



Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“Tratamiento Químico para el Control
de Deposición de Parafina en Noreste”**

T E S I S

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO PETROQUIMICO**

Ana Luisa Alva Perez

Promoción 84 - 2

Lima - Perú - 1991



SUMARIO

La acumulación de parafina en las tuberías de producción y líneas de flujo es uno de los mayores problemas de la producción de crudo en ciertas áreas del Noroeste (Talara), principalmente en los pozos que producen con Equipo de Bombeo Mecánico (E.B.M.)

Debido a esto los pozos deben ser intervenidos constantemente, a fin de efectuar el reemplazo con tubería limpia o remoción mecánica de la parafina en tubos y varillas, así como el cambio de bomba de subsuelo. Por consiguiente es necesario encontrar un método de control de la deposición de la parafina más efectivo.

El presente trabajo tiene por objeto presentar una alternativa más adecuada y económica frente a los métodos tradicionales de control de deposición de parafina, efectuando un tratamiento químico en forma periódica a los pozos que presentan este problema; para de este manera minimizar o eliminar el problema de deposición, evitando diferir producción, disminuir los servicios de pozos al año y producir con un menor costo operativo.

INDICE

1.0 ANTECEDENTES	3
2.0 INTRODUCCION	4
3.0 ORIGEN DE LOS DEPOSITOS PARAFINOSOS Y METODOS DE CONTROL	6
3.1 DEFINICION DE LA PARAFINA	6
3.1.1 TIPOS DE CRISTALES PARAFINICOS	7
3.1.2 FACTORES QUE GOBIERNAN LA DEPOSICION DE LA PARAFINA	8
3.1.3 CONSTITUYENTES DE LA PARAFINA	12
3.2 METODOS PARA CONTROLAR LA DEPOSICION DE PARAFINA	14
3.2.1 FISICOS	16
-CALOR	16
-RASCADORES MECANICOS	17
-DISOLVENTES	17
-HUMEDECIMIENTO DE LAS SUPERFICIES METALICAS	17
3.2.2 TRATAMIENTO QUIMICO	17
-DISPERSANTES	18
-SURFACTANTES	19
-INHIBIDORES	20
4.0 APLICACION DE TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE LA ACUMULACION DE PARAFINA	26
4.1. DESCRIPCION DEL INHIBIDOR	26
-CARACTERISTICAS	26
-MECANISMO DE ACCION	26

-PROPIEDADES FISICAS	26
-FORMA DE APLICACION	26
4.2 TRATAMIENTO QUIMICO EN POZOS DE NOROESTE	27
4.2.1 SELECCION DE POZOS	29
4.2.2 ACONDICIONAMIENTO DE LA INSTALACION DE SUPERFICIE.	32
4.2.3 PREPARACION DEL POZO	33
4.2.4 APLICACION DEL PRODUCTO	34
4.2.5.DISCUSION DE RESULTADOS	35
5.0 EVALUACION ECONOMICA DEL TRATAMIENTO	47
5.1 LINEAMIENTOS ECONOMICOS	47
5.1.1 INVERSION	47
5.1.2 AHORRO	47
5.1.3 GASTO OPERATIVO ANUAL	48
5.2 EVALUACION ECONOMICA	50
6.0 CONCLUSIONES	52
7.0 RECOMENDACIONES	54
8.0 BIBLIOGRAFIA	55

1.0 ANTECEDENTES

La acumulación de parafina en las tuberías de producción y líneas de flujo es uno de los mayores problemas de la producción de crudo en ciertas áreas del Noroeste. La deposición se efectúa por encima de los 1800 pies de la tubería de producción y los 500 pies iniciales de la línea de flujo.

En los pozos que producen con Equipo de Bombeo Mecánico (E.B.M.), las capas de parafina formada van restringiendo el flujo a través del espacio anular entre la tubería y las varillas, con la consiguiente disminución de la producción. Debido a esto los pozos deben ser intervenidos constantemente, a fin de efectuar el reemplazo con tubería limpia o remoción mecánica de la parafina en tubos y varillas, así como cambio de la bomba de subsuelo.

La acumulación de parafina origina:

- La pérdida gradual del nivel de producción.
- Un mayor costo operativo por concepto de servicio de pozos al año.
- Disminuye la vida útil del equipo de subsuelo.
- El taponamiento de las perforaciones y de la bomba de subsuelo después de efectuar el raspado de la parafina, a menos que esta sea extraída del pozo inmediatamente por pistoneo.

Por consiguiente es necesario encontrar un método de control de la deposición de la parafina más adecuado.

2.0 INTRODUCCION

El presente trabajo tiene por objetivo presentar una alternativa más adecuada y económica frente a los métodos tradicionales de control de deposición de parafina, efectuando un tratamiento a los pozos con un producto químico que se caracteriza por ser dispersante y removedor de parafina. La aplicación de este producto se efectúa en forma periódica (batch), al espacio anular de pozos con Equipo de Bombeo Mecánico.

En su mayor parte las parafinas se mantienen disueltas en el aceite a las elevadas temperaturas y presiones de fondo de los pozos. Bajo tales condiciones no causan dificultades, pero conforme el crudo sube por la sarta de producción y entra en la línea de flujo fuera del pozo, las temperaturas y presiones se reducen perdiéndose las fracciones livianas.

Estos cambios reducen la solubilidad de los materiales de deposición, los que entonces precipitan en forma de masas cristalinas o gomosas.

Inicialmente estas masas permanecen en el fluido del pozo como material en suspensión, pero luego a su paso por las tuberías estas partículas se aglomeran en las superficies metálicas relativamente frías, en donde obstruyen el flujo.

También se asientan en los fondos de los tanques.

La acumulación de estas deposiciones parafinosas es uno de los mayores problemas operativos que confronta la

producción de petróleo en el Noroeste, particularmente en las áreas de Lagunitos, Portachuelo y Carrizo, produciendo con serias limitaciones y a un mayor costo operativo.

Es así que con la aplicación de un tratamiento químico adecuado se persigue minimizar o eliminar la deposición de parafina evitando de esta manera diferir producción, disminuir los servicios de pozos al año y por consiguiente lograr producir a un menor costo operativo.

3.0 ORIGEN DE LAS DEPOSICIONES PARAFINOSAS Y METODOS DE CONTROL

3.1 DEFINICION DE LA PARAFINA

Debido a sus propiedades físicas y químicas cierto tipo de crudos depositan una sustancia cerosa denominada parafina. Podemos describirla como deposiciones orgánicas que afectan la producción de petróleo.

Este tipo de crudo se denomina parafínico. Al someterlo a destilación atmosférica obtenemos los siguientes productos de acuerdo al incremento del punto de ebullición:

gases ligeros de petróleo

- gasolina
- nafta
- kerosene

gas oil

*destilado de ceras parafínicas

- *aceite lubricante ligero
- *aceite residual

Los cortes señalados con el asterisco (*) contienen hidrocarburos de alto peso molecular (300-1000 unidades), y representan el 50 a 70% del contenido total. Es así que estas fracciones son las que causan los problemas de taponamiento conocido como "parafina".

3.1.1 TIPOS DE CRISTALES PARAFINICOS

Cuando el crudo tiene un contenido significativo de ceras, los problemas surgen de la disminución de la solubilidad exhibida por dichas ceras a medida que el crudo se enfría desde la temperatura del reservorio, dando como resultado la formación de cristales, su deposición y gelificación.

El número, medida y forma de los cristales de cera (ver figura N^o 1), determinan su tendencia a incrementar la viscosidad del crudo o formar una red dentro de un gel. Dichos cristales crecen por adición de las moléculas de cera al eje del núcleo del cristal. Los modelos de crecimiento de cristales más importantes son:

- a) Agujas.- Se piensa que están compuestos por moléculas de cadenas ramificadas. Forman redes y atrapan porciones de líquido del crudo.
- b) Maloscristales.- Son cristales de geometría pobre los cuales no pueden formar redes y son bombeables.
- c) Placas Compuestos probablemente de hidrocarburos de cadena recta, saturados. Son bombeables, pero es posible para las placas unir sus ejes y formar agujas falsas las cuales podrán formar una red.
- d) Microcristalinos.- Consisten principalmente en compuestos cíclicos, estos cristales se encuentran en los residuos depositados en las torres de destilación, pero no se encuentran en los depósitos parafinosos del crudo.

3.1.2 FACTORES QUE GOBIERNAN LA DEPOSICION DE LA PARAFINA

Las ceras, gomas, resinas y materiales asfálticos depositados durante la producción y transporte del crudo estuvieron originalmente disueltos en el petróleo. El equilibrio de aquellos materiales con el aceite y el gas en el reservorio es destruído cuando la formación es abierta y se inicia la producción. Los principales factores que gobiernan la solubilidad y deposición de la parafina son los siguientes:

- a. temperatura
- b. Relación soluto - solvente
- c. Presión ejercida sobre la solución
- d. Cantidad de gas en solución
- e. Presencia de agua
- f. Acción de gomas, resinas y materiales asfálticos coloidales
- g. Presencia de arena, arcilla y otros materiales inorgánicos

De los factores antes mencionados, los más críticos son la temperatura y la evaporación del gas.

La solubilidad de las ceras parafínicas disminuye con el incremento del punto de fusión y el peso molecular. Las ceras de mayor punto de fusión precipitarán primero a medida que el crudo se va enfriando y el equilibrio es destruído. Las consideraciones térmicas que dan como

resultado la separación de la parafina de la solución son las siguientes:

-El enfriamiento producido por el gas en expansión a través de un orificio o restricción.

-El enfriamiento producido por la expansión gaseosa, movilizándolo el aceite a través de la roca hacia el pozo y levantándolo a superficie.

-El enfriamiento producido por radiación de calor del aceite y gas a las formaciones circunstantes a medida que fluye desde el fondo del pozo hacia la superficie y a través del sistema.

-El enfriamiento producido cuando el gas disuelto es liberado de la solución.

-Cambio de temperatura producido por la inyección de agua.

-Pérdida en volumen y cambio de temperatura por vaporización de los constituyentes más livianos.

Es así que el crudo se enfriará hasta alcanzar una temperatura crítica por debajo de la cual las ceras parafínicas empiezan a precipitar y forman cristales de cera. Esta temperatura crítica se denomina "punto de enturbiamiento" (cloud point).

Las pruebas de deposición de parafina indican que cuanto mayor sea la diferencia entre el punto de enturbiamiento y la temperatura del sistema, mayor será la velocidad de deposición (ver tabla N^o.1)

Problemas de congelamiento de aceites ocurren cuando la temperatura del sistema se reduce tanto por debajo del punto de enturbiamiento que los cristales formados se entrelazan en redes, lo cual hace que el aceite forme un gel sólido.

