para asegurar el calentamiento homogéneo del aceite debe instalarse una termocupla en el tanque de calentamiento para medir la temperatura óptima para el trabajo (entre 180°F y 200°F).
- Es recomendable un drenaje periódico de agua condensada del tanque de calentamiento antes de enviarlo al volumeter. Asimismo la válvula de salida debe colocarse a un nivel intermedio, por encima de la fase acuosa formada en el tanque.
- Para asegurar que el tiempo de residencia del aceite caliente en el pozo sea mínimo, abrir el pozo inmediatamente. El cambio acelerado de temperatura provoca la cristalización de parafina aún en el fondo del pozo, obstruyendo parte de la instalación de subsuelo como la válvula de asiento y la válvula de inyección.
- Realizar la prueba del pozo después del tratamiento para evaluar la eficiencia del trabajo.

8. APLICACIÓN: USO DE LA UNIDAD A CABLE

8.1 EL SERVICIO CON UNIDAD A CABLE

Es un procedimiento mediante el cual varias funciones de mantenimiento, reparación, control y seguridad son realizadas bajo presión en el fondo de un pozo. Dichas funciones se efectúan instalando y recuperando las herramientas y equipos dentro y fuera del pozo, empleando una línea de cable de diámetro pequeño, el cual va montado sobre un tambor (*drum*) de potencia en la superficie.

Algunas de las funciones ejecutadas por el servicio con unidad a cable son:

- Instalación y recuperación de equipos de control de subsuelo de las instalaciones de bombeo neumático tales como: válvulas de bombeo neumático, válvula estacionaria, válvulas de seguridad, tapones y reguladores de presión.
- Corrida de instrumentos (*ameradas* y *memory gauge*) para tomar registros de presión y de temperatura.
- Corrida de sarta de herramientas para determinar el nivel de fluido y tope de arena.
- Instalación y recuperación de sistemas mecánicos de remoción de parafina tal como los paquetes de plunger lift; y
- **Limpieza mecánica** (remoción) de arena, carbonatos y **parafina** que se encuentran adheridos a las paredes de las tuberías de producción dentro del pozo.

8.2 EQUIPO DEL SERVICIO DE UNIDAD A CABLE

El equipo requerido para realizar las operaciones con unidad a cable depende grandemente de la presión del pozo y del diámetro de la tubería. Se detallan los componentes estándares usados en una operación con unidad a cable

normal para un pozo de menos de 5000 lb/pulg² de presión en superficie y una tubería de 2 ½” de diámetro interno:

8.2.1 ALAMBRE

Generalmente el alambre más usado para las operaciones es el fabricado con acero al carbón (carbon steel). Estos se hallan disponibles en longitudes variadas de 10,000 hasta 30,000 pies, en diferentes diámetros tal como .066, .072, .082, .092, .105 y .108 pulgadas. con diversos valores de resistencia a la ruptura. El alambre usado para el servicio en nuestra zona petrolera es el pulido estándar de acero al carbón (standard bright carbon steel) de 0.092”, según las especificaciones API-9A para alambre y están disponibles en tambores de 25,000 pies.

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL ALAMBRE

Material	Acero al carbón.
Diámetro	0.092 ± 0.001 pulgadas
Resistencia de ruptura (breaking strength)	Mínima: 1,547 lbs.
	Máxima: 1,877 lbs
Torsión	23 (número mínimo de vueltas en 8 pulgadas)
Peso	22.58 lbs. (por 1000 pies)
Elongación	0.615 pulgadas (por 100 pies por 100 lbs)
Diámetro relativo de la polea	16 pulg.
Especificación técnica	API – 9 A

8.2.2 UNIDAD MECANICA

Las unidades usadas en este tipo de operaciones son generalmente accionadas por sistemas de transmisión a control hidráulico o mecánico. El alambre es instalado sobre un tambor, el cual es normalmente accionado por un motor a diesel. La fuerza motriz es transmitida desde el motor hacia el tambor hidráulicamente o a través de una caja de

cambios y fajas de tipo “V” o cadena, dependiendo del tipo de unidad a ser usada.

Estas unidades están montadas sobre una estructura metálica que es el patín. Realizan trabajos livianos y pesados, y constan de un guiador de alambre con su respectivo contómetro para saber a qué profundidad se está bajando, y todos los repuestos necesarios, los cuales pueden ser transportados en embarcaciones marítimas hacia las plataformas del zócalo continental mediante lanchas para luego ser levantados por una grúa o winche a gas, o en camiones con winche de cable que permitan manipular cualquier operación en los pozos del campo. (Figura 11).

Las unidades a cable de acuerdo a las operaciones a realizar dentro de la zona petrolera a la que se ofrece el servicio deben poseer diversas características, tal como se detallan en las Tablas 14 y 15.