Otro factor importante en la deposición de parafina es la cantidad de gas en solución; hay una pérdida constante de constituyentes livianos del crudo por volatización. La pérdida de estas fracciones de bajo peso molecular (metano, etano, propano, etc.); trae como consecuencia: (1) una reducción del volumen de crudo en el cual va disminuyendo la cantidad de solvente disponible para disolver la misma cantidad de soluto (cera), y (2) una reducción neta en la solubilidad de la cera en el solvente, debido a que los componentes ligeros se pierden en la fase gaseosa, los mismos que en la fase líquida tienen la capacidad de disolver la mayor cantidad de ceras parafínicas. La reducción de la temperatura por la expansión gaseosa, está estrechamente relacionado con el pérdida de los componentes volátiles del crudo. Los espacios porales en la cara de la arena actúan como orificios y parte de la energía térmica del gas es consumida al incrementarse la aceleración de la velocidad necesaria para su paso a través de dichos poros y dentro del pozo. A lo largo del viaje del crudo a través del sistema, hay una vaporización constante de constituyentes volátiles a fin de restablecer el

equilibrio original entre la presión parcial del gas y la presión de vapor.

Los crudos de tono oscuro contienen compuestos asfálticos y resinas que bajo calentamiento ayudarán a disminuir el punto de enturbiamiento. Este fenómeno tiene lugar a temperaturas de pozo por encima de aquellas donde toda la cera está disuelta en el aceite, lo cual se debe a la capacidad de materiales asfálticos amorfos para retardar el crecimiento del cristal parafínico y limitar la medida del cristal a pequeñas partículas irregulares y diferentes.

Uno de los mecanismos propuestos para la fijación de los cristales parafínicos a las superficies metálicas, una vez alcanzado el punto de enturbiamiento, es el siguiente:

A medida que el metal es cubierto por la parafina la energía libre y la tensión superficial se reduce mucho (22-24 dynas/cm). Esta capa es hidrofóbica y oleofóbica e impermeable a la solución de aceite original. La tensión superficial del aceite es lo suficientemente alta (33-35 dynas/cm), para que los cristales de parafina no puedan ser arrastrados en el aceite o el agua, y por tanto, permanezcan en la superficie con una energía libre superficial similar. Las fuerzas de adhesión de la parafina disminuyen a medida que la energía libre superficial decrece y se incrementa el espesor de los depósitos hasta que el gradiente de

velocidad del aceite da lugar a un equilibrio entre el ciclo de deposición y de remoción.

3.1.3 CONSTITUYENTES DE LA PARAFINA

Como se ha mencionado anteriormente, los depósitos de parafina constituyen en realidad una amplia mezcla de constituyentes orgánicos e inorgánicos, los cuales han sido clasificados de acuerdo a su constitución química, física, y sus propiedades de solubilidad.

N-PARAFINAS.- Son hidrocarburos sólidos cuyo peso molecular oscila de 360 a 500 $C_{18}H_{38}$ - $C_{34}H_{70}$ y el rango del punto de fusión es de 110 a 150°F. Los carbonos están arreglados esencialmente en cadenas lineales rectas. Los cristales formados a partir de las n-parafinas son del tipo "placa" y "aguja". La solubilidad de estas ceras disminuye bruscamente con el incremento del peso molecular y el punto de fusión, así mismo son solubles en todos los solventes orgánicos, no se adherirán a las arcillas y normalmente tienen aceite entrampado dentro de sí.

ISO-PARAFINAS.- Estas son ceras sólidas de hidrocarburos de mucho mayor peso molecular que las n-parafinas (600-800), y el punto de fusión oscila de 150 a 200°F. Estas ceras ramificadas se denominan frecuentemente como microcristalinas, por su tendencia a formar cristales irregulares. Estas ceras son solubles en algunos

solventes orgánicos y están contenidas en la fracción residual de destilación.

NAFTENOS.- Son hidrocarburos saturados formados de uno o más anillos cuyos núcleos son de 5 ó 6 carbonos. Algunos naftenos tienen cadenas parafínicas laterales enlazadas a los carbonos del anillo. Esta fracción contribuye al contenido microcristalino y tiene pequeños cristales irregulares y también un poco del tipo "aguja".

AROMATICOS.- Son hidrocarburos no saturados cuyas moléculas contienen anillos bencénicos. También tienen parafinas normales laterales enlazadas a los carbonos del anillo contribuyendo al contenido de ceras microcristalinas. Estos compuestos son polares y pueden ser adsorbidos en sílica gel para propósitos de separación.

ASFALTENOS.- Son extremadamente adhesivos, oscuros, semi-sólidos amorfos que actúan como enlazadores entre el aceite retenido y las ceras. Estos son anillos aromáticos condensados con pocas cadenas laterales y una relación carbono-hidrógeno de 10 a 1.

Compuestos mayormente de carbono e hidrógeno contienen también pequeñas cantidades de oxígeno, nitrógeno y azufre. El peso molecular oscila de 1000 a 100,000. No tienen estructura cristalina y actúan más bien como distorsionadores de cristales para limitar la medida de los mismos. Son insolubles en pentano o hexano.

RESINAS.- Tienen una composición muy semejante a la de los asfaltenos, excepto en la relación carbono-hidrógeno, peso molecular y porcentajes menores de azufre, oxígeno y nitrógeno. Son sustancias oscuras que no tienen estructura cristalina. Ejemplos de éstas son las quinonas, fenoles, tio-fenoles, y ácidos nafténicos. Así mismo son polares, solubles en pentano, y pueden ser adsorbidas en arcillas activadas.

SOLIDOS INORGANICOS.- Estos materiales agregan volumen a los depósitos parafínicos. Su presencia se debe solo a su entrapamiento dentro de la red cristalina de la parafina, así podríamos encontrar por ejemplo los sulfuros y óxidos de fierro, arena, arcilla, sedimentos, sales, etc. Todas estas sustancias son insolubles en xileno caliente debido a su naturaleza inorgánica.

3.2 METODOS PARA CONTROLAR LA DEPOSICION DE PARAFINA

La mejor manera de controlar la deposición de parafina, es por supuesto, previniéndola. Las investigaciones efectuadas en esta área no han avanzado mucho, debido principalmente a que los costos de remoción son bajos. Sin embargo, a raíz del advenimiento de la explotación de petróleo en el mar, han surgido una serie de problemas que hacen necesario encontrar mejores métodos de control, además de económicos.

Existen tres maneras de prevenir la deposición de parafina, las mismas que se explican a continuación:

MANTENER LA CERA EN SOLUCION.- Para esto se mantiene la temperatura de la superficie y la cera en solución por encima de su punto de enturbiamiento. Dentro del pozo, se puede llevar a cabo aislando la tubería para evitar pérdidas de calor por conducción y convección, usando gases como nitrógeno y metano, y revestimientos con espuma en el espacio anular entre tubería y casing, a lo largo de toda la zona de deposición.

IMPEDIR LA ADHESION DE CRISTALES DE CERA A LA SUPERFICIE DE DEPOSICION.- Deben aplicarse revestimientos en ésta área a fin de que la adhesión disminuya, haciendo la superficie más suave y con la composición química correcta. Estos materiales además de disminuir la rugosidad de la superficie deben ser impermeables, difíciles de rasgar (no dejar el acero al descubierto), no rígidos, ni frágiles. La fibra de vidrio, porcelana, cerámica y gomas de sílicona han dado los mejores resultados en las pruebas de laboratorio y/o campo. Estos recubrimientos no detienen completamente la adhesión, pero disminuyen las fuerzas adhesivas entre los cristales de cera y la superficie en contacto con la solución, lo suficiente como para que sólo sea necesario remover trazas de cera para eliminar completamente la deposición de la misma.

EVITAR LA COHESION ENTRE LOS CRISTALES DE CERA.- A través del empleo de inhibidoras, estos compuestos químicos han demostrado en laboratorio ser modificadores

de cristales (disminuyen el punto de enturbiamiento). Estas sustancias alteran los modelos de los cristales de cera, ya sea uniéndose a su núcleo principal o co-cristalizando con ellos.

3.2.1 MEDIOS FISICOS PARA CONTROLAR LA DEPOSICION DE PARAFINA.

Los medios físicos de control de parafina, los cuales incluyen corte o raspado de parafina, corrida de raspadores internos de tubería ("pigs"), y tapones solubles, permitirán solamente operar con este problema por un lapso de tiempo mayor, y en el peor de los casos este problema se agrogará a los que ya se tienen en los fondos de los tanques. Los métodos más empleados de control se describen a continuación:

CALOR.- Tenemos el calentamiento continuo, recirculación con aceite caliente, agua caliente o glicol caliente. Estos métodos no fallan, pero se tornan menos efectivos a medida que las ceras acumuladas se endurezcan más con el tiempo como consecuencia de una remoción incompleta; asimismo se emplean grandes cantidades de combustible, lo que se traduce en mayores costos de mantenimiento; la manipulación de aceite caliente puede ser perjudicial para el personal operador. Un problema serio se podría presentar cuando la temperatura del aceite caliente está por encima de los 300°F devolviendo la parafina al interior de la formación, y dado que la temperatura de

la misma no es tan alta como para que la parafina se disuelva nuevamente en la solución, se estaría ocasionando un daño a la formación.

RASCADORES MECANICOS.- Este tipo de herramientas son las más empleadas para la remoción de las deposiciones de parafina que se encuentran en la tubería de producción. Estas se bajan con cables de acero periódicamente, la frecuencia depende de la severidad del problema. Así mismo las deposiciones deben ser extraídas después del rascado mediante pistoneo, para evitar que las ceras se vayan al fondo del pozo y se introduzcan posteriormente en la bomba de subsuelo.

DISOLVENTES.- Es un método sencillo y no consume energía. Como una desventaja podríamos mencionar que si se requieren grandes volúmenes de disolvente, entonces la aplicación se torna antieconómica.

HUMEDECIMIENTO DE SUPERFICIES METALICAS.- Cuando las superficies metálicas están humedecidas con agua no hay adherencia de cera a ellas, pero si pueden presentarse problemas de corrosión localizada.

3.2.2 TRATAMIENTO QUIMICO PARA CONTROL DE PARAFINA

Los productos químicos para el control de las parafinas se dividen en tres grandes categorías:

- Dispersantes
- Surfactantes
- Modificadores de Cristal

Las formulaciones pueden contener una mezcla de varios elementos químicos de estas categorías y en diversas cantidades, el método de ataque depende de las características particulares del sistema de producción, la localización del problema y la forma preferente de aplicación.