8.2.3 DISPOSITIVO DE MEDICION

Es una de las partes más importantes del equipo. Es necesario desde una simple operación en pozos superficiales, ya sea bajando un peso muerto en un delicado registro de presión hasta una complicada instalación y/o recuperación de la variedad de herramientas especiales de pozos con profundidades conocidas.

A fin de realizar eficientemente y con seguridad cualquier tipo de operación con unidad a cable, el operador debe conocer la profundidad de la herramienta con relación a la cabeza del pozo u otro punto de referencia para que pueda controlar su velocidad y lograr parar antes de que golpee la sarta con la cabeza del pozo o la caja prensa estopa (“stuffing box”). Esto ayudará a prevenir una operación de pesca o daño a la herramienta.

Este dispositivo mecánico mantiene en contacto el alambre que se deslizará libremente con un apoyo fijo y seguro mediante una polea medida accionando un contómetro para registrar las unidades lineales en metros o pies del contacto del alambre con dicha polea. Es generalmente montado en un soporte movable que le permita libertad para moverse.

8.2.4 EQUIPO DE SUPERFICIE

Comprende a todas aquellas herramientas instaladas sobre el cabezal de los pozos, para conectarlo con la unidad a cable y permitir la bajada de las herramientas de subsuelo al fondo de estos (Figura 12).

a) Juego de Lubricadores.- Consiste de tres secciones de tubería, generalmente de 3" de diámetro y con una longitud aproximada de ocho pies cada una, y que encajan a manera de telescopio por medio de uniones rápidas. Esto se hace para facilitar su manejo.

Un lubricador común tiene generalmente 10000 lb / pulg² de presión de prueba y 5000 lb / pulg² de presión de trabajo. Una grampa ajustable de levante es colocada en la sección central para levantar el lubricador con una polea (tecele). Si se añaden secciones extra, se ajusta la grampa para balancear el lubricador y poder facilitar el levantamiento de todo el conjunto. La medida y longitud de estos lubricadores usados en esta zona petrolera son de 2" y 2 ½". En la sección inferior cuenta con una válvula de desfogue para liberar la presión contenida en el lubricador luego de cerrar el pozo.

Son generalmente fabricados con baja aleación de acero, tratamiento al calor y ablandado para cumplir con la norma estándar Revisión MR-01-75, 1978, Sección 11.9.5. Lubricator de la National Association of Corrosion Engineers (N.A.C.E.) .

b) Caja Prensa Estopas.- Viene a ser un empaque de alta presión usado en presiones de pozo de hasta 10000 lb / pulg². La polea de diámetro grande se usa como un preventor de fatiga donde un trabajo constante de la línea sobre un tramo corto es realizado por un tiempo largo. Debajo de la tuerca de empaque son colocados 05 cauchos de neopreno para aprisionar la línea de alambre y evitar fugas de presión, luego se ajustará convenientemente y se aceitará el alambre antes de levantar el lubricador sobre el pozo.

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
CAJA PRENSA ESTOPA “STUFFING BOX”**

Medida	2 pulg.
Presión de prueba	10,000 lbs.
Presión de trabajo	5,000 lbs.
Diámetro cable	0.092 pulg.
Diámetro polea	10 pulg.
Dimensiones	30 pulg x 13 pulg x 4.5 pulg
Medida de empaques	1/2" x 1 1/2"

c) Indicador de peso.- Utiliza un convertidor para recibir y transmitir la tensión de la línea a través de un cable conductor especial a un medidor, el cual indica la carga sobre la línea mediante una aguja y una carátula. El convertidor es colocado a un ángulo de 45° del lubricador y un indicador de carátula es colocado cerca del operador para facilitar la lectura, ambos unidos por el cable conductor.

La tensión de la línea actúa contra un fluido incompresible dentro del convertidor, el cual a su vez actúa a un potenciómetro para transmitir la tensión al medidor. La carátula está marcada para leer cargas sobre la línea de 0 hasta 2000 libras. Las conexiones del cable deben estar siempre limpias para asegurar un comportamiento correcto del indicador.

d) Válvula de seguridad.- También llamado preventor (BOP), es la herramienta principal de precaución y seguridad; se encuentra fijado a una conexión de cabeza de pozo debajo del lubricador. Su uso es recomendado en todos los pozos durante las operaciones con alambre cuando haya cualquier indicación de que pueda existir presión.

Se realiza presionando juntos un juego de sellos manual o hidráulicamente hechos de una empaquetadura elástica para formar un sello. Una vez que la válvula es cerrada, el lubricador puede ser desfogado. Después de sacar y cambiar las herramientas del servicio, el lubricador debe ser nuevamente presurizado antes de abrir los sellos. Esto se hace abriendo una válvula ecualizadora especial al costado de la válvula de seguridad.