DISPERSANTES.- Estos compuestos tienen la capacidad de cubrir químicamente pequeñas partículas de cera y cambiar su capacidad para adherirse a otras o a la superficie de la tubería. El dispersante está estructurado químicamente para que sea bastante denso, la cabeza esférica en un extremo y una cola de baja densidad en el otro extremo. La cabeza ejerce una atracción hacia las partículas de parafina y, así la cubre químicamente. La cola de baja densidad puede ser soluble en agua o aceite, dependiendo de la fase en la que la parafina esté dispersa. Los buenos dispersantes poseen una fuerza eficaz de apertura sobre las superficies parafínicas lo cual hace posible penetrar las masas de parafina acumuladas, cubrir las partículas individuales y, liberarlas para moverse en el fluido circundante. Los dispersantes son mejor añadidos en sistemas de producción donde el volumen de agua producida sea relativamente baja y el tratamiento de aplicación preferente sea la inyección continua.

SURFACTANTES.- El principal mecanismo en operación con el uso de surfactantes o detergentes químicos es, la actividad superficial y la reducción de la tensión superficial. La tensión superficial del agua es mayor que la del aceite, y éste a su vez lo es respecto a la parafina, por tanto esta última es hidrofóbica y oleofóbica. Esto significa que ya no requerirá ser arrastrado con el agua o el aceite y buscará un área de tensión superficial similar (por ejemplo, depósitos parafinosos). El uso de surfactantes reduce la tensión superficial del agua, lo cual permite a la parafina ser mojable al agua. La menor tensión superficial de la solución surfactante también permite a esta mezcla penetrar a las hendiduras entre las moléculas de parafina y atacar a las fuerzas aglutinadoras que mantienen la macroestructura parafínica unida. Con un tiempo de contacto grande se logrará además penetrar hasta el enlace del cristal metal/parafina y romper las fuerzas de unión entre ellos. Los efectos surfactantes son observados en las tres interfases de un sistema; líquido/líquido, aire/líquido, y sólido/líquido. Los agentes surfactantes son clasificados de acuerdo a su capacidad para ionizarse en el agua y la porción que juega en el rol de activación superficial, en :

-Aniónicos, cuya molécula se ioniza al contacto con el agua, siendo la porción cargada negativamente el agente de activación superficial. porción negativa contiene el

extremo soluble en agua y aceite, el cual migra y se alinea en la interface (ver figura 2a).

-Catiónico, la molécula se ioniza también al contacto con el agua, pero donde la porción cargada positivamente es el agente de activación superficial. La porción cargada positivamente también contiene un extremo soluble al agua y al aceite el cual se alinea en la interfase (ver figura 2b).

-No iónico, son moléculas no ionizadas en partículas cargadas separadamente, sin embargo tienen una porción soluble en aceite y agua que se alinea en la interfase (ver figura 2c).

Los agentes surfactantes en general, dan mejores resultados al ser aplicados en tratamientos periódicos ("batch"), con flujos de agua tratada fresca preferentemente.

INHIBIDORES.- Como se ha mencionado anteriormente, una manera de controlar la deposición de parafina era previniendo la formación de cristales de cera y evitando que se unan entre ellos, es decir, inhibir la formación de los mismos. Los inhibidores actúan modificando la precipitación de los cristales de cera del crudo o condensado; además de tener efectos sobre la deposición de parafina, también tienen efectos sobre la viscosidad del crudo, el punto de enturbiamiento y la bombeabilidad.

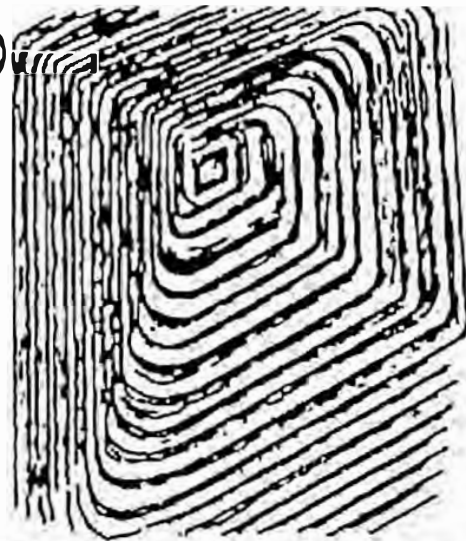
En cuanto a su estructura se puede definir como una molécula polimerizada lineal con cadenas ramificadas laterales, similar a la de las ceras microcristalinas (cristales pequeños e irregulares). Estos productos son a base de parafina natural, y así, son capaces de afectar a los cristales de parafina en el crudo.

El mecanismo de estos modificadores de cristal es de, co-precipitación o co-cristalización con los cristales de parafina y los previene de fluidos con estructuras en formación (ver figura N° 3). Esta estructura es la que imparte las propiedades de viscosidad y la temperatura del punto de enturbiamiento al crudo. La inclusión de un modificador de cristal prevendrá de la unión a otro y así formar una red de un cristal mayor. Como resultado tenemos una solución dispersa de cristales separados con cambios en la estructura del fluido, viscosidad, bombeabilidad, disminución de la resistencia al espesamiento.

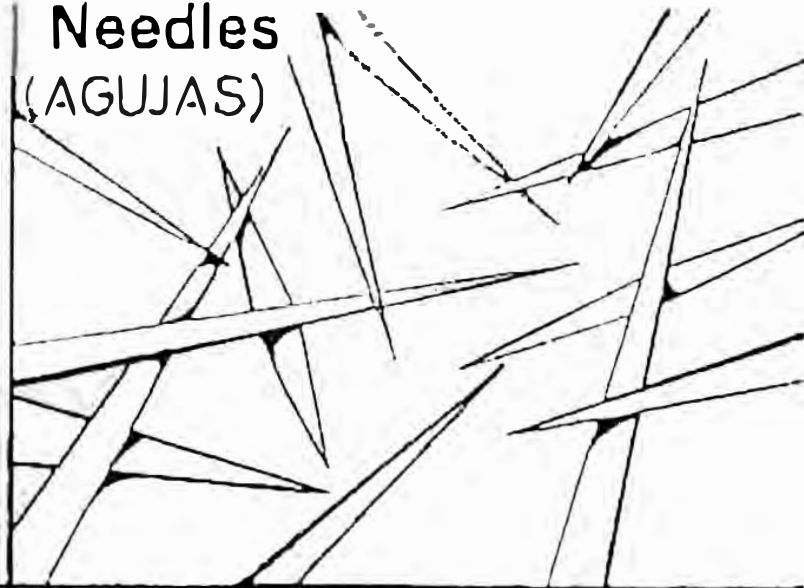
En cuanto a la aplicación, ésta debe efectuarse antes de que el aceite alcanza la temperatura del punto de enturbiamiento, por lo cual deberá hacerse al interior del pozo generalmente. La inyección puede efectuarse hacia la formación con presión ("squeeze"), si la formación de parafina se originase desde allí, mediante inyecciones periódicas ("batch"); al interior del pozo, si la deposición se presenta en la tubería de producción.

La principal ventaja de emplear un modificador de cristal, en comparación con otros productos químicos, métodos térmicos y mecánicos, es que mantendrán los cristales de cera dispersos en el aceite, desde el punto de tratamiento (generalmente dentro del pozo), y a través de la línea de flujo, tanques de almacenamiento y en la refinería.

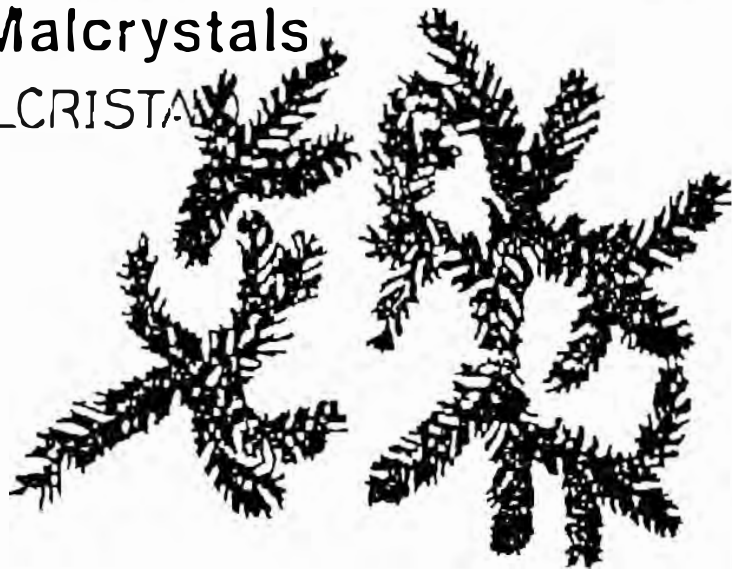
Plates
(PLACAS)



Needles
(AGUJAS)



Malcrystals
(MALCRISTAL)



Microcrystalline
(MICROCRISTALINO)

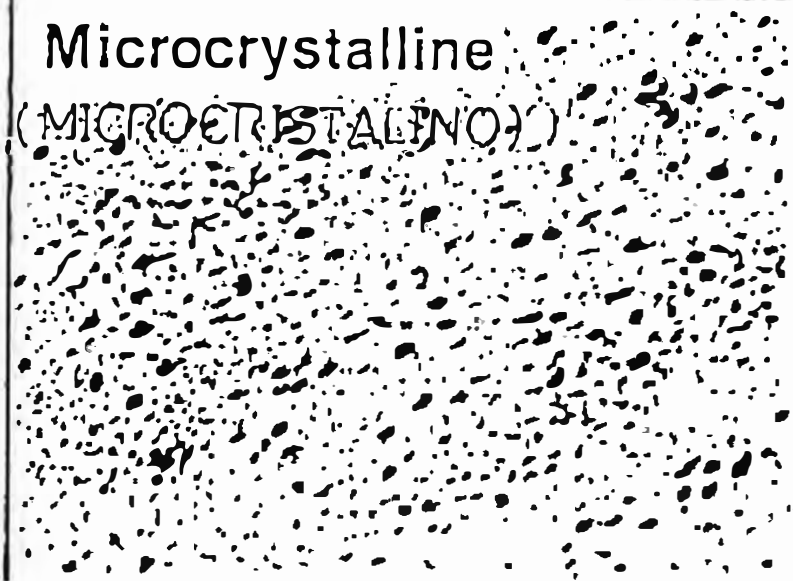


FIGURA 1

CARACTERISTICAS DE LOS AGENTES SURFACTANTES

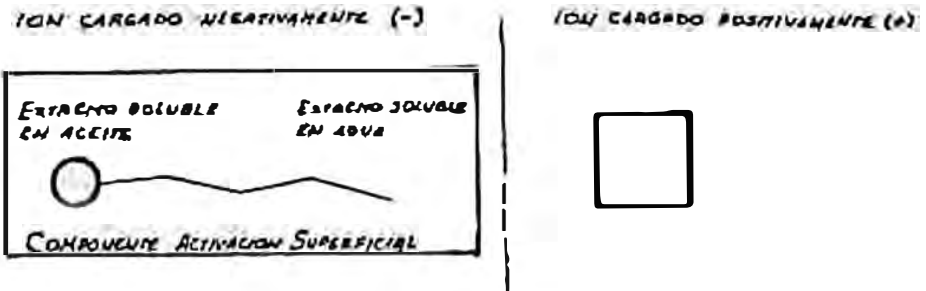


FIGURA 2a .- SURFACTANTE ANIONICO

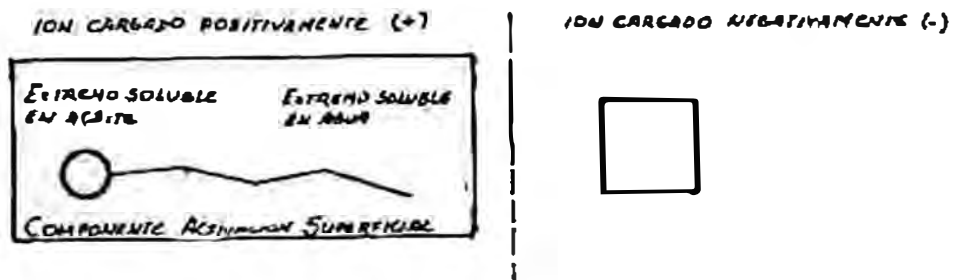


FIGURA 2b .- SURFACTANTE CATIONICO



FIGURA 2c .- SURFACTANTE NO-ANIONICO

MECANISMO DE ACCION DE LOS INHIBIDORES DE PARAFINA



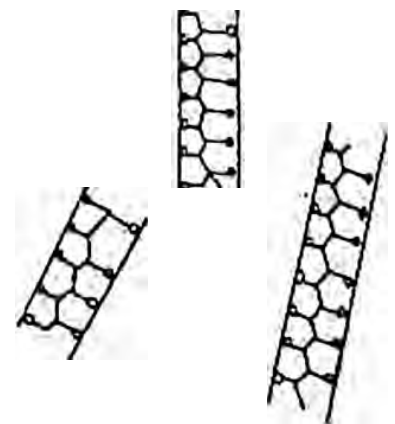
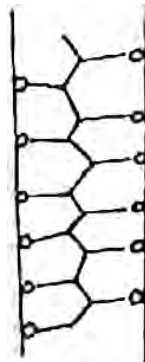
CRISTAL DE ACERO DE
ACEITE CRUDO
(ENCIMA PUNTO ENTURBIAMIENTO)



COHESION DE CRISTALES
DE CERA
(DEBAJO PUNTO ENTURBIAMIENTO)



ADHESION DE CRISTALES DE
CERA
(DEBAJO PUNTO ENTURBIAMIENTO)



CON MODIFICADOR DE CRISTAL

FIGURA 3

4.0 APLICACION DEL TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE LA ACUMULACION DE PARAFINA

4.1 DESCRIPCION DEL PRODUCTO.

CARACTERISTICAS.- Este producto químico es un líquido orgánico, activador superficial para ser empleado en el crudo, controlar la deposición de parafina y facilitar la producción de crudos viscosos.

Por su formulación soluble en agua es efectivo en la remoción y prevención de la parafina en los equipos de producción.

MECANISMO DE ACCION.- Remueve las deposiciones de parafina acumulados debido a su acción detergente, y también previene la deposición manteniendo las partículas de parafina dispersas y no unidas, reduciendo la viscosidad.

PROPIEDADES FISICAS.- Son las siguientes:

Gravedad específica	1.077
Punto de enturbiamiento °F	15
Punto de inflamación °F SFCC	> 200
Viscosidad a 100 °F SUS	2.020
Solubilidad	Agua

FORMA DE APLICACION.- Este producto puede ser aplicado mediante dosificación periódica ("batch"), o por inyección continua.

Un tratamiento periódico consiste en bombear 5 á 10 galones del producto al pozo, con intervalos entre una a cuatro semanas, dependiendo de la severidad del

problema. Debe ser agregado directamente e inyectado con un tapón de fluido o por circulación en el pozo.

Para un tratamiento de inyección continua, se agrega inicialmente de 200-500 ppm, hasta que el sistema esté totalmente limpio, luego se reduce la dosificación de 50-100 ppm para mantenerlo limpio.

4.2 TRATAMIENTO QUIMICO EN POZOS DE NOROESTE.

La compañía Petróleos del Perú opera en Noroeste organizado en Distritos de Producción , los cuales a su vez comprenden 2 o más áreas. Estos Distritos de Producción son lo siguientes:

Los Organos, Taiman, Peña Negra, Ballena-Central, Coyonitas-Hualtacal, Carrizo-Merina, Lobitos-Pariñas, Alvarez-Leones , Tablazo, Lomitos-San Pedro, Lagunitos,- Portachuelo.

Asimismo las arenas productivas varían de una zona a otra, cada cual con características y problemas diferentes; el grado de gravedad de estos originado por la deposición de parafina también varía. Es así como de acuerdo a las intervenciones continuas por Servicio de Pozos se detectó que la deposición de parafina es el mayor problemas que se enfrenta en el área de Portachuelo con un 56% de pozos. Cabe aclarar que este no es un problema aislado, pues puede presentarse conjuntamente con deposición de carbonatos o arena. (Ver figura N^o. 4). Estos problemas afectan directamente la

eficiencia volumétrica con que trabaja el Equipo de Bombeo Mecánico (EBM), oscilando entre 20 y 50%.

A efectos de evaluar el control de la parafina con productos químicos se seleccionaron 5 pozos del área de Portachuelo y 1 de Lagunitos que registraban numerosas intervenciones de Servicio de Pozos para limpiar la parafina.

Como se puede observar en la Tabla No 2 los pozos producen por la Formación Salina-Mogollón, excepto el pozo 5663 que produce también de la Formación Amotape, y el pozo 3888 de Lagunitos que por ser de otra área produce de la Formación Parinas.

La temperatura de fondo oscila entre 155 y 133 °F. para la Fm. Salina Mogollón y 104 °F para la Fm. Pariñas. Es importante tomar en cuenta que la temperatura del crudo en superficie es

En la Tabla No. 3 se muestran las propiedades de los crudos producidos antes de la inyección del producto químico. De acuerdo a su factor de caracterización, se tratan de crudos de base mixta (cicloparafinas con cadenas laterales), con un contenido de parafinas de alto peso molecular superior al 50%.

De acuerdo a los reportes de Servicio de Pozos tenemos deposición de parafina en los primeros 2000 pies de tubería, lo cual se confirma observando el punto de congelación (pour point) de los crudos, y la temperatura del crudo en superficie.

Una vez definida las características del crudo producido se efectuó el análisis de una muestra de la cera para descartar la presencia de asfaltenos siguiendo la recomendación del fabricante indicadas en el diagrama N° 1, encontrándose que la sustancia era soluble en pentano.

Como siguiente paso se efectuaron las pruebas de botella con diferentes disolventes, dispersantes, etc. a fin de seleccionar el más efectivo, de acuerdo a la recomendación del fabricante que se muestra en el diagrama N° 2.

4.2.1. SELECCION DE POZOS.

Es necesario contar con los siguientes datos para efectuar una exitosa dosificación y evaluación del producto como son (ver tabla N°4):

Datos de completación del pozo y del EBM instalado, a fin de analizar periodicidad de taponamiento de tubería por parafina durante la etapa surgente del pozo y las intervenciones al mismo durante su puesta en producción con EBM, en donde se hace necesario el levantamiento artificial por la disminución de la presión del reservorio y la liberación de mayor porcentaje de componentes volátiles.

Frecuencia de servicio de pozos, durante su etapa de surgencia natural, así como durante su producción por levantamiento artificial. Es importante identificar

las intervenciones efectuadas por taponamiento de bomba con parafina producto de las limpiezas mecánicas de la tubería de aquellas intervenciones efectuadas para reemplazo de bombas trabadas por falta de nivel de fluido (sobredimensionamiento del EBM), así también problema de deposición de carbonatos, rotura de varillas por excesiva desviación del pozo, bloqueos de bomba por entrada de gas liberado, instalación de bombas no adecuadas a las características del fluido producido.

Profundidad a la cual se deposita la parafina, de acuerdo a lo observado en los reportes de servicios durante la época de surgencia natural la profundidad de deposición de parafina es menor que durante su periodo de producción con EBM. Asimismo es importante este tipo de información cuando se producen rotura constante de varillas en ciertos tramos de la tubería y poder identificar si estos ocurren por fricción con las deposiciones de parafina o si se debe simplemente a desviación del pozo.

Producción de crudo y %BSW, el producto químico empleado en el tratamiento es soluble en agua, pero el contenido de agua y sedimentos (BSW) no debe ser mayor del 50 %, ya que al estar muy diluído pierde su poder dispersante

Temperatura de fondo, a fin de determinar si es mayor que el punto de enturbiamiento y si la formación de

cristales de parafina se producen dentro del reservorio, o si esta temperatura es alcanzada recién dentro de la tubería de producción, de acuerdo a esto se determina si el tratamiento es por circulación en las paredes del pozo o de lo contrario se deba efectuar una inyección de inhibidor a presión dentro de la formación.

- Temperatura del crudo en superficie, de acuerdo a esto se determina si la formación de cristales y la consiguiente deposición se lleva a cabo en las paredes del pozo o en la línea de flujo hacia la batería.
- Análisis de la composición del crudo, con la destilación se puede determinar la temperatura de ebullición de los diferentes cortes, con la viscosidad y la gravedad API determinamos el índice "K" de caracterización; el punto de congelamiento o "pour point" como se mencionó anteriormente es importante para determinar donde se efectuará la deposición de parafina; % hidrocarburos de alto peso molecular nos dará la cantidad de componentes parafínicos en el crudo..