**ESPECIFICACIONES TECNICAS
PREVENTOR MANUAL B.O.P. "BOWEN"**

Tipo	Simple
Diámetro Interno	2 ½" pulg.
Presión de trabajo	10,000 psi
Tipo de conexión	Standard 3 1/2" pulg. OD, L.P. PIN
Peso	91 lbs

e) Polea de 90°.- Se encuentra fijada en la cabeza del pozo y se usa para permitir una tracción paralela de la línea con respecto al lubricador. La polea debe ser fijada lo más cerca posible a la cabeza del pozo para prevenir torsión del lubricador cuando se manejan cargas pesadas.

Se aconseja una frecuente inspección de rodamientos y conexiones para evitar una rotura con el consiguiente daño al lubricador.

f) Uniones rápidas.- Estas uniones son conectores los cuales van roscados o soldados en cada sección de los lubricadores, y están diseñados con un o'ring tipo sello para sostener la presión del pozo.

g) Válvula de desfogue.- Permite desfogar la presión existente en el lubricador cuando se le aísla de la presión del pozo, con el fin de retirar o cambiar las herramientas que se encuentran en su interior.

h) Sujetador.- Permite sujetar por medio del alambre el peso que soporta el mismo; se acciona luego de detener la operación de subida o bajada de herramientas por alguna circunstancia propia de la operación.

8.2.5 SARTA BASICA DE HERRAMIENTAS

A fin de realizar operaciones con la unidad a cable en el fondo de los pozos, se tiene una sarta típica de herramientas que va unido al cable para realizar el trabajo según el requerimiento operacional. (Figura 13).

En el caso del servicio de limpieza de parafina, esta se halla conformada por:

- a) **Casquillo.-** También llamado "*pepa*", consiste de un cuerpo, carrete, dedal y resorte que se emplean para conectar el cable de 0.092" al conjunto de herramientas. Cuando no se espera trabajar con elevadas tensiones, se da una sola vuelta alrededor del carrete, con unas diez o más vueltas alrededor del cable.

Para la operación, el cuerpo se introduce en el cable seguido por el resorte y el dedal, luego se amarra el cable en el carrete (Figura 14). Las vueltas deben hacerse juntas y firmes; en la última vuelta se rompe la punta.

Este casquillo tiene un cuerpo de pesca de 1 ^{3/8}" y una caja con rosca estándar de 15/16" que sirve para conectarlo a las herramientas.

**DIMENSIONES CRITICAS
CASQUILLO**

TAMAÑO DE HERRAMIENTA	1 1/4"	1 1/2"
Tipo de pescante necesario CAMCO	2" JDC	
Longitud Total	6 /16"	6 /16"
Diámetro Exterior cuello de pesca	1 3/16"	1 3/8"
Rosca hembra interior de la caja	15/16"	15/16"
Diámetro Exterior Máximo	1 3/16"	1 1/2"

- b) **Barras.-** Comúnmente llamados "*pesos*", se usan para dar peso al conjunto y efectividad a las tijeras cuando se requiere instalar o recuperar los diversos dispositivos de subsuelo del pozo. En pozos donde la presión es alta a veces es necesario colocar peso adicional para vencer la fuerza de la presión actuando sobre el área de la

sección transversal del cable el cual es sellado por la caja prensa estopas.

Las barras estándar de 1 1/2" de diámetro exterior vienen en longitudes de 3' y 5', con un peso aproximado de 6 lbs / pie y conexiones de 15/16". (Figura 15)

**DIMENSIONES CRITICAS
BARRAS**

TAMAÑO DE HERRAMIENTA	1 1/4" x 3"	1 1/2" x 5"
Tipo de pescante OTIS	1 1/2" SS	2" JDS
Longitud Total	36"	60"
Conexión hembra	15/16"	15/16"
Diámetro Exterior cuello de pesca	1 3/16"	1 3/8"
Diámetro Exterior máximo	1 3/16"	1 1/2"

c) Martillo mecánico.- Llamado también " *tijera* ", es utilizado para efectuar golpes hacia arriba o hacia abajo a las herramientas que se encuentran en el interior del pozo, según sea el trabajo a efectuar. Hay tijeras de carrera, tubulares e hidráulicas disponibles en varias medidas y carreras.

Son hechos de acero resistente con recorridos de 20" hasta 30" y conexiones de 15/16" (Figura 16).