Este tipo de tratamiento por recirculación desde el pozo hacia un tanque dosificador y de ahí al espacio anular solo se puede aplicar siempre y cuando no haya producción a través del espacio anular ya que impediría el mezclado del producto con el fluido producido que se encuentra en la tubería de producción, Asimismo la bomba

de subsuelo debe estar en óptimas condiciones a fin de dilatar el tiempo de circulación por fugas o pérdidas en las válvulas o excesivo escurrimiento entre el pistón y barril. Otra característica de los pozos seleccionados es el de no tener un GOR (relación gas-aceite), excesivamente alto lo cual originaría un incremento de presión en el espacio anular mayor al registrado en la tubería de producción con lo cual se originaría una contrapresión en el tanque dosificador y se interrumpiría el circuito de inyección.

4.2.2. ACONDICIONAMIENTO DE LA INSTALACION DE SUPERFICIE

Es necesario efectuar conexiones en superficie desde el pozo al tanque inyector para efectuar la circulación del producto como se aprecia en el Diagrama N° 3.

Como se aprecia en ese diagrama durante el tiempo que demore la inyección del producto el pozo quedará aislado de la batería. El flujo del circuito estará fijado por la bomba de subsuelo, en el tanque dosificador no debe producirse acumulación de fluido por lo que solo tiene una capacidad para 20 galones, el flujo en el espacio anular se puede asumir como laminar ya que este se escurrirá a través de la pared externa de la tubería de producción y la pared interna de la tubería de revestimiento. El nivel de fluido con el cual produce el pozo debe ser no mayor de 500 pies, puesto que el flujo de salida por la tubería de producción va a ser mayor

que el de caída de fluido a través del espacio anular por lo cual es necesario que haya un nivel de fluido acumulado adecuado para que la bomba de subsuelo no se trabe por falta de columna hidrostática, pero como el sistema ha quedado aislado el nivel va a incrementarse por el aporte de crudo proveniente del reservorio.

El material requerido para efectuar el acondicionamiento del sistema debe soportar 800 psi, así mismo es importante la instalación de una válvula de seguridad en el tanque, ya que durante el periodo de circulación puede producirse en forma intermitente liberaciones de gas a través del espacio anular, originando una contrapresión en el sistema y en el tanque, con lo cual se pone en riesgo la operación. Asimismo es importante desfogar el pozo por espacio de 15 minutos para liberar el gas encerrado, antes de iniciar el tratamiento..

4.2.3. PREPARACION DEL POZO

Antes de iniciar el tratamiento es necesario efectuar:

Limpieza al pozo, es necesario retirar todo el equipo de subsuelo, verificar el fondo efectivo con cable para determinar si se encuentra sucio con carbonatos, lodo o simplemente residuos metálicos de intervenciones efectuadas anteriormente, para lo cual se emplea la herramienta denominada "bela mecánica o hidrostática", con la cual se extraen los depósitos primeros antes mencionados, en el último caso se debe

efectuar la molienda con una broca adecuada denominada "rima", posteriormente los residuos se retirarán por circulación de crudo hacia la superficie.

Reemplazo de tubería por tubos limpios traídos de los Patios de Producción, efectuar prueba manométrica con fluido para verificar que no hayan tubos rotos o coples gastados.

Reemplazo de varillas de bombeo por varillas usadas e inspeccionadas, puesto que no es suficiente efectuar la limpieza de las inicialmente instaladas debido al desgaste y elongación sufrida como consecuencia de soportar fricción con la parafina.

Instalación de bomba de subsuelo insertable reparada que no tenga fugas o pérdidas por las válvulas, asimismo es necesario también efectuar la prueba manométrica a la bomba para verificar su adecuado funcionamiento.

Limpieza de la línea de flujo, empleando un camión-caldero para vaporizar la línea de flujo hasta la batería y evitar restricciones en el flujo.

4.2.4. APLICACION DEL PRODUCTO.

El método de aplicación será no continuo (batch), de acuerdo a las pruebas de laboratorio. El equipo instalado para el tratamiento quedará fijo en cada pozo y así evitar el desgaste de las uniones y el deterioro

del tanque. El producto ingresará al pozo por el espacio anular impulsado por la misma unidad de bombeo.

Antes de efectuar las conexiones (ver Diagrama N° 3) para el tratamiento se debe desfogar el pozo por el espacio anular.

Con el fin de saturar el espacio anular y formar una película de producto químico en las paredes interiores de la tubería de bombeo y línea de flujo, la primera inyección será superior a la siguiente, recomendándose 10 galones..

La inyección de producto será cada 30 días, 5 galones de producto por pozo, tiempo de recirculación de 6 horas para todos los pozos ya que tienen características semejantes como la profundidad y las arenas productoras; el pozo permanecerá cerrado por 1 hora para lograr que el producto pueda ejercer su acción dispersante en el crudo.

4.2.5 DISCUSION DE RESULTADOS

Como se puede apreciar en la Tabla N°4, el periodo de aplicación del producto fue de un año, principalmente durante 1987, excepto el pozo 5942 que fue tratado durante el año 1985. De acuerdo a lo observado en la Tabla N°4 se ha disminuído el número de intervenciones hasta en tres servicios de pozos, lo que representa un ahorro de 7800.0 US\$; asimismo se ha disminuído la producción diferida al reducir el número de servicios.

De otro lado como se puede observar en las Curvas de Producción (Figura N°5), se logró un incremento de la producción y la estabilización de la misma.

Haciendo un análisis comparativo de los gastos operativos de los tres principales métodos de control (Tabla N°5), podemos observar que el tratamiento químico es el más económico, más fácil de aplicar, requiere poco personal y solo se efectúa la circulación con la propia bomba de subsuelo del Equipo de Bombeo Mecánico (EBM).

Tomando en cuenta el tratamiento térmico, resulta más caro, requiriéndose de un camión bomba y un caldero para calentar el aceite. Asimismo si comparamos con la limpieza mecánica resulta menos económico, incrementándose la producción diferida, puesto que en la Tabla N°5 solo se considera los días perdidos por el servicio, en realidad el pozo no es intervenido cuando cesa de producir, sino debe ajustarse a una programación de la Unidad de Servicio de Pozos y disponibilidad de la misma, lo que realmente nos puede llevar a tener hasta más de una semana en espera para que el pozo sea intervenido.

Es por los motivos antes expuestos que podemos afirmar que el tratamiento químico es el más efectivo, ya que solo se involucra personal del mismo Distrito de Producción y no requiere la intervención de maquinaria o equipos especiales.

TABLA 1

CARACTERISTICAS DE LOS DEPOSITOS DE PARAFINA

TEMPERATURA DE LA SUPERFICIE DE LA TUBERIA	TEMPERATURA DEL CRUDO	PATRON DE DEPOSICION
Superior al punto de enturbiamiento (cloud point)	Encima del punto de enturbiamiento	No hay deposicion
Debajo del punto de enturbiamiento	Encima del punto de enturbiamiento	Deposicion en tuberia de produccion
Ligeramente debajo del punto de enturbiamiento	Mucho mas caliente que la temperatura de enturbiamiento	Poca deposicion, alto peso molecular, alta fusion, parafinas muy duras
Mucho mas fria que la temperatura media del crudo	Mucho mayor que la temperatura de la superficie	Depositos grandes, muy poca fusion, parafina suave, crudo encerrado
Debajo del punto de enturbiamiento, pero mas caliente que el aceite	Debajo del punto de enturbiamiento	No hay deposicion

TABLA 2
 INFORMACION GENERAL DE LOS POZOS

No. POZO	FONDO EFECTIVO (pies)	ARENAS ABIERTAS	PERFORACIONES (pies)	TEMPERATURA FONDO (° F)
5942	6062	Salina Mogollon	5772-5019	142
5663	5479	Amotape Salina Mogollon	5398-5044 4531-3463	155
5883	6069	Salina Mogollon	6047-4620	140
4449	4389	Salina Mogollon	4380-3630	133
6437	4840	Salina Mogollon	4812-3638	147
3888	3309	Pariñas	3255-3155	104

TABLA 3
ANALISIS Y CARACTERIZACION DEL CRUDO

: PROPIEDADES/ARENA		SALINA MOGOLLON	PARINAS
: VISCOSIDAD CINEMATICA	SSU @ 100xF	53.0	43.7
: PUNTO DE CONGELACION (xF)	(xF)	80.0	69.8
: TEMPERATURA DE EBULLICION (xF)	(xF)	650.0	610.0
: INDICE DE CARACTERIZACION	"K"	11.9	12.0
: PESO MOLECULAR	(gr/mol-gr)	280.0	250.0
: PARAFINAS DE ALTO PESO MOLECULAR (%)		56.5	52.0
: DESCRIPCION		HCT, mixto	HCT, mixto:

TABLA 1

SISTEMA DE PRODUCCION Y FRECUENCIA DE SERVICIO DE POZOS
RESULTADOS DE TRATAMIENTO

No. POZO	COMPLETACION INST. EBM.	SISTEMA DE PRODUCCION	SERVICIO DE POZOS LIMPIEZA DE PARAFINA	OTROS (*)	DEPOSICION DE PARAFINA (pies)	PERIODO DE TRATAMIENTO	INDICE DE SERVICIOS ANTES (SOP / AÑO)	DURANTE
5912	12-7-77	30-05-79	SURGENTE EBM	12	9	NR 2000 DIC. 84-MAR. 86	1.0	1
5663	14-10-74	27-11-81	SURGENTE EBM	7 10	4 8	500 1500 ABR. 87-FEB. 88	1.8 3.6	1
5883	04-12-76	03-07-84	SURGENTE EBM	3 3	9 12	NR 1800 ENE. 87-ABR. 88	1.5 7.5	0
4119	28-09-53	27-10-65	SURGENTE EBM	9 18	4 10	500 700 FEB. 87-ABR. 88	1.1 1.4	0
6437	14-08-82	25-01-84	SURGENTE EBM	0 6	2 7	NR 1500 ENE. 87-ENE. 88	1.0 6.5	2
3888	04-08-18	28-04-76	SURGENTE EBM	41 13	9 6	500 1200 MAR. 87-MAY. 88	1.8 2.0	0