**DIMENSIONES CRITICAS
MARTILLO MECÁNICO**

TAMAÑO DE HERRAMIENTA	1 1/4" x 3"	1 1/2" x 5"
Tipo de pescante OTIS	1 1/2" SS	2" JDS
Longitud Total	36"	60"
Conexión hembra	15/16"	15/16"
Diámetro Exterior cuello de pesca	1 3/16"	1 3/8"
Diámetro Exterior máximo	1 3/16"	1 1/2"

- d) Junta articulada.-** Este conjunto permite una acción angular y giratoria entre la tijera y la herramienta o dispositivo de control de subsuelo del pozo. Permite a una herramienta larga alinear y centralizar en el diámetro interior de la tubería especialmente si está curvado (Figura 17).
- e) Cortador de parafina.-** Conocido como " *cuchilla* ", consta de una varilla de 5/8" de diámetro, con agujeros dispuestos de tal manera que los alambres pueda insertarse horizontalmente. La longitud de estos se va aumentando según el avance progresivo de la limpieza de parafina, hasta llegar al diámetro interior de la tubería de producción (Figura 18).

Si la parafina está muy dura es necesario subir y bajar continuamente el cortador, para mantener las herramientas limpias. Asimismo, para evitar obstrucciones debe cortarse lentamente y asegurar que exista suficiente flujo para sacar la parafina del pozo.

**DIMENSIONES CRITICAS
CORTADOR DE PARAFINA**

TAMAÑO DE HERRAMIENTA	1 1/2"	2 "	2 1/2"
Tipo de pescante OTIS	1 1/2"	2"SS	2" SS
Longitud Total	--	9 1/2"	9 1/2"
Rosca hembra	--	15/16"	15/16"
Diámetro Ext. cuello de pesca	1 3/16"	1 3/8"	1 3/8"
Diámetro Exterior máximo	--	1 29/32"	2 5/16"

- f) **Calibrador.-** Conocido también como " *copa* ", es empleado para limpiar las paredes de la tubería. Esta herramienta es circular en su base, con una camisa delgada y un orificio amplio que permite el flujo de la parafina a la superficie. El diámetro mínimo interior es de 2 ^{5/16}" para bajar en tubería de 2 ^{7/8}" O.D. y de 1 ^{7/8}" para bajar en tubería de 2 ^{3/8}" O.D.

El calibrador se coloca debajo de la tijera y las barras a través del lubricador, y deberá ser corrida previamente para pescar o instalar un dispositivo de control de subsuelo en el pozo. Esta maniobra da seguridad al operador que la tubería no tiene restricciones (Figura 19).

8.3 PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA DE PARAFINA

Se detalla la metodología para efectuar la operación de limpieza o corte de parafina en una plataforma, realizando un trabajo seguro, evitando accidentes e impactos ambientales derivados de la actividad, con el fin de recuperar la producción diferida por la reducción del diámetro interno de la tubería.

PROCEDIMIENTO:

1. Se inspecciona el área de trabajo, así como el buen estado de la unidad a cable y las herramientas.
2. Se hace pasar el alambre por el prensa estopas y posteriormente se une éste con el casquillo, haciendo un trenzado.
3. Se posiciona el teclé.
4. Se arma el juego de lubricadores con accesorios y se levanta en la ventana ubicada en el tercer nivel.
5. Se pasa el casquillo por el lubricador hacia la parte inferior (primer nivel).
6. Se conecta la parte superior del lubricador con el prensa estopas.
7. Se une el casquillo a la sarta de herramientas que ingresará al pozo de acuerdo al diámetro de la tubería de producción y de la cantidad de parafina acumulada en su interior. Estos juegos de herramientas pueden ser de tres diámetros diferentes: 1", 1 ^{1/4}" y 1 ^{1/2}"; a su vez, el diámetro del cortador de parafina o cuchilla variará de acuerdo al diámetro de la sarta de herramientas y de la tubería de producción con un máximo de 2" para tubería de 2 ^{3/8}" OD, 2 ^{1/2}" para tuberías de 2 ^{7/8}" OD, 3" para tubería 3 ^{1/2}" OD y 4 ^{1/2}" para tubería de 5 ^{1/2}" OD.
8. La sarta de herramientas es armada e instalada dentro del lubricador.
9. Se cierra la válvula master y la válvula lateral.
10. Se desfoga por tubos (en instalación convencional), se cierra forros y se desfoga tubos (en instalación BLT).
11. Se retira el tapón de la cabeza del pozo.
12. Se instala la válvula TXT en el pozo y luego se cierra (esta válvula será de 2 ^{3/8}" en pozos tipo BLT y 2 ^{7/8}" en pozos tipo convencional).
13. La válvula master es abierta y el pozo se pone en producción.
14. El lubricador es instalado sobre la válvula TXT del pozo.
15. Se abre la válvula TXT para presurizar el lubricador.

16. Se espera que se accione el ciclo de inyección de gas.
17. Se estrangula el pozo mientras se baja el juego de herramientas y durante el procedimiento de remoción o corte de parafina.
18. Se baja la sarta de herramientas y se raspan las paredes del pozo para limpiarla de parafina.
19. Se sube la sarta de herramientas a la superficie.
20. Se cierra la válvula TXT y se desfoga el lubricador.
21. Se desarma el lubricador del pozo y se saca la sarta de herramientas del interior de éste.
22. La sarta de herramientas y la cuchilla se limpian con una escobilla de nylon; los desechos producto de esta operación son recolectados en una tina metálica.
23. Se revisa la cuchilla y si es necesario se cambia por un diámetro mayor para continuar removiendo la parafina; este procedimiento es progresivo hasta que se utilice la cuchilla de mayor diámetro, según el tipo de instalación del pozo.
24. La sarta de herramientas es subida a la superficie para cambiar la cuchilla por el calibrador o copa; el diámetro de éste variará según el diámetro de la tubería: 1 ⁷/₈" OD para tubería de 2 ³/₈", 2 ⁵/₁₆" OD para tubería de 2 ⁷/₈".
25. Bajar la copa dentro de la tubería de producción hasta el niple de asiento.
26. Se sube la sarta de herramientas a la superficie.
27. Se desfoga el pozo al separador.
28. Se desarma el equipo de subsuelo y de superficie.
29. Poner el pozo en producción.
30. Realizar la limpieza en las zonas de trabajo.

En el Anexo A se muestra un diagrama de flujo para la ejecución del servicio de corte mecánico de parafina, de acuerdo a normas establecidas por el American Petroleum Institute (A.P.I.) en las operaciones onshore y offshore de la industria de gas y petróleo.

8.4 CRITERIOS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

La parte más importante de una operación con la unidad a cable es la práctica de hábitos de seguridad. La seguridad siempre será de primera importancia para el operador de la unidad a cable, pues debe actuar del mismo modo que todo su personal, el cual promoverá un medio ambiente de trabajo seguro para la protección de su personal así como del pozo. El buen juicio y sentido común deberán siempre jugar una parte importante en cualquier procedimiento operacional.

A causa de la toxicidad del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y otros gases, deberán tomarse las siguientes recomendaciones en toda operación con unidad a cable:

1. Ubicar la unidad contra el viento en relación con el cabezal del pozo. Esto puede determinarse señalando la posición del golpe del viento requerido.
2. Chequear el equipo y aparatos de respiración y resucitadores apropiados.
3. Informar a la empresa a quien se realiza el servicio del ingreso y abandono de la locación.
4. El supervisor deberá dar la alarma sobre cualquier procedimiento inusual durante la operación a todos los miembros de la cuadrilla.
5. Estar seguro que todo el personal entiende las acciones que deberán ser tomadas en emergencia, especialmente cuando se requieren casos de evacuación. Sostener si es posible una reunión antes de iniciar una tarea.
6. El cable deberá ser protegido con algún producto anticorrosivo.

7. La detección y equipo de alarma de H₂S deberán ser apropiadamente seleccionados y localizados. La locación deberá ser señalada a todo el personal.
8. Los aparatos de respiración deberán ser usados durante todas las operaciones donde el personal pueda estar en contacto con la fluencia del pozo.

Con el fin de preservar el medio ambiente y evitar la contaminación se recomiendan tomar las siguientes acciones:

1. La parafina que sea retirada de los pozos debe ser recolectada y almacenada en cilindros especiales para luego ser transportados al muelle.
2. El material empleado en la limpieza (waype, trapo, etc.) deben recogerse y ser depositados en cilindros determinados.
3. No desfogar el pozo al campo. Se recolectará la parafina del separador.

8.5 PROCEDIMIENTOS PARA EL MANEJO AMBIENTAL

La limpieza de parafina en los pozos es un servicio comprendido en las operaciones de producción, por lo cual se halla sujeta a diversas normas, tales como:

- D.S. N° 055-93-EM (Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos).
- D.S. N° 046-93-EM (Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos).

En el Reglamento para la Protección Ambiental las principales consideraciones se encuentran contenidas en el Artículo 23 del Título V (referido a elaborar un Plan de Contingencia para el caso de derrames de petróleo, productos químicos y emergencias), y en los Artículos 37 y 42 del Título VIII (relacionados al tratamiento y disposición del agua de producción), y el Art. 43 del mismo título (acerca de las regulaciones sobre el control de contaminación del aire). En el cuadro adjunto se muestra la concentración máxima permitida de contaminantes en el aire.