TABLA 25

GASTOS OPERATIVOS ANUALES PARA CONTROL DE DEPOSICION DE PARAFINA

METODO DE CONTROL	PERIODO DE APLICACION (HRS)	COSTOS UNITARIOS	COSTO TOTAL (US\$/ANO)	APLICACIONES ANUALES	PRODUCCION DIFERIDA (US\$/ANO)	GASTO TOTAL (US\$/ANO)
:MECANICOS						
:Corte de parafina, pistoneo (a)	38	130 \$/hr	4940	4	2179	21998
:Limpieza de linea de flujo (600')		3 \$/tubo	60	1		
:Cambio de tubos (1200') (a)						
:Transporte y limpieza de tubos	20	130 \$/hr	2600	4	1147	14487
:Limpieza de linea de flujo (600')		3.6 \$/tubo	720	4		
		3 \$/tubo	60	1		
:TERMICO						
:Circulacion de aceite caliente	3	123 \$/hr	368	12	516	6147
:Cambio de bomba	8	130 \$/hr	1040	1	115	
:Limpieza de linea de flujo (600')		3 \$/tubo	60	1		
:QUIMICO						
:Inyeccion de producto (5 gls.)	6	18.4 \$/gal	92	12	1032	3351
:Cambio de bomba	8	130 \$/hr	1040	1	115	

PROBLEMAS QUE ORIGINAN BAJA EFICIENCIA DEL EBM EN POZOS DE PORTACHUELO

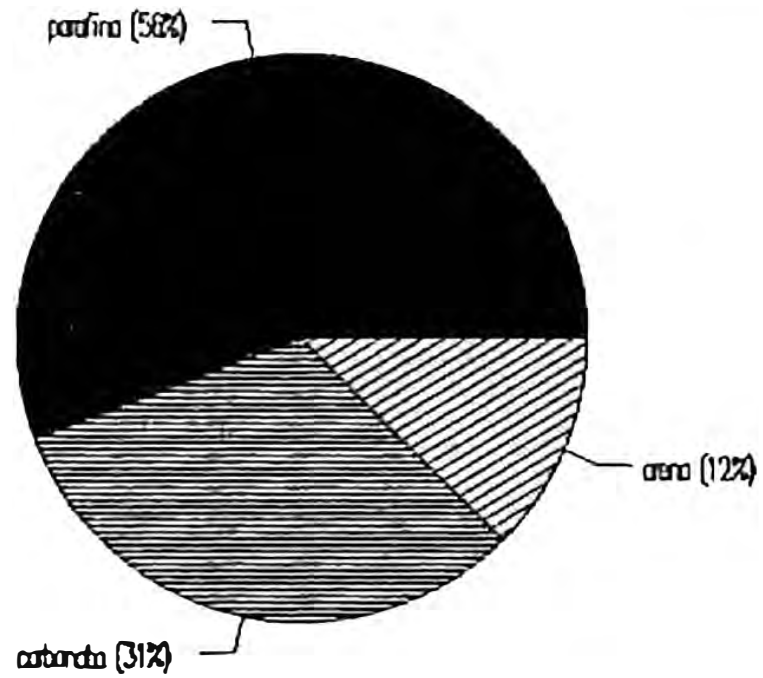
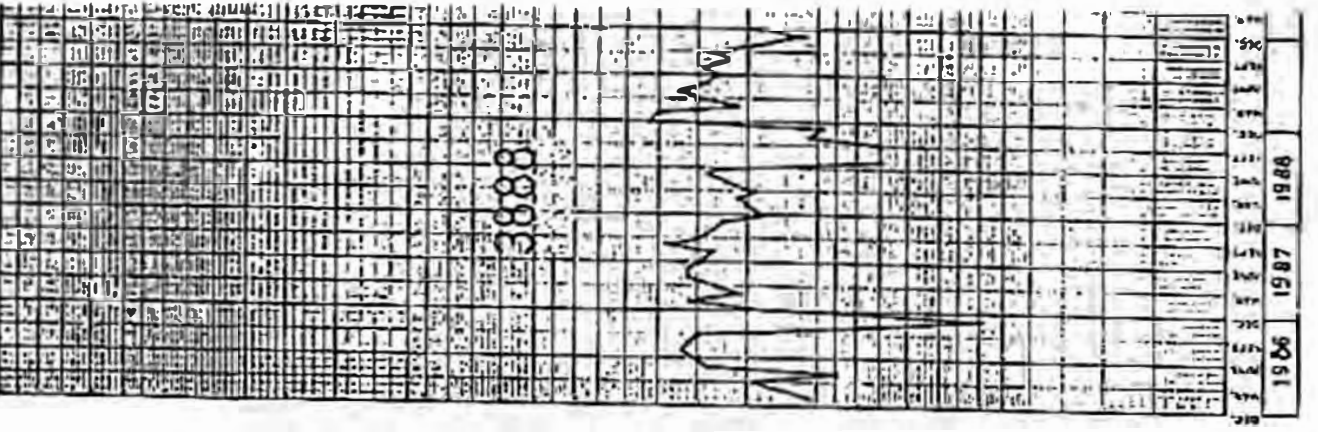
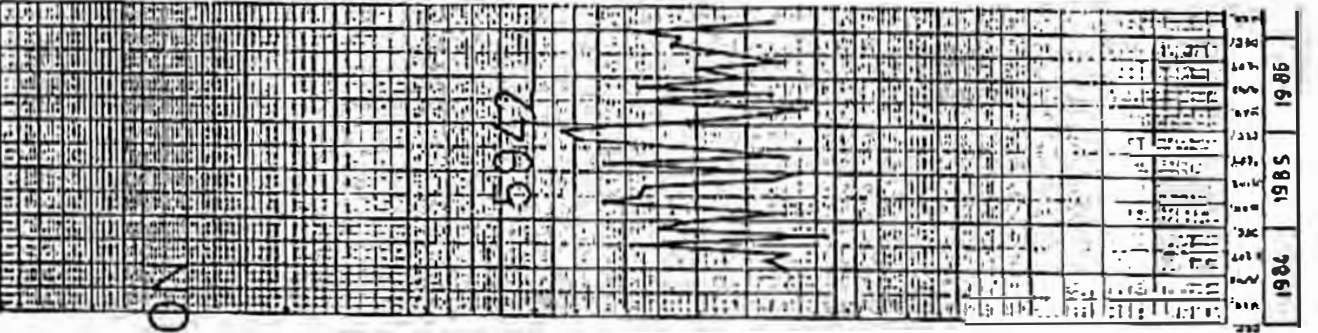
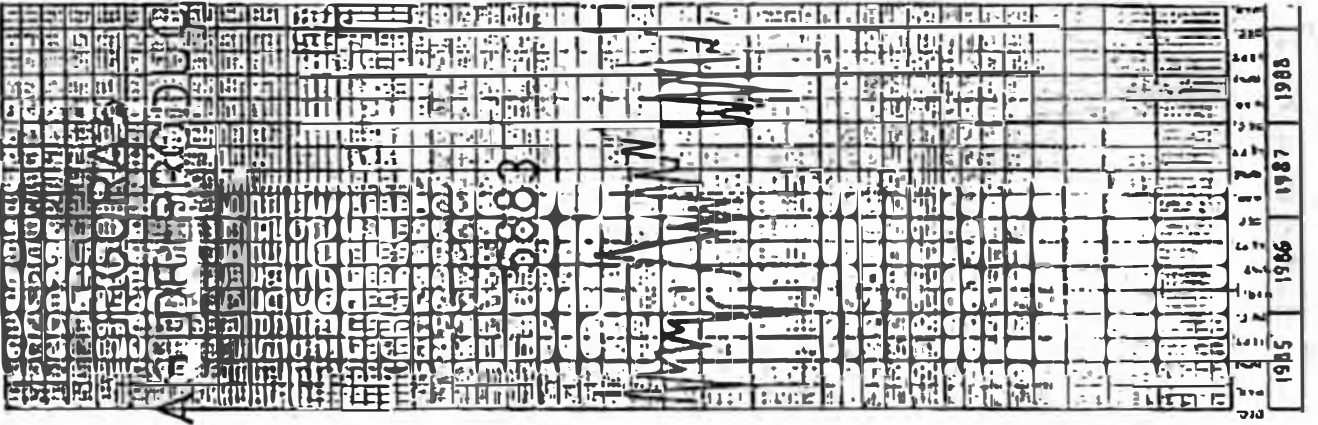
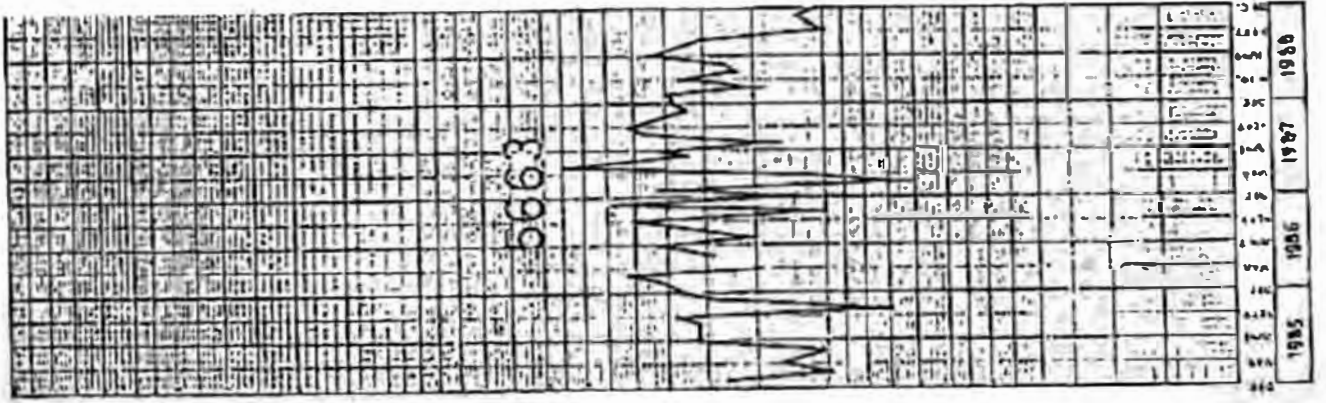