CONCENTRACIÓN MÁXIMA ACEPTABLE DE CONTAMINANTES EN EL AIRE

PARÁMETRO	LIMITES RECOMENDADOS
Contaminantes convencionales	
Partículas, promedio 24 h	120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Monóxido de carbono, promedio 1h/8h	35 mg/m^3 / 15 mg/m^3
Gases ácidos	
Acido sulfhídrico (H_2S) promedio 1h	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Dióxido de azufre (SO_2), promedio 24h	300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Oxidos de nitrógeno (NO_x), promedio 24h	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Compuestos orgánicos	
Hidrocarburos, promedio 24h	15000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

9. EVALUACIÓN ECONOMICA - OPTIMIZACION

9.1 INFORMACION BASICA

Para la elaboración de un programa de optimización en un campo petrolífero es primordial establecer una base de datos, que considere todas las condiciones de operación presentes. Es así que se realiza un trabajo de gabinete, en el cual se recolectan todos los datos técnicos para el estudio de cada pozo.

La información obtenida contiene:

- Datos del pozo referidos al tipo de instalación (convencional, BLT).
- La fecha de los trabajos de corte de parafina.
- Las horas efectivas empleadas en el servicio por el personal a cargo de la unidad a cable .
- La característica de la parafina extraída del pozo (suave, regular, dura).
- El intervalo de corte, es decir, la profundidad máxima alcanzada por la sarta de herramientas para limpiar en forma efectiva el pozo.
- La aplicación de algún producto químico, con la rata de inyección establecida.
- La profundidad alcanzada por el calibrador (copa) en el pozo.
- Resumen productivo, con la producción de petróleo por día (BOPD) antes y después del servicio de corte de parafina.

9.2 CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA

El presente estudio se desarrolló empleando dos criterios que se complementan de tal forma que nos permitan idear un programa de corte de parafina que resulte beneficioso desde el punto de vista económico. Estos criterios son:

9.2.1 CRITERIO ESTADÍSTICO

Se toma como base referencial el historial de corte de parafina de todos los pozos del campo en un periodo de tiempo determinado. Con la información obtenida, se elabora una tabla que contiene el número, las frecuencias (en días) y las horas de corte promedio para cada pozo. Esta tabla será de utilidad para facilitar el análisis de un gran número de datos.

9.2.2 CRITERIO TÉCNICO

Se considera al potencial de los pozos como un parámetro importante que debe tomarse en cuenta con la finalidad de seleccionar los pozos que serán programados para justificar el corte de parafina. Este potencial se halla basado en la producción histórica, reportado por las pruebas de campo antes y después del servicio de corte de parafina. Como parámetros complementarios se han tenido en cuenta el promedio de horas empleadas y el tipo de parafina removida, factores que en conjunto nos dan idea del grado de dificultad para la limpieza del pozo.

9.3 APLICACIÓN EN EL AREA DE ESTUDIO

En el caso específico del Area Lobitos Mar, se confecciona una tabla que resume la estadística del número de servicios, las frecuencias en días y las horas promedio de corte de parafina para un periodo de tiempo. (Tabla 16).

Para simplificar el estudio, las frecuencias de corte de parafina se agrupan en cuatro intervalos de tiempo, espaciados cada 30 días, tomando el valor promedio del número de cortes para cada pozo en ese periodo. Con estos datos, se puede realizar un gráfico de distribución de frecuencias que nos permite discriminar a los pozos que han presentado mayor frecuencia de corte y requieren ser analizados con más profundidad. (Gráfico 4).

De acuerdo con este gráfico, podemos ver que de los 136 pozos analizados, existen 23 pozos con frecuencias de corte promedio menor a 30 días, 60 pozos con frecuencias de corte entre 30 y 60 días, 16 pozos con frecuencias de corte entre 60 a 90 días, y 37 pozos con frecuencias de corte mayores a 90 días. De estos últimos se puede identificar un total de 06 pozos que reportaron escasa o nula presencia de parafina, por lo que deben ser suprimidos en la elaboración del programa.

De acuerdo con lo registrado en la base de datos, se pueden señalar los pozos que mejoraron en forma significativa sus ratas de producción debido al servicio de limpieza o corte de parafina. Así, tenemos que de los 130 pozos analizados solamente en 57 de ellos su frecuencia de corte ha sido la adecuada, pues en promedio mejoraron su rata de producción luego del servicio. Los 73 pozos restantes no presentan una frecuencia adecuada, pues sus ratas de producción no indican incrementos apreciables luego del servicio, por lo cual serán reprogramados para que tengan una frecuencia de corte apropiada a sus características. (Tabla 17).