Figura 4



CURVA DE PRODUCCION

DIAGRAMA No 1

PRUEBAS DE PARAFINA EN CAMPO

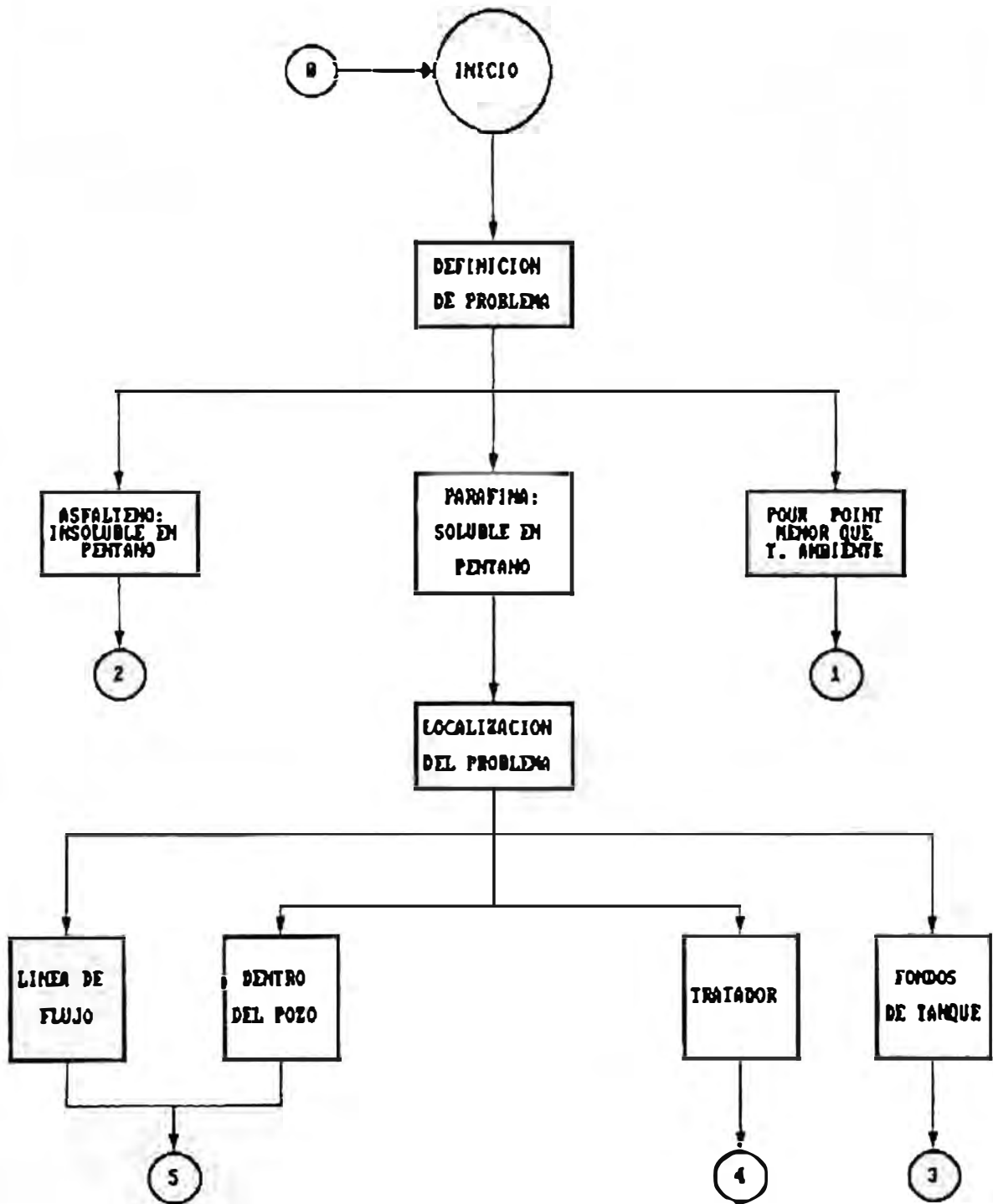


DIAGRAMA No 2 TECNICAS DE APLICACION

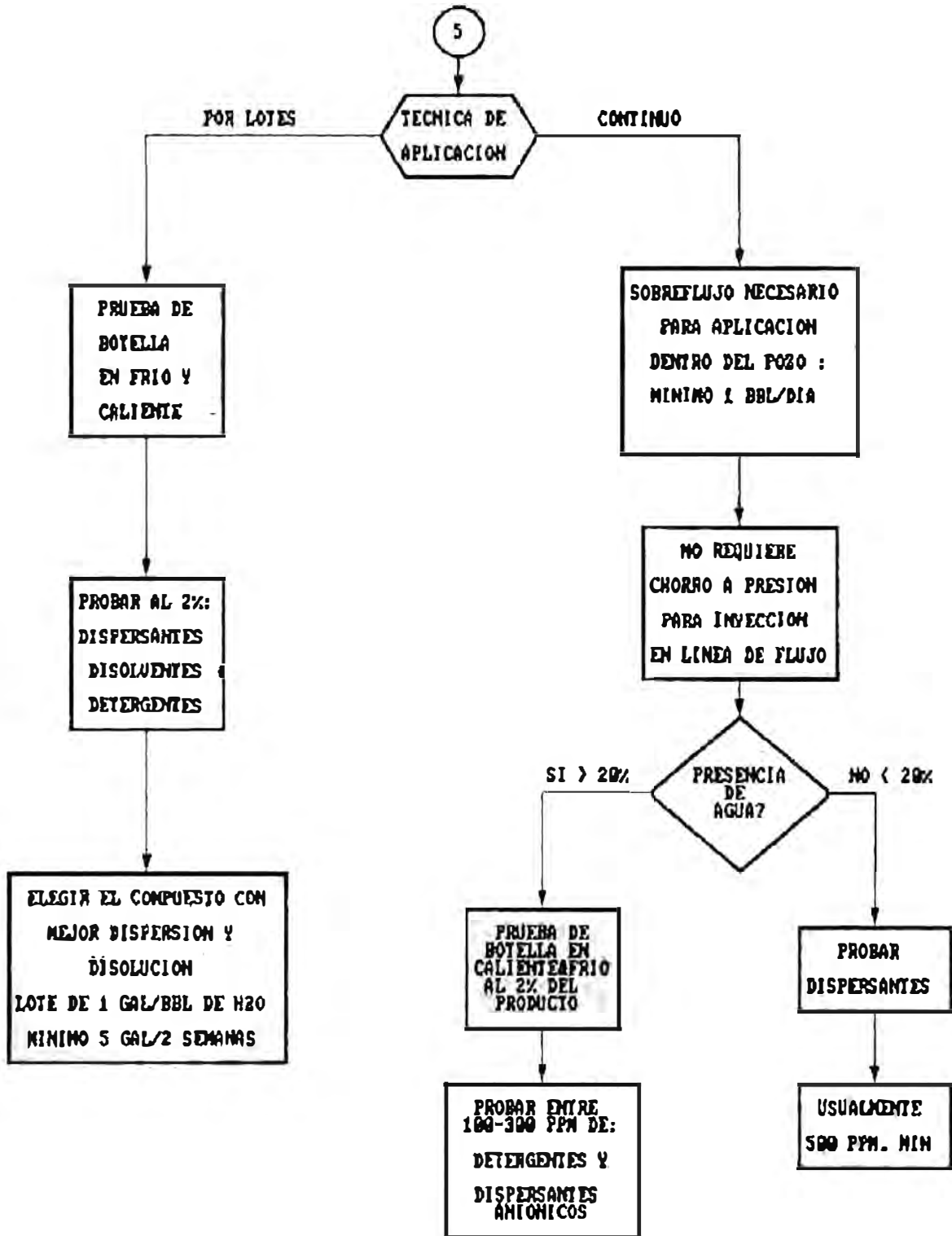
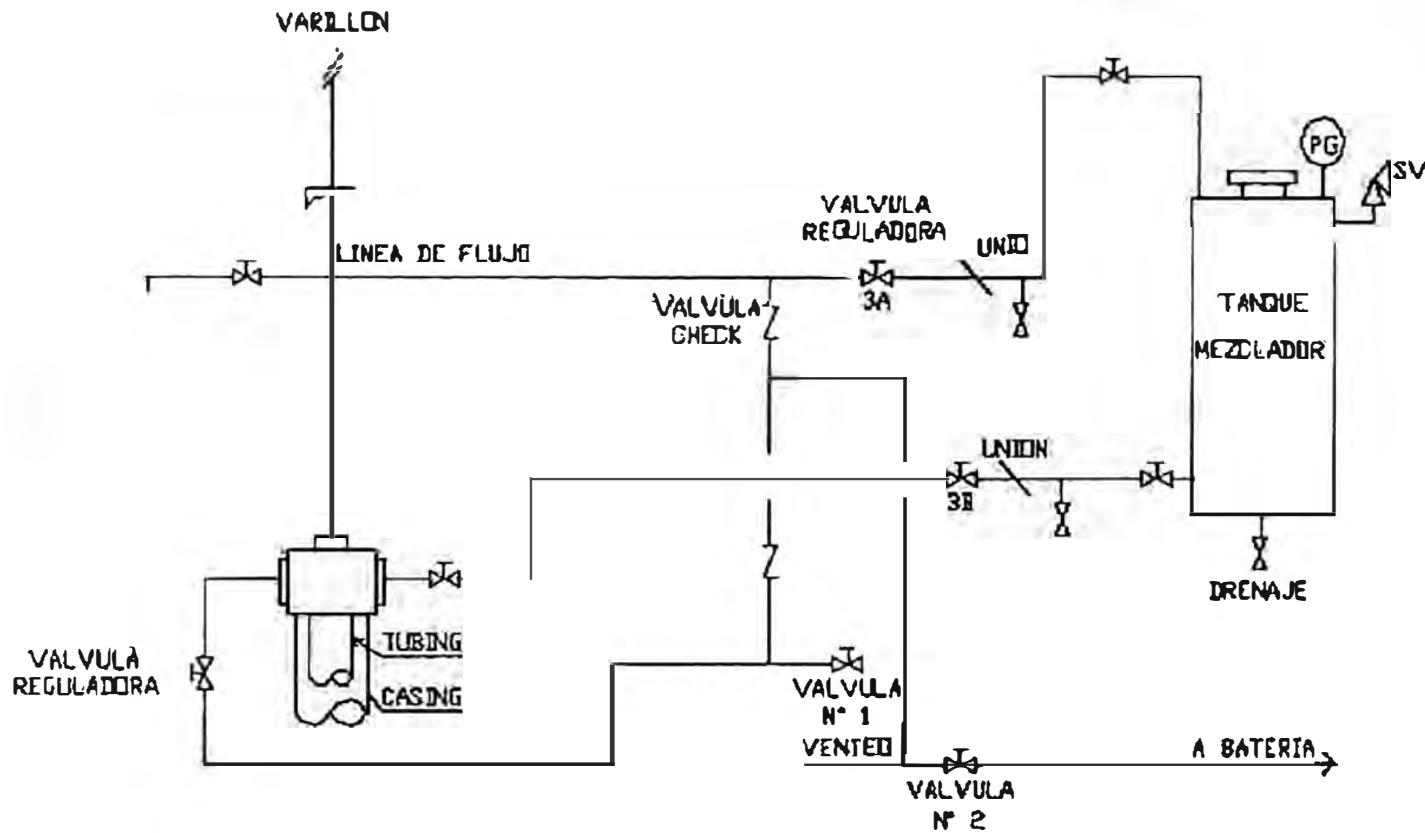


DIAGRAMA N° 3
INSTALACION DE SISTEMA INYECTOR
DE PRODUCTO QUIMICO A UN POZO



5.0 EVALUACION ECONOMICA DEL TRATAMIENTO

5.1 LINEAMIENTOS ECONOMICOS

5.1.1 INVERSION

Para efectuar la evaluación económica consideraremos que en cada pozo se va a instalar la infraestructura necesaria que se muestra en el Diagrama N° 3, lo cual será la inversión requerida para cada pozo, puesto que este permanecerá mientras dure el tratamiento. Como es natural, el tratamiento se debe iniciar en pozo limpio para lo cual consideramos un servicio inicial donde se limpiará el pozo y se cambiará la tubería de producción, así como las varillas y la bomba. En la Tabla N° 6 se muestran los equipos considerados para la implementación del tratamiento.