9.4 PROGRAMA PROPUESTO

Tomando en consideración los dos criterios antes mencionados, se elabora el siguiente programa:

- Para los pozos con frecuencias de corte de parafina menor a 30 días, se confecciona una tabla en la cual se proyecta el servicio de limpieza de parafina a un total de 53 pozos por mes, empleando 01 unidad a cable. Se considera un tiempo estimado de una hora el empleado para realizar el movimiento de la unidad de una plataforma a otra. (Tabla 18).

- De igual modo, se establece un programa para los pozos con frecuencias de corte entre 30 y 60 días (45 días en promedio), determinándose el servicio a un total de 22 pozos en 15 días de trabajo. (Tabla 19).

- Asimismo, para los pozos con frecuencias de corte entre 60 y 90 días (75 días en promedio), se establece el servicio a un total de 30 pozos en 15 días de trabajo. (Tabla 20).
- Finalmente, para los pozos con frecuencias de corte mayores a 90 días (120 días en promedio) se programa el servicio a un total de 37 pozos en 15 días de trabajo (Tabla 21).

9.4 ESTIMACION DE COSTOS

Para estimar los costos operativos, se realiza una evaluación económica en un intervalo de tiempo, en este caso de 12 meses, comprendido entre enero y diciembre.

Para ese periodo se efectuaron en el área de estudio (Lobitos Mar) un total de 1064 servicios de corte de parafina en 136 pozos con dos unidades a cable, empleándose para ello un total de 4430 horas de trabajo a un costo de US\$ 153600. (Tabla 22 , Gráfico 5).

Un resumen con datos puntuales del servicio se detalla a continuación:

N° de horas disponibles al año	:	5840
N° de horas efectivas de trabajo	:	4430
Porcentaje de eficiencia	:	76%
Promedio mensual de pozos	:	45 (por unidad)
Costo por unidad (mensual)	:	US\$ 6400
Costo por unidad (anual)	:	US\$ 6400 x 12 = US\$ 76800
Costo anual del servicio	:	US\$ 153600
Costo promedio por pozo	:	US\$ 142.22 / pozo

9.5 COMPARACION ECONOMICA

Con la metodología propuesta, se pretende realizar la limpieza de los pozos con el empleo de una unidad a cable por 01 año (para los pozos con frecuencias de corte menores a 30 días). Asimismo, la segunda unidad a cable es programada adecuadamente en el transcurso del año para realizar el servicio en los restantes pozos, con todas las frecuencias de corte mayores a 30 días (45, 75 y más de 90 días de promedio) por un periodo de seis meses y medio (195 días), como se detalla en la Tabla 23.

Las Tablas 24 y 25 resumen el programa como el costo del servicio anual de limpieza de parafina, tanto con la metodología actual como con la metodología propuesta en este trabajo.

Comparando estos dos programas, podemos ver que las dos unidades a cable en conjunto originan un costo mensual promedio de US\$ 9866, mientras que con la metodología actual el costo mensual es de US\$ 12800; obteniéndose una reducción en el gasto de US\$ 2934 por mes. Proyectando a un año de operación, el programa propuesto permite un ahorro de US\$ 35200, reduciendo el costo operativo en un 23 % aproximadamente. Finalmente se consigue una reducción en el costo promedio por pozo de US\$ 21.46 (Tabla 26).

10. CONCLUSIONES

1. La temperatura de fusión de los componentes individuales de la parafina son tanto más altas cuanto mayores son sus masas moleculares. Es a su vez la propiedad de mayor importancia en el control del problema de acumulación de parafina en un pozo, pues ayuda a definir el punto exacto (profundidad) donde se inicia la cristalización de parafina.
2. Los problemas de acumulación de parafina pueden ser encontrados en cualquier equipo de producción desde el momento en que el petróleo sale del yacimiento, y resultan generalmente en limitación o tapamiento eventual de las líneas que requiere la paralización del equipo usado.
3. El servicio de limpieza de parafina se ha realizado sin tomar en cuenta factores que permitan minimizar los costos operativos, generando servicios repetitivos en pozos que no lo requerían ya que se encontraban produciendo de acuerdo a su potencial, y en otros casos dilatando el tiempo de corte, lo que dificultaba el trabajo de remoción.
4. Aplicando una metodología de trabajo bajo dos perspectivas de análisis (técnico y estadístico) que se complementen, puede obtenerse un cronograma de corte de parafina racional y coherente.
5. Con la metodología propuesta se reduce el tiempo de empleo de una unidad a cable en un 46% y el costo operativo en 23%, estimándose un ahorro de US\$ 35200 anuales.

11. RECOMENDACIONES

1. Aplicar el programa de limpieza propuesto considerando el historial de los pozos, la producción promedia, las horas de trabajo promedio y otros parámetros que sean de interés para una buena evaluación.
2. Mantener actualizado un historial de corte de parafina por pozo, para disponer de elementos de juicio que permitan examinar adecuadamente a los pozos donde se tenga que efectuar el servicio, antes de realizar el movimiento logístico.
3. Para el caso del área en estudio, se requieren las permanentes coordinaciones entre los supervisores del área, el personal encargado del trabajo de corte de parafina (operadores de unidad a cable) y las embarcaciones de transporte (lanchas) para reducir los tiempos en la movilización, y por consiguiente incrementar las horas efectivas de trabajo en las plataformas.
4. Llevar un procedimiento para controlar la inyección de química en los pozos que producen parafina de tipo regular a dura, pues ayuda a suavizarla para mejorar las ratas de producción, disminuir los costos y alargar la frecuencia de corte.
5. Implementar una División de Servicios de Corte de Parafina, para conseguir una comunicación más estrecha y fluida entre la empresa operadora y la contratista encargada del servicio.
6. Elaborar un manual de los procedimientos y operaciones con unidad a cable, así como de los sistemas de bombeo neumático, según normas establecidas por API, orientados al personal del área de servicio.

FIGURAS

1. Sistema de Bombeo Neumático en una plataforma
2. Instalación de producción Bombeo Neumático - tipo Convencional
3. Instalación de producción Bombeo Neumático – tipo BLT
4. Estructuras de cristales de parafina
5. Tuberías de producción con acumulación de parafina
6. Tanque de almacenamiento con parafina
7. Ubicación geográfica – Area Lobitos Mar
8. Columna estratigráfica Cuenca Talara – Formaciones
9. Tratamiento químico en sistema de Bombeo Neumático
10. Ciclo del tratamiento físico-térmico (“ hot oil ”)
11. La unidad a cable para servicio de corte de parafina
12. Equipo de superficie
13. Sarta básica de herramientas para servicio de corte de parafina
14. Casquillo (pepa)
15. Barra (peso)
16. Martillo mecánico (tijera)
17. Junta articulada
18. Cortador (cuchilla)
19. Calibrador (copa)

TABLAS

1. Composición típica y propiedades de los tipos de parafina
2. Características de los depósitos de parafina como función de la temperatura
3. Estado de los pozos – Lote Z-2B
4. Estado de los pozos – Area Lobitos Mar
5. Promedio anual de producción – Area Lobitos Mar
6. Promedio mensual de producción – Area Lobitos Mar
7. Distribución de pozos – Corte de parafina – Area Lobitos Mar
8. Relación de pozos – Servicio de corte de parafina – Area Lobitos Mar
9. Producción porcentual – Lote Z-2B
10. Consumo de química – Lote Z-2B
11. Consumo de química – Area Lobitos Mar
12. Distribución de las formaciones geológicas – Area Lobitos Mar
13. Características principales Area Lobitos Mar
14. Características de las unidades a cable (para trabajos livianos)
15. Características de las unidades a cable (para trabajos pesados)
16. Frecuencia y horas promedio de pozos con servicio de corte de parafina
17. Análisis de frecuencias de corte de parafina
18. Programa de corte de parafina / Metodología propuesta (menor a 30 días)
19. Programa de corte de parafina / Metodología propuesta (30 – 60 días)
20. Programa de corte de parafina / Metodología propuesta (60 – 90 días)
21. Programa de corte de parafina / Metodología propuesta (mayor a 90 días)
22. Número de pozos y horas de trabajo efectivas

23. Resumen del servicio de corte de parafina – Metodología propuesta

24. Servicio de corte de parafina – Actual

25. Servicio de corte de parafina - Propuesto

26. Comparación de costos

GRAFICOS

1. Producción anual de petróleo y agua – Area Lobitos Mar (1995 al 2001)
2. Producción mensual de petróleo y agua – Area Lobitos Mar (2001)
3. Distribución de pozos Bombeo Neumático (BLT y Convencional)
4. Distribución de frecuencias de corte de parafina
5. Servicio de corte de parafina (2001)

BIBLIOGRAFÍA

Manual de la unidad a cable	OTIS Engineering Corporation Año 1990
Manual de Bombeo Neumático-Vol 6	American Petroleum Institute Tercera Edición – Año 1994
Manual Operaciones de Producción	Petro-Tech Peruana Año 2000
Química de campo	Exxon Chemical Company Año 1989
Química del Petróleo y del Gas	V. A. Proskuriakov Editorial Mir – Año 1980
Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros	Nind, T.E.W. Editorial Limusa – 1987
Catálogo de productos de bombeo neumático	CAMCO Año 1993
Equipos de servicio con unidades a cable	CAMCO Año 1993