5.1.2 AHORRO

En lo que respecta al ahorro por año (ver Tabla N° 6), se consideran los servicios de pozos para limpiar mecánicamente la parafina con rascadores, la extracción de la parafina mediante el pistoneo o "swab", a fin de evitar que estos residuos vayan al fondo del pozo y sean succionados por la bomba de subsuelo o de lo contrario se depositen en las perforaciones y disminuya la producción. Además de esto también se considera el ahorro al no tener que cambiar los 1200 pies de tubería que se encuentra con parafina, efectuar su transporte hacia los Patios de Producción y limpiarlos con vapor.

Consideraremos también una limpieza anual de 600 pies de línea de flujo, inmediatos al pozo para evitar restricción del flujo y aumento de la contrapresión para la bomba de subsuelo.

En el gasto operativo se considerará doce aplicaciones del producto en un volumen de 5 galones, por recomendación del fabricante en la primera inyección de debe inyectar 10 galones, por lo cual consideraremos en la inversión los 5 galones adicionales que deben agregarse por única vez.

5.1.3. GASTO OPERATIVO ANUAL

En la Tabla N^o 5 se ha efectuado la comparación de los diferentes tipos de tratamiento y las intervenciones por año que deben efectuarse. Los gastos menores corresponden al tratamiento térmico lo cual consiste en circular aceite caliente sin retirar el equipo de subsuelo el cual debe efectuarse mensualmente, pero a comparación del tratamiento químico el hecho de circular un fluido caliente puede originar deterioro o desgaste acelerado en las partes de las bombas de subsuelo de material sintético o polímeros, tales como son las copas de asbesto o fibra de vidrio, así también habrían limitaciones cuando la bomba de subsuelo emplea pistón de copas para pozos que presentan producción de agua o deposición de carbonatos. Además de estos inconvenientes también se puede producir problemas al manipular aceite

a 200 ó 300 °F para bombearlo por la tubería de producción.

En cuanto a la determinación del gasto operativo para el tratamiento químico se consideran doce inyecciones durante el año, cada una de 5 galones. Se considera un cambio anual de bomba de subsuelo, ya que de todas maneras por acción del gas, arena o carbonatos van perdiendo eficiencia.

En el gasto total también se considera el tiempo que el pozo permanece sin producir, lo cual denominamos producción diferida.

PETROLEOS DEL PERU - EXPLORACION/PRODUCCION

5.2 EVALUACION DE INVERSIONES POR FLUJO DE FONDOS (EN M\$ SIN ESCALAR)

Departamento Técnico de Petróleo

Partida Numero:
 Descripción:

1010
 ESTUDIOS DE PRE INVERSION

API- S/X PROYECTO DE TRATAMIENTO QUIMICO PARA CONTROL DE PARAFINA

Años	Inversión	Ingresos o Ahorro	Deprec. Lineal	Monto Imponible	Impuestos 35%	Utilidad Neta	FLUJO NETO DE FONDOS	Van al 10 %	Van al 15 %	Van al 20 %	
0	4.6	0.0	0.0		0.0	0.0	(4.6)	(4.6)	(4.6)	(4.6)	
1		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	6.1	5.8	5.6	
2		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	5.5	5.1	4.7	
3		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	5.0	4.4	3.9	
4		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	4.6	3.8	3.2	
5		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	4.2	3.3	2.7	
6		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	3.8	2.9	2.2	
7		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	3.4	2.5	1.9	
8		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	3.1	2.2	1.6	
9		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	2.8	1.9	1.3	
10		10.1	0.5	9.6	3.4	6.2	6.7	2.6	1.7	1.1	
Van al		T.I.R. (VAN = 0)							145.7%		
0%	62.4										
10%	36.6	Tiempo Recup Inv (años)							0.7		
15%	29.0										
20%	23.5	Índice VAN = ((VAN al 10 %) - (Inv al 10 %)) / Inv al 10 %							7.0		
EFECTOS DE VARIACION EN VALORES DE BASE:											
			TIR CON CAMBIOS EN VALORES BASE								
FACTOR	VALOR BASE	V.Base+10%		V.Base+20%		V.Base-10%		V.Base-20%			
Inversión	4.6 M\$.	132.7%	122.0%	161.5%	181.2%						
Ahorros	10.1 M\$.	159.9%	174.1%	131.4%	117.2%						

TABLA 6

LINEAMIENTOS ECONOMICOS DEL PROYECTO

INVERSION	MONTO USA
-Fabricación e instalación de tanque de 20 galones	500.0
-2 válvulas reguladoras de flujo 2" (globo)	164.0
-3 válvulas de cooporta para desfogue 1/2"	87.0
-1 válvula de alivio tipo ángulo 3/4"	333.5
-Conexiones varias	50.0
-Cambio y limpieza del equipo de subsuelo	3320.0
-Limpieza de línea de flujo (600 pies)	60.0
-5 galones de dispersante para tratamiento inicial	92.0
MONTO TOTAL	4606.5
AHORRO ANUAL	
-3 servicios de pozos para cambio de tubería	7800.0
-Transporte y limpieza de tubería	2160.0
-Limpieza de línea de flujo (600 pies)	60.0
MONTO TOTAL	10020.0
GASTO OPERATIVO ANUAL	3291.0
Depreciación	10 años
Tasa de impuestos	35%
Factor de descuento	20%

6.0 CONCLUSIONES

De acuerdo a las pruebas de laboratorio y campo efectuadas, nos demuestran que los crudos producidos en Noroeste tienen un 54% en promedio de hidrocarburos de alto peso molecular, y son de base mixta, esto es, cicloparafinas con cadenas laterales.

El punto de congelación de estos crudos está alrededor de los 75 °F, y teniendo en cuenta que la temperatura en superficie del crudo es de 64 °F se presenta el problema de deposición de parafina en la tubería de producción y línea de flujo.

- Para solucionar este problema se efectuaron pruebas de botella con diferentes productos como solventes, dispersantes, detergentes, obteniéndose los mejores resultados con un productos químico detergente, cuyo mecanismo se basa en la actividad superficial y reducción de la tensión superficial.
- El tratamiento químico aplicado se efectuó en forma de lotes o "batch", con cinco galones cada treinta días, con lo cual se logró mantener la parafina dispersa, y al atacar las fuerzas de cohesión entre los cristales, estos son arrastrados fácilmente por el crudo evitando su deposición en las tuberías.

Como resultado del tratamiento se ha logrado mejorar la eficiencia de producción, al disminuir las paralizaciones por servicio de pozos para remover mecánicamente la parafina, se incrementó la vida útil de las varillas de bombeo al disminuir el factor de servicio al cual trabajaban como consecuencia del roce de estas con la parafina.

Los resultados de la evaluación económica son los siguientes:

VAN 20%	21.6
TIR	= 148.4%
Tiempo Rec. Inv.	= 0.7 años

Estos indicadores demuestran que este proyecto es altamente rentable.

7.0 RECOMENDACIONES

- Es necesario estudiar los problemas de producción originados aparentemente por la deposición de parafina en otras áreas del Noroeste y que originan excesivas intervenciones a los pozos, para promover la difusión de este método de control.

De acuerdo a los resultados de la evaluación económica, la rentabilidad del proyecto hace posible que se construyan mas equipos para inyección portátiles (con carretas), para ser fácilmente transportados de uno a otro pozo, incrementándose la rentabilidad del mismo.

De acuerdo a las características del crudo producido (%BSW, GOR), temperatura del medio, es necesario evaluar otros productos químicos para determinar un tratamiento efectivo.

Analizar la posibilidad de extender el control de parafina por tratamiento químico a los pozos de surgencia natural, en los cuales se aplicaría por inyección forzada a la formación inhibidores o modificadores de cristales de parafina.

8.0 BIBLIOGRAFIA

1. "Tratamiento de Parafinas en Petroperú"; Nalco Chemical Company; Talara; 1987.
2. "Petroleum Processing Handbook"; William F. Bland & Robert L. Davidson; McGrawHill Ed; 1967.
3. "Paraffin deposition in Petroleum Production"; Carnahan Norman; Journal of Petroleum Technology; pp. 1024-1025; Oct.1989.
4. "Correction and Control of oil field paraffin and asphaltene problems"; NL Treating Chemicals; 1984.
5. "Chemical Treatments for paraffin control in the Oil-field"; M.Newberry; Petrolite Corporation; 1984.
6. "Paraffin Deposition and Control"; Exxon Chemical Company.
7. "Pautas económicas para el año 1989"; Unidad de planeamiento y Sistemas; Petroperú; Marzo 1989.
8. "El Petróleo, Refino y Tratamiento Químico"; P. Wui-thier; Ed.CEPSA; 1971.
9. "Paraffin Field Tests"; Tetrolite Technical Bulletin N°6; 1984.
10. "Plant Design and Economics for Chemical Engineers"; Peters & Timmerhaus; 3ra Ed. McGraw-Hill; 1980.
11. "Clasificación de Crudo en LCT y HCT por método Robinson"; Laboratorio de Refinería Talara; Petroperú; Abril 1982.

12. "Informe de Optimización de Pozos con EBM en Distrito Portachuelo"; J.Seminario, I.Miranda, A.Alva; Superintendencia de Expl.Prod.; Petroperú; 1989.
13. "Control de Acumulación de Paráfina "DownHole" por Medios Químicos "; L. Velásquez; En INGEPET-88; Talara; del 20 al 22 de Abril 1988.
14. "Cost-Effective Paraffin Inhibitor Squeezes can Improve Production Economics"; Haynes & Lenderman; SPE 15178; En: Rocky Mountain Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers; May 19-21; 1986.
15. "Normas para Elaborar y Evaluar Proyectos de Inversión"; Petróleos del Perú; 1987.